DIPLOMARBEIT

Photovoltaik für das Schulhaus Dorf in Suhr

Technische und wirtschaftliche Bewertung einer Photovoltaikanlage mit Prüfung des vZEV-Potenzials



Entscheidungsgrundlage für die TBS Strom AG

Diplomand:	Fisnik Kadriu
Schule:	TEKO Olten
Klasse:	O-TEL-23-T-a
Ausbildung:	Elektrotechnik HF
Jahr:	2026
Abgabe:	9. November 2026

1 Inhaltsverzeichnis

1 Inhaltsverzeichnis ... 2
2 Management Summary ... 4
3 Lebenslauf Fisnik Kadriu ... 6
4 Qualifikationsprofil ... 7
5 Projektinitialisierung ... 9
5.1 Pflichtenheft ... 9
5.2 Zielscheibe ... 11
6 Projektplanung ... 12
6.1 Vorgehensmodell ... 12
6.2 Projektstrukturplanung ... 13
6.3 Projektablaufplanung ... 14
6.4 Kommunikationsplanung ... 15
6.5 Risikoanalyse ... 16
6.6 Risikotabelle ... 17
7 Projektrealisierung ... 18
7.1 Analyse ... 18
7.1.1 Untersuchungsgebiet und Gebäude ... 18
7.1.2 Elektrische Ausgangslage ... 19
7.1.3 Energieverbrauch ... 20
7.1.4 Verfügbare Photovoltaikflächen ... 21
7.1.5 Erwartete Energieproduktion ... 24
7.1.6 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ... 25
7.1.6.1 Definition des Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch ... 25
7.1.6.2 Potenzielle Teilnehmer ... 29
7.1.6.3 Prüfung der Mindestproduktionsleistung ... 30
7.1.6.4 Elektrische und räumliche Voraussetzungen ... 31
7.1.6.5 Mess- und Abrechnungskonzept ... 32
7.1.6.6 Verbrauchspotenzial und Schlussfolgerung ... 35
7.1.7 Potenzial Batteriespeicher ... 38
7.1.8 Förderbeiträge und Subventionen ... 39
7.2 Kreativitätsmethode – Morphologischer Kasten ... 41
7.3 Priorisierungsmethode - Paarweiser Vergleich ... 42
7.3.1 Auswertung ... 43
7.4 Variantenbildung ... 44
7.4.1 Kurzbeschreibung der Variante 1 – PV-Dachanlage ... 44
7.4.2 Kurzbeschreibung der Variante 2 – PV-Dach- und Fassadenanlage ... 45
7.4.3 Kurzbeschreibung der Variante 3 – PV-Dach- und Fassadenanlage mit Speicher ... 45
7.5 Evaluation der geeignetsten Variante ... 47
7.5.1 Präferenzmatrix ... 47

7.5.2 Nutzwertanalyse ... 49
7.5.3 Sensitivitätsanalyse ... 50
7.5.4 Resultat der Variantenevaluation ... 52
8 Ausarbeitung der Variante 1 < PV-Dachanlage 123,5 kWp> ... 54
8.1 Phasenplan zur Umsetzung der Variante ... 55
8.1.1 Phase 1 – Entscheid und Projektfreigabe ... 55
8.1.2 Phase 2 – Übergabe an die Ausführungsplanung ... 55
8.1.3 Phase 3 – Netzanschluss und Messkonzept ... 55
8.1.4 Phase 4 – Umsetzung des virtuellen ZEV ... 55
8.1.5 Phase 5 – Installation und Inbetriebnahme ... 55
8.1.6 Phase 6 – Übergabe und Betriebsaufnahme ... 56
8.2 SWOT - Analyse ... 56
8.3 Risikoanalyse ... 57
8.4 Kosten-Nutzen-Analyse ... 59
8.4.1 Photovoltaikanlage ... 59
8.4.2 Betriebs- und Unterhaltskosten ... 60
8.4.3 Erlös- und Tarifannahmen ... 60
8.4.4 Jährliche Erträge und Nettoertrag ... 61
8.4.5 Kapitalkosten, Verzinsung und Amortisation ... 63
8.4.6 Kumulierte Cashflow-Betrachtung ... 64
8.4.7 Kapitalwertbetrachtung (NPV) ... 66
8.4.8 Sensitivitätsanalyse ... 69
8.4.9 Wirtschaftliche Gesamtbeurteilung ... 72
8.4.9.1 Break-even-Diagramm ... 74
8.4.9.2 Wirtschaftliches Fazit ... 75
9 Projektabschluss ... 76
9.1 Projektüberwachung ... 76
9.2 Evaluation der Zielerreichung ... 77
9.3 Reflexion Weg zum Ziel ... 78
9.4 Lessons Learned ... 79
9.5 Ausblicke ... 80
10 Eigenständigkeitserklärung ... 81
11 Verzeichnisse ... 82
11.1 Abkürzungsverzeichnis ... 82
11.2 Abbildungsverzeichnis ... 82
11.3 Tabellenverzeichnis ... 83
11.4 Diagrammverzeichnis ... 83
11.5 Literatur- und Quellenverzeichnis ... 83
11.6 Projektstatusberichte ... 84

2 Management Summary

Die vorliegende Diplomarbeit untersucht die technische und wirtschaftliche Eignung einer Photovoltaikanlage für den Neubau des Schulhauses Dorf an der Tramstrasse 28 in Suhr. Im Zentrum steht die Frage, ob die TBS Strom AG die geplante Photovoltaikanlage finanzieren, als Eigentümerin übernehmen und langfristig betreiben soll. Zusätzlich wird untersucht, ob der erzeugte Solarstrom über einen virtuellen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch innerhalb des Schulareals genutzt werden kann.

Ausgangslage
Für den Neubau Schulhaus Dorf ist die Erstellung einer Photovoltaikanlage vorgesehen. Neben dem Neubau befinden sich weitere Schulgebäude mit relevantem Stromverbrauch im Umfeld. Dadurch besteht grundsätzlich die Möglichkeit, den lokal erzeugten Solarstrom nicht nur im Neubau, sondern über einen virtuellen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch auch in weiteren geeigneten Gebäuden des Schulareals zu nutzen.
Im Rahmen der Arbeit werden drei Varianten untersucht. Variante 1 umfasst eine Dach-PV-Anlage mit 123,5 kWp. Variante 2 ergänzt diese um eine Fassadenanlage mit 35,2 kWp und erreicht damit insgesamt 158,7 kWp. Variante 3 entspricht Variante 2, wird jedoch zusätzlich mit einem Batteriespeicher ergänzt. Ziel ist es, die technisch und wirtschaftlich geeignetste Lösung zu bestimmen und daraus eine nachvollziehbare Entscheidungsgrundlage für die TBS Strom AG zu erstellen.

Vorgehen
Zu Beginn wurden die vorhandenen Gebäude-, Netz- und Messunterlagen sowie die Viertelstunden-Lastgangdaten analysiert. Auf dieser Grundlage wurden die elektrische Versorgung des Schulareals, mögliche Teilnehmer eines vZEV, die 10-%-Regel sowie das Mess- und Abrechnungskonzept untersucht.
Anschliessend wurden die verfügbaren Dach- und Fassadenflächen bewertet und die zu erwartende Photovoltaikproduktion abgeschätzt. Für die Dachanlage wird konservativ mit einem spezifischen Jahresertrag von 1’000 kWh/kWp gerechnet, wodurch sich bei 123,5 kWp eine Jahresproduktion von rund 123,5 MWh ergibt.
Die drei Varianten wurden zunächst qualitativ und anschliessend quantitativ miteinander verglichen. Dazu wurden ein morphologischer Kasten, ein paarweiser Vergleich der Bewertungskriterien, eine Präferenzmatrix, eine Nutzwertanalyse sowie eine Sensitivitätsanalyse eingesetzt.
Die ausgewählte Variante wurde anschliessend vertieft ausgearbeitet. Dazu gehören ein Umsetzungsphasenplan, eine SWOT-Analyse, eine Risikoanalyse sowie eine Kosten-Nutzen-Analyse über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren.

Ergebnisse
Die Variantenevaluation zeigt, dass die Dach-PV-Anlage mit 123,5 kWp ohne Fassadenanlage und ohne Batteriespeicher für die TBS Strom AG die geeignetste Lösung darstellt. Sie erreicht in der Nutzwertanalyse mit 4,50 Punkten den höchsten Wert. Variante 2 erreicht 4,10 Punkte und Variante 3 2,85 Punkte.

Die ausgewählte Variante zeichnet sich insbesondere durch die geringeren Investitionskosten, die vergleichsweise einfache technische Umsetzung sowie den tieferen Betriebs- und Wartungsaufwand aus. Die zusätzlichen Fassadenflächen erhöhen zwar die Energieproduktion, führen jedoch gleichzeitig zu höheren Investitions- und Betriebsaufwänden. Der Batteriespeicher erhöht das Eigenverbrauchspotenzial, kann seine zusätzlichen Kosten unter den angenommenen Rahmenbedingungen jedoch nicht ausreichend kompensieren.

Für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird mit Investitionskosten von 1'500 CHF/kWp gerechnet. Daraus ergibt sich eine Bruttoinvestition von 185'250 CHF. Nach Abzug des Pronovo-Förderbeitrags von 37'674.90 CHF verbleibt eine Nettoinvestition von 147'575.10 CHF.
Für den innerhalb des vZEV genutzten Solarstrom wird mit einem Verrechnungspreis von 20 Rp./kWh gerechnet. Für die Netzeinspeisung werden 4 Rp./kWh sowie zusätzlich 1 Rp./kWh für den Herkunftsnachweis berücksichtigt. Für Betrieb und Unterhalt werden 3 Rp./kWh angesetzt.
Die einfache Amortisationsdauer beträgt unter diesen Annahmen rund 10,5 Jahre. Unter Berücksichtigung eines Kalkulationszinssatzes von 3,75 % ergibt sich eine diskontierte Amortisationsdauer von rund 13,7 Jahren. Nach 30 Jahren beträgt der kumulierte Kapitalwert rund 97'117 CHF und ist damit deutlich positiv.

Auf Grundlage der technischen und wirtschaftlichen Ergebnisse wird empfohlen, dass die TBS Strom AG die Dach-PV-Anlage mit 123,5 kWp finanziert, als Eigentümerin übernimmt und langfristig betreibt.

Ausblick

Vor einer tatsächlichen Umsetzung sollte eine verbindliche objektspezifische Offerte eingeholt und die definitive technische Auslegung der Anlage vorgenommen werden. Zudem sind das Mess- und Abrechnungskonzept sowie die organisatorischen und vertraglichen Rahmenbedingungen des geplanten vZEV abschliessend festzulegen.
Nach der Inbetriebnahme des Neubaus stehen reale Verbrauchsdaten zur Verfügung. Dadurch können der tatsächliche Eigenverbrauch sowie die Wirtschaftlichkeit nochmals überprüft werden. Eine spätere Erweiterung mit Fassaden-PV oder einem Batteriespeicher bleibt möglich, falls sich Investitionskosten, Strompreise oder andere wirtschaftliche Rahmenbedingungen zukünftig verändern.[1]

[1] **KI-Hinweis:** Dieser Abschnitt wurde auf Grundlage der vom Verfasser erarbeiteten Projektdaten und Ergebnisse mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) sprachlich und strukturell formuliert. Die fachlichen Aussagen, Zahlen, Bewertungen und Schlussfolgerungen wurden durch den Verfasser geprüft und festgelegt.

3 Lebenslauf Fisnik Kadriu



FISNIK KADRIU

Walther-Bürsten-Strasse 17,
5036 Oberentfelden

0763845036

kadriu.fisnik@outlook.com

02.11.1994

B

Verheiratet

KOMPETENZEN

- Praxiserfahrung im Projektmanagement
- Projektdokumentation
- Technische Kompetenz
- Motivationsfähigkeit

BERUFSERFAHRUNG

Projektleiter Netzleitsystem TBS Strom AG – Suhr AG, Aargau
03/2024 – heute
Netzleitsystem von Projektierung bis Ausführung. Hausinstallationskontrolle (SiNa, Installationsanzeige, Tech. Anschlussgesuch). ZEV,vZEV, LEG Spezialist.

Betriebselektriker Planzer,Bilfinger,Migros Verteilbetrieb
02/2017 – 02/2024

- Identifizierung und Behebung von Fehlern und Störungen in elektrischen Systemen.
- Wartung und Instandhaltung technischer Anlagen.

AUSBILDUNG

Elektroinstallateur EFZ
Berufsschule Aarau – Aarau, 08/2011 – 07/2015

Elektrotechniker in HF
Teko Fachschule – Olten, SO, 10/2023 – heute

SPRACHEN

Deutsch: Muttersprache

Englisch: B1
Fortgeschrittene Sprachverwendung

Fisnik Kadriu
06.11.2025 Suhr

Abbildung 1: Lebenslauf Fisnik Kadriu

4 Qualifikationsprofil

A1 Unternehmens- und Führungsprozesse gestalten und verantworten	Bewilligung von E-Mob-Ladestationen fachgerecht beurteilt und freigegeben Werksvorschriften zur PU/QU-Regelung und 70 % Einspeisebegrenzung angepasst Pikettpläne erstellt und faire Einsatzplanung sichergestellt Schiedsrichterteam geführt, Zusammenarbeit reflektiert und Konflikte gelöst Benutzerrollen und Zugriffsrechte im Netzleitsystem verwaltet
A2 Kommunikation situationsangepasst und wirkungsvoll gestalten	Installateure, Kunden und Anlagenbetreiber verständlich über Technische Anschlussgesuche, Installationsanzeige und Sicherheitsnachweise informiert Anzeige an das ESTI (Eidg. Starkstrominspektorat) nach fehlenden Unterlagen professionell verfasst Technische Anforderungen schriftlich klar und nachvollziehbar kommuniziert
A3 Die persönliche Entwicklung reflektieren und vorantreiben	Eigenen Lernbedarf bei Netzberechnungen für PV-Anlagen erkennt und Schulung absolviert Eigenes Verhalten in der Teamarbeit reflektiert und persönliche Entwicklungsmassnahmen umgesetzt
B4 Entwicklungsmethoden zur Problemlösung und Innovationsentwicklung in der Elektrotechnik zielführend einsetzen	ElektroForm in den Bewilligungsprozess eingeführt und administrative Abläufe digitalisiert. Komplexe Netzsituationen anhand von Spannungsanhebung, Netzbelastung und Leitungsauslastung beurteilt. Weihnachtsbeleuchtung anhand technischer und wirtschaftlicher Kriterien evaluiert. Bürotische unter Berücksichtigung regionaler Herstellung, Funktionalität und Wirtschaftlichkeit beurteilt. Rundsteuerempfänger für die Leistungsregelung von Photovoltaikanlagen anhand verschiedener Informationsquellen verglichen.
B5 Elektrotechnische Projekte planen, leiten, ausführen und evaluieren	Netzleitsystem-Projekte in Trafostationen geplant und umgesetzt Projektkommunikation zwischen Netzbetrieb, Monteuren und internen Stellen sichergestellt Arduino-Mega-Projekt im Zweierteam entwickelt und umgesetzt In interdisziplinären Projektteams teamorientiert gearbeitet
B6 Elektrotechnische Produkte entwickeln	Selbstfahrendes Fahrzeug mit Arduino Mega entwickelt und getestet. Hinderniserkennung, Fahrsteuerung und Geschwindigkeitsanzeige umgesetzt. Digitales Baccarat-Spiel mit ProfiLab entwickelt und programmiert. Logikfunktionen, Zufallszahlengenerierung und grafische Kartenanzeige umgesetzt.

B7 Hardwarenahe Programme für Anlagen und Informationssysteme entwickeln	Passende Technik und Programmierbausteine in Profilab ausgewählt Entwicklungstools effizient für das Baccarat-Projekt einsetzt Bahnschrankensteuerung mit Siemens S7 und SICAM getestet und optimiert
B8 Elektrotechnische Anlagen projektieren	Netzberechnungen für PV- und E-Mob-Anschlüsse durchgeführt Systemkomponenten für Trafostationen und Netzleitsysteme konzipiert Elektroschemas für Ein- und Ausgänge, Fehlermeldungen und Störsignale erstellt Sicherheits, Zuverlässigkeits- und Normanforderungen berücksichtigt
B9 Elektrotechnische Anlagen in Betrieb	Mittelspannungsmessung mit Strom- und Spannungswandlern gezeichnet, verdrahtet und in Betrieb genommen Alarmweiterleitung für Pikettbetrieb zwischen 17:00 und 07:00 Uhr entwickelt und getestet
B10 Elektrotechnische Anlagen instand halten und optimieren	Störung an einer Fördertechnikanlage systematisch analysiert, einen Drahtbruch lokalisiert und fachgerecht behoben. Bestehende Weihnachtsbeleuchtung hinsichtlich Energieverbrauch, Wartungsaufwand, technischer Funktion und Materialzustand beurteilt. Energieeffizientere und langlebigere Beleuchtungselemente ausgewählt, den Austausch koordiniert und die Anlage geprüft. Energieverbrauch sowie zukünftigen Wartungs- und Materialaufwand reduziert.
B11 Testeinrichtungen konzipieren und herstellen	Messsystem für eine Mittelspannungsmessung geplant, aufgebaut und geprüft. Mess- und Prüfprotokolle für Staplerladestationen als NIV-13-Träger erstellt und der Electrosuisse zur Kontrolle eingereicht.
B12 Nachhaltiges Handeln	Photovoltaik-Fassadenanlagen nach Süd-, Ost- und Westausrichtung energetisch und wirtschaftlich beurteilt. Aufgaben respektvoll delegiert und die Zusammenarbeit mit Mitarbeitenden wertschätzend gestaltet.

5 Projektinitialisierung

5.1 Pflichtenheft

Ausgangslage und Projektidee

Die TBS Strom AG ist ein Unternehmen der Gemeinde Suhr und unter anderem für den Betrieb, den Unterhalt und die Weiterentwicklung des örtlichen Elektrizitätsnetzes verantwortlich. Im Zusammenhang mit der Energiewende beschäftigt sich die TBS Strom AG zunehmend auch mit Photovoltaikanlagen und dezentralen Energieversorgungslösungen. Die Gemeinde Suhr ist Eigentümerin der TBS Strom AG und gleichzeitig Bauherrin des neuen Schulhauses Dorf.

Für den Neubau des Schulhauses Dorf ist die Erstellung einer Photovoltaikanlage vorgesehen. Die Gemeinde Suhr fragte die TBS Strom AG an, ob diese die Anlage finanzieren, erstellen, betreiben und langfristig unterhalten möchte. Die TBS Strom AG würde dabei Eigentümerin der Photovoltaikanlage bleiben. Aus dieser Anfrage entstand der Auftrag, die technische und wirtschaftliche Eignung verschiedener Photovoltaikvarianten zu untersuchen und daraus eine Entscheidungsgrundlage für die TBS Strom AG zu erarbeiten.

Fachexperte

Die fachliche Begleitung der Diplomarbeit erfolgt durch Ingo Siefermann, Geschäftsführer der TBS Strom AG. Seine Aufgaben umfassen insbesondere die Festlegung und Beurteilung der untersuchten Varianten, die Genehmigung des Pflichtenhefts sowie die Prüfung der abschliessenden Empfehlung zur Annahme oder Ablehnung des Projekts.

Richtziel

Das Richtziel der Diplomarbeit besteht darin, für die TBS Strom AG eine fundierte technische und wirtschaftliche Entscheidungsgrundlage für die geplante Photovoltaikanlage des Neubaus Schulhaus Dorf zu erstellen. Dabei soll beurteilt werden, ob die TBS Strom AG das Projekt grundsätzlich übernehmen, finanzieren, als Eigentümerin betreiben und langfristig unterhalten soll. Gleichzeitig ist zu bestimmen, welche der untersuchten Varianten aus Sicht der TBS Strom AG am besten geeignet ist.

Ziele und Endergebnisse

Die Diplomarbeit soll eine nachvollziehbare technische und wirtschaftliche Beurteilung der Photovoltaikanlage ermöglichen. Die wichtigsten im Pflichtenheft festgelegten Erfolgskriterien und Endergebnisse werden nachfolgend zusammengefasst.

Tabelle 1: Ziele & Endergebnisse

Erfolgskriterium	Endergebnis
Die untersuchten Varianten sind technisch eindeutig beschrieben und voneinander abgegrenzt.	Technische Beschreibung der Photovoltaikvarianten
Leistung, Modulanzahl sowie genutzte Dach- und Fassadenflächen werden ausgewiesen.	Technische Anlagendaten der Varianten
Der jährliche Energieertrag wird anhand nachvollziehbarer Planungsdaten ermittelt.	Berechnung der erwarteten Jahresproduktion
Dach- und Fassadenanlage werden aufgrund ihrer unterschiedlichen Ertragscharakteristik getrennt betrachtet.	Separate Betrachtung von Dach- und Fassaden-PV
Der Einsatz eines Batteriespeichers wird technisch und wirtschaftlich untersucht.	Beurteilung einer geeigneten Speicherlösung
Die Resultate ermöglichen eine nachvollziehbare Entscheidung über die Projektübernahme.	Begründete Empfehlung für die TBS Strom AG
Die elektrische Einbindung geeigneter Gebäude wird untersucht.	Netztopologie und Beurteilung eines ZEV

Die Erfolgskriterien und Endergebnisse basieren auf dem genehmigten Pflichtenheft. Dort wurden unter anderem technische Anlagendaten, Energieproduktion, Batteriespeicher, Wirtschaftlichkeit und Netztopologie als zentrale Ergebnisse definiert. Pflichtenheft

Funktionale Anforderungen

Für die Bearbeitung sind die Photovoltaikvarianten technisch und wirtschaftlich miteinander zu vergleichen. Die erwartete Energieproduktion wird bestimmt und dem prognostizierten Stromverbrauch der Schulgebäude gegenübergestellt. Dach- und Fassadenanlagen werden aufgrund ihrer unterschiedlichen Ausrichtung separat betrachtet. Zusätzlich werden Investitionskosten, Unterhaltskosten, Förderbeiträge, Einnahmen sowie die Amortisationsdauer untersucht. Die Varianten werden anschliessend anhand einheitlicher technischer, wirtschaftlicher und strategischer Kriterien miteinander verglichen. Das Ergebnis soll zeigen, ob die TBS Strom AG das Projekt übernehmen soll und welche Lösung dafür am geeignetsten ist.

Rahmenbedingungen und Abgrenzung

Als Datengrundlage dienen die vorhandenen Projektunterlagen, Lastprofile, Ertragsdaten und Tarifangaben der TBS Strom AG. Fehlende Werte dürfen durch nachvollziehbar begründete Annahmen oder Erfahrungswerte ersetzt werden, müssen jedoch als solche ausgewiesen werden.

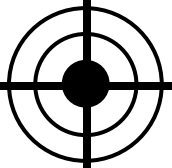
Die detaillierte Ausführungsplanung, Ausschreibung und Montage der Photovoltaikanlage sind nicht Bestandteil der Diplomarbeit. Da sich zukünftige Strompreise nur begrenzt prognostizieren lassen, werden für die Wirtschaftlichkeitsberechnung geeignete Planungsannahmen verwendet.[2]

[2] [2] **KI-Hinweis:** Die Zusammenfassung des genehmigten Pflichtenhefts wurde mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) sprachlich und strukturell aufbereitet. Die Ziele, Anforderungen, Erfolgskriterien und Rahmenbedingungen stammen aus dem vom Verfasser erarbeiteten und genehmigten Pflichtenheft.

5.2 Zielscheibe

1. Wirtschaftlichkeitsberechnung für alle drei Varianten.
2. Dimensionierung eines geeigneten Batteriespeichers
3. Beurteilung eines möglichen ZEV
4. Empfehlung zur Annahme oder Ablehnung des Projekts
5. Empfehlung der geeignetsten Variante

– Geschäftsleitung der TBS Strom AG, vertreten durch Geschäftsführer Ingo Siefermann.



Endergebnisse

Sinn und Zweck

– Erarbeitung einer fundierten Entscheidungsgrundlage für die TBS Strom AG zur Beurteilung, ob die Photovoltaikanlage des neuen Schulhauses Dorf übernommen werden soll.

Kunde

Erfolgskriterien

1. Investitionskosten, Betriebskosten, Einnahmen und Wirtschaftlichkeit Kennzahlen sind für alle Varianten berechnet.
2. Eine technisch und wirtschaftlich geeignete Speichergrösse ist bestimmt.
3. Eine vollständige Netztopologie mit allen in den ZEV ein beziehbaren Gebäuden und Netzanschlusspunkten liegt vor.
4. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung zeigt eindeutig, ob die TBS Strom AG das Projekt grundsätzlich annehmen soll.
5. Die Ergebnisse ermöglichen eine eindeutige Empfehlung der geeignetsten Variante.

6 Projektplanung

6.1 Vorgehensmodell

Für die Bearbeitung der Diplomarbeit wird das Vier-Phasen-Modell verwendet. Dieses gliedert das Projekt in die Phasen Projektinitialisierung, Projektplanung, Projektrealisierung und Projektabschluss. Das Vorgehensmodell eignet sich für diese Arbeit, da die Aufgabenstellung und die erwarteten Endergebnisse zu Beginn weitgehend definiert sind und die einzelnen Arbeitsschritte logisch aufeinander aufbauen.

Das Vier-Phasen-Modell eignet sich für diese Diplomarbeit, da die Aufgabenstellung einen klaren Ablauf von der Definition der Ausgangslage bis zur abschliessenden Bewertung der Ergebnisse erfordert. In der Projektinitialisierung werden Auftrag, Ziele, Erfolgskriterien und Rahmenbedingungen festgelegt. In der Projektplanung werden die Arbeitspakete strukturiert, zeitlich eingeordnet sowie Risiken und Kommunikationswege definiert.

Die Projektrealisierung bildet den umfangreichsten Teil der Arbeit. In dieser Phase werden die technischen und wirtschaftlichen Grundlagen analysiert, die Photovoltaikvarianten entwickelt, miteinander verglichen und die geeignetste Variante vertieft ausgearbeitet. Im Projektabschluss werden schliesslich der Projektverlauf, die Zielerreichung sowie die gewonnenen Erkenntnisse beurteilt und mögliche weitere Schritte aufgezeigt.
Die Projektüberwachung erfolgt dabei phasenübergreifend. Terminfortschritt, Risiken, Datenqualität und Zielerreichung werden während der gesamten Bearbeitung regelmässig überprüft. Dadurch können notwendige Anpassungen frühzeitig erkannt und in die weitere Projektbearbeitung übernommen werden.[3]

[3] **KI-Hinweis:** Dieser Abschnitt wurde mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) sprachlich und strukturell formuliert. Die Wahl des Vorgehensmodells sowie dessen Anwendung auf das Projekt wurden durch den Verfasser festgelegt.

6.2 Projektstrukturplanung

Die folgende Matrix zeigt den Projektstrukturplan nach dem Vier-Phasen-Modell. Die Arbeitspakete sind so aufgebaut, dass sie in der Summe zu den festgelegten Endergebnissen der Diplomarbeit führen.[4]

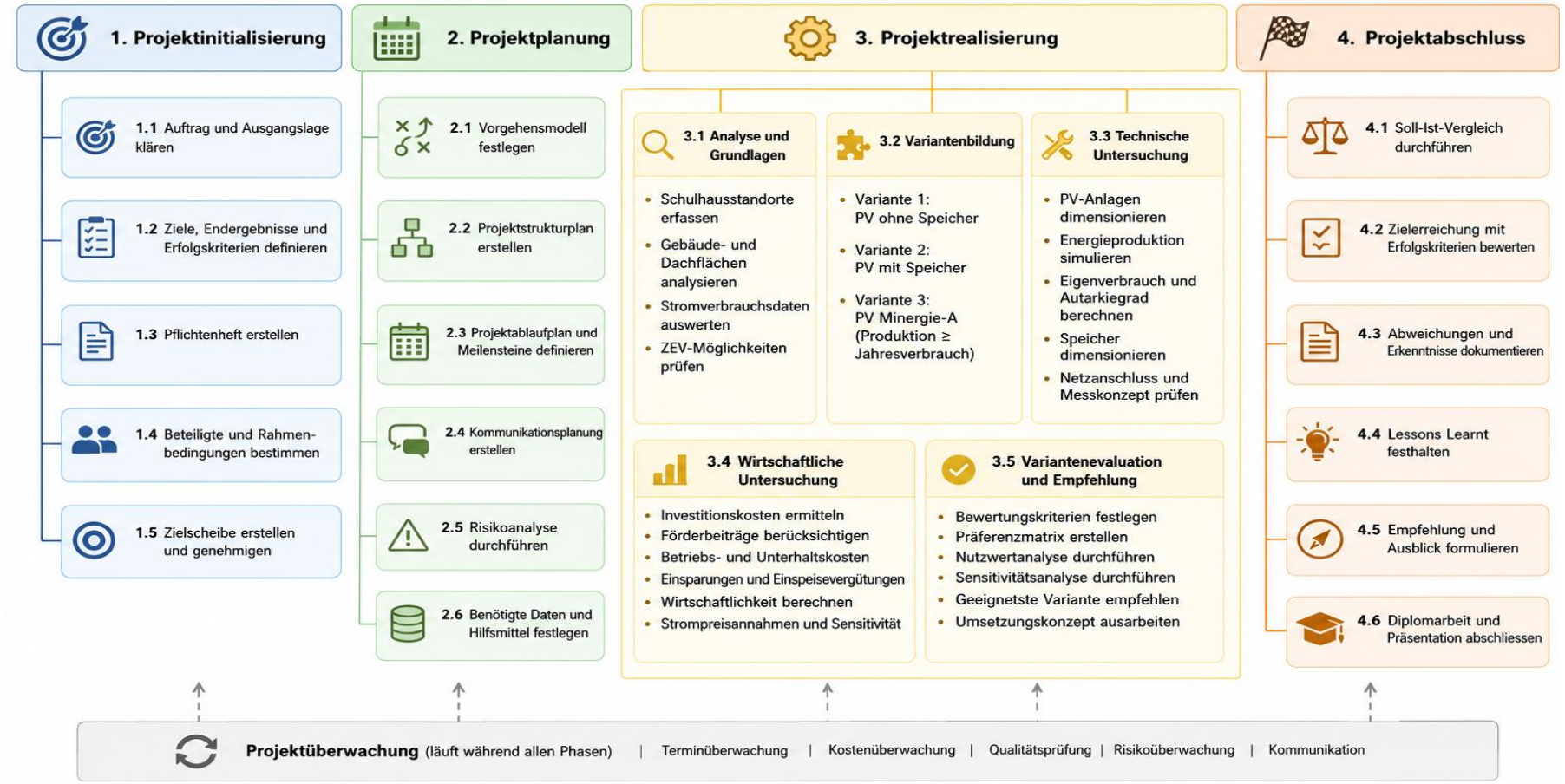


Abbildung 2: Projektstrukturplan

[4] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur wurde mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Inhalte, Projektdaten, Bewertungen und Einträge wurden durch den Verfasser selbst erarbeitet und eingefügt.

6.3 Projektablaufplanung

Mein Projektablaufplanung für meine Diplomarbeit sieht folgendermassen aus:[5]

Projektablaufplanung Diplomarbeit 2026 — **Zeitplan 14.09.2026 bis 04.12.2026** (KW 38 – KW 47)

Aufgaben	Start	Ende	Dauer
Projektinitialisierung	**14.09.2026**	**18.09.2026**	**5**
Projektstart und Aufgabenstellung sichten	14.09.2026	14.09.2026	1
Ausgangslage und Ziele präzisieren	14.09.2026	18.09.2026	5
Endergebnisse und Erfolgskriterien festlegen	14.09.2026	18.09.2026	5
Rahmenbedingungen definieren	15.09.2026	18.09.2026	4
Projektplanung	**21.09.2026**	**25.09.2026**	**5**
Vorgehensmodell beschreiben	21.09.2026	22.09.2026	2
Projektstrukturplan erstellen	21.09.2026	24.09.2026	4
Projektablaufplan erstellen	21.09.2026	25.09.2026	5
Kommunikationsplanung erstellen	24.09.2026	25.09.2026	2
Risikoanalyse erstellen	24.09.2026	25.09.2026	2
Projektrealisierung	**21.09.2026**	**06.11.2026**	**35**
Schulhausstandorte und Gebäude erfassen	21.09.2026	02.10.2026	10
Dach- und Fassadenflächen analysieren	21.09.2026	02.10.2026	10
Stromverbrauchsdaten auswerten	21.09.2026	02.10.2026	10
ZEV-Möglichkeiten prüfen	28.09.2026	09.10.2026	10
Variante 1: PV ohne Speicher ausarbeiten	05.10.2026	09.10.2026	5
Variante 2: PV mit Speicher ausarbeiten	05.10.2026	12.10.2026	6
Variante 3: PV nach Minergie-A ausarbeiten	05.10.2026	12.10.2026	6
Technische Berechnungen und Simulationen	05.10.2026	23.10.2026	15
Vorzeigetermin 1, KW 40	**28.09.2026**	**28.09.2026**	**1**
Wirtschaftlichkeitsberechnung	12.10.2026	23.10.2026	10
Präferenzmatrix erstellen	19.10.2026	22.10.2026	4
Nutzwertanalyse durchführen	22.10.2026	28.10.2026	5
Sensitivitätsanalyse durchführen	26.10.2026	30.10.2026	5
Geeignetste Variante bestimmen	28.10.2026	30.10.2026	3
Empfehlung und Variante ausarbeiten	02.11.2026	06.11.2026	5
Vorzeigetermin 2, KW 42	**16.10.2026**	**16.10.2026**	**1**
Dokumentation laufend ergänzen	14.09.2026	08.11.2026	40
Projektabschluss	**02.11.2026**	**04.12.2026**	**25**
Management Summary fertigstellen	02.11.2026	06.11.2026	5
Schlussredaktion und Qualitätskontrolle	05.11.2026	08.11.2026	2
Abgabe Diplomarbeit	**09.11.2026**	**09.11.2026**	**1**
Präsentation vorbereiten	10.11.2026	19.11.2026	8
Onlinepublikation freigeben	**19.11.2026**	**19.11.2026**	**1**

Abbildung 3: Projektablaufplan

[5] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur wurde mit ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Inhalte wurden durch den Verfasser selbst erarbeitet und eingetragen.

6.4 Kommunikationsplanung

Mein Kommunikationsplanung für meine Diplomarbeit sieht folgendermassen aus:[6]

Kommunikationsplanung Diplomarbeit 2026

Photovoltaikanlage und Zusammenschluss zum Eigenverbrauch für die Schulhäuser der Gemeinde Suhr

Kategorie	Interessengruppe	Rolle im Projekt	Kommunikationsinhalt	Kommunikationskanal	Zeitpunkt / Intervall	Verantwortlich	Dokumentation
Intern	TBS Strom AG	Auftraggeber Variantenentscheidung	Projektstand, offene Punkte, technische und wirtschaftliche Ergebnisse, Variantenvergleich und Empfehlung	Sitzungen, Microsoft Teams, E-Mail	Projektstart, bei wichtigen Zwischenergebnissen und vor Projektabschluss	Diplomand	E-Mails und Projektstatusberichte
Intern	Fachexperte	Fachliche Beurteilung und Unterstützung	Technische Rahmenbedingungen, Variantenbildung, Wirtschaftlichkeit und Empfehlung	Persönliche Besprechung, Microsoft Teams, E-Mail	Bei wichtigen fachlichen Entscheidungen und bei Bedarf	Diplomand	Gesprächsnotizen
Schule	Diplomlehrer	formelle Begleitung	Zwischenstand und Rückmeldungen (Statusbericht)	Persönliches Gespräch, Microsoft Teams	Fachgespräch sowie Vorzeigetermine in KW 40 und KW 42	Diplomand	Gesprächsnotizen
Extern	Gemeinde Suhr	Eigentümerin der Schulhäuser und Empfängerin der Entscheidungsgrundlage	Gebäudedaten, Anforderungen, Eigentumsverhältnisse und mögliche Umsetzung	Sitzungen und E-Mail	Während der Datenerhebung und bei offenen Fragen	Diplomand / Auftraggeber	E-Mails, Pläne und Gesprächsprotokolle
Intern	TBS Strom AG	Bereitstellung technischer Grundlagen	Netzanschluss, Messkonzept, ZEV, Stromtarife, Einspeisung und Betrieb	Persönliches Gespräch, Microsoft Teams, E-Mail	Während der Analyse und Berechnungen	Diplomand	Gesprächsnotizen und technische Unterlagen
Extern	Architekt	Bereitstellung der Planungsgrundlagen	Gebäudepläne, Dach- und Fassadenflächen, Verschattung und Energiebedarf	E-Mail, Datenaustausch und Besprechung	Zu Beginn der Projektrealisierung und bei Rückfragen	Diplomand	Pläne, Berechnungen und E-Mails
Extern	PV-Fachfirmen	Bereitstellung technischer Daten und Richtpreise	Module, Wechselrichter, Batteriespeicher, Investitionskosten und Betriebskosten	E-Mail, Telefon und Offertanfrage	Während der Variantenbildung und Wirtschaftlichkeitsberechnung	Diplomand	Offerten, Datenblätter und E-Mails
Schule	TEKO Olten	Ausbildungsinstitution und Prüfungsstelle	Formelle Abgaben, Diplomarbeit, Onlinepublikation und Präsentation	Teams, E-Mail und Präsentation	Gemäss offiziellem Terminplan	Diplomand	Abgabebestätigungen und eingereichte Unterlagen

Abbildung 4: Kommunikationsplanung

[6] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur wurde mit ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Inhalte wurden durch den Verfasser selbst erarbeitet und eingetragen.

6.5 Risikoanalyse

Die Risikoanalyse meiner Diplomarbeit habe ich folgend aufgebaut:[7]

Risiko-Matrix Diplomarbeit 2026

Einordnung der Risiken R1 bis R10 nach Eintrittswahrscheinlichkeit und Auswirkung

Eintrittswahrscheinlichkeit		Projektziel nicht erreichbar	Entscheidungsgrundlage unbrauchbar	wesentliche Neuberechnung	grössere Verzögerung	begrenzte Mehrarbeit	geringe Korrektur	kaum Auswirkungen
sehr hoch	mit Eintritt ist zu rechnen	I	I	I	I	H	M	N
hoch	tritt wahrscheinlich ein	I	I R6	I	H	H	M	N
eher hoch	kann im Projektverlauf eintreten	I	I	H	H R9	M	N	N
mittel	ist möglich	I	H R10	H	H	M R1, R7	N	N
eher gering	ist wenig wahrscheinlich	H R3	H R8	M R5	M	N	N	N
gering	tritt nur ausnahmsweise ein	M	M	N R2	N	N	N	N
sehr gering	ist nahezu ausgeschlossen	N R4	N	N	N	N	N	N

Legende		
I	Sehr hoch	sofort behandeln
H	hoch	Massnahmen festlegen
M	mittel	überwachen und reduzieren
N	niedrig	akzeptieren und beobachten

Die Kürzel R1 bis R10 zeigen die Position der Risiken. Die vollständige Beschreibung und die Massnahmen stehen im Blatt «Risikotabelle».

Abbildung 5: Risikoanalyse

[7] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur wurde mit ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Inhalte wurden durch den Verfasser selbst erarbeitet und eingetragen.

6.6 Risikotabelle

Die Risikotabelle für meine Diplomarbeit habe ich folgend erstellt:[8]

Risikotabelle Diplomarbeit 2026

Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher und ZEV für die Schulhäuser der Gemeinde Suhr

Nr.	Risiko	Ursache / Auslöser	Eintritt 1–7	Auswirkung 1–7	Klasse	Bewertung	Vorbeugende Massnahme	Massnahme bei Eintritt
R1	Fehlende oder unvollständige Verbrauchsdaten	Lastprofile einzelner Schulhäuser fehlen oder sind nicht vergleichbar.	4	3	M	mittel	Verbrauchsdaten frühzeitig anfordern, Messperioden prüfen und Daten plausibilisieren.	Fehlende Werte mit dokumentierten Annahmen und Vergleichsprofilen ergänzen.
R2	Gebäude-, Dach- oder Fassadenpläne sind nicht aktuell	Planänderungen am Neubau oder unvollständige Ausführungsunterlagen.	2	5	N	niedrig	Aktuelle Planstände bei Gemeinde und Fachplanern einholen und versionieren.	PV-Belegung und Ertragssimulation mit dem aktuellen Planstand wiederholen.
R3	ZEV-Bildung ist technisch oder rechtlich nicht möglich	Standorte, Anschlussstruktur, Eigentumsverhältnisse oder Messkonzept erfüllen die Voraussetzungen nicht.	3	7	H	hoch	ZEV-Abgrenzung, Anschlusspunkte, Eigentumsverhältnisse und Messkonzept frühzeitig prüfen.	ZEV aus der betroffenen Variante entfernen oder alternative Zusammenschlüsse untersuchen.
R4	Minergie-A-Anforderung wird nicht erreicht	Die simulierte Jahresproduktion der PV-Anlage deckt den massgebenden Jahresenergieverbrauch nicht.	1	7	N	niedrig	Energiebedarf und anrechenbare PV-Produktion mit Fachpersonen prüfen und ausreichend Reserve einplanen.	PV-Fläche erweitern, leistungsfähigere Module einsetzen oder Variante neu dimensionieren.
R5	Investitionskosten weichen stark von den Annahmen ab	Richtpreise, Lieferkosten oder Installationsaufwand ändern sich.	3	5	M	mittel	Mehrere Richtofferten einholen, Leistungsumfang abgrenzen und Kostenreserve berücksichtigen.	Wirtschaftlichkeitsrechnung mit aktualisierten Kosten erneut durchführen.
R6	Strompreise und Einspeisevergütungen entwickeln sich anders	Künftige Spotpreise, Bezugstarife oder Rückliefertarife weichen vom Basisszenario ab.	6	6	I	sehr hoch	Mehrere Preis- und Tarifszenarien sowie eine Sensitivitätsanalyse erstellen.	Empfehlung mit aktualisierten Preisen und Bandbreiten neu bewerten.
R7	Batteriespeicher wird ungeeignet dimensioniert	Fehlende Viertelstundenwerte oder vereinfachte Last- und Produktionsprofile.	4	3	M	mittel	Mehrere Speichergrössen simulieren und Ladezyklen sowie Zusatznutzen vergleichen.	Speichergrösse anpassen oder eine spätere Nachdimensionierung empfehlen.
R8	Eigenverbrauch und Autarkiegrad werden überschätzt	Verbrauch und PV-Produktion werden zeitlich nicht korrekt gegenübergestellt.	3	6	H	hoch	Zeitlich aufgelöste Last- und Produktionsdaten verwenden und Ergebnisse plausibilisieren.	Eigenverbrauchsberechnung korrigieren und Wirtschaftlichkeit neu bewerten.
R9	Rückmeldungen und Grundlagen treffen verspätet ein	Abwesenheiten, unklare Zuständigkeiten oder lange Bearbeitungszeiten.	5	4	H	hoch	Anfragen frühzeitig versenden, Termine setzen und Stellvertretungen bestimmen.	Alternative Informationsquellen oder Fachpersonen einbeziehen.
R10	Die Variantenbewertung hängt stark von Annahmen ab	Die Rangfolge ändert sich bereits bei kleinen Änderungen der Kosten, Erträge oder Strompreise.	4	6	H	hoch	Sensitivitätsanalyse für Investitionskosten, Ertrag, Strompreis und Speicherkosten durchführen.	Empfehlung mit Bedingungen, Bandbreiten und Entscheidungsschwellen formulieren.

Abbildung 6: Risikotabelle

[8] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur wurde mit ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Inhalte wurden durch den Verfasser selbst erarbeitet und eingetragen.

7 Projektrealisierung

Zu Beginn werden die vorhandenen Gebäudepläne, Dach- und Fassadenflächen sowie die verfügbaren Stromverbrauchsdaten des Schulhauses Dorf analysiert. Zusätzlich wird geprüft, welche weiteren Schulhäuser der Gemeinde Suhr in einen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch einbezogen werden können. Dabei werden die räumlichen, technischen, organisatorischen und rechtlichen Rahmenbedingungen berücksichtigt.

Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse werden drei Varianten ausgearbeitet. Die erste Variante umfasst eine wirtschaftlich dimensionierte Photovoltaikanlage ohne Batteriespeicher. Bei der zweiten Variante wird die Photovoltaikanlage durch einen Batteriespeicher ergänzt. Die dritte Variante wird so dimensioniert, dass die jährliche Photovoltaikproduktion mindestens den massgebenden jährlichen Energieverbrauch gemäss den Anforderungen des Minergie-A-Standards deckt.

Für jede Variante werden die installierbare Leistung, die erwartete Jahresproduktion, der Eigenverbrauchsanteil, der Autarkiegrad sowie die Auswirkungen eines möglichen Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch untersucht. Danach werden die Investitions-, Betriebs- und Unterhaltskosten sowie die erwarteten Einsparungen und Einnahmen berechnet. Da die zukünftige Entwicklung der Strompreise und Einspeisevergütungen nicht zuverlässig vorhergesagt werden kann, werden verschiedene Annahmen und Szenarien berücksichtigt.

Die drei Varianten werden abschliessend anhand einheitlicher Kriterien miteinander verglichen. Die Gewichtung der Kriterien erfolgt mittels Präferenzmatrix. Darauf aufbauend werden eine Nutzwertanalyse und eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Das Ergebnis bildet die Grundlage für die Empfehlung der technisch und wirtschaftlich geeignetsten Variante an die Gemeinde Suhr und die TBS Strom AG.

7.1 Analyse

7.1.1 Untersuchungsgebiet und Gebäude

Das Untersuchungsgebiet befindet sich auf dem bestehenden Schulareal Dorf in der Gemeinde Suhr. Der geplante Neubau wird nördlich der bestehenden Schulgebäude erstellt und erhält die Adresse Tramstrasse 28, 5034 Suhr. Gemäss dem Situationsplan liegt der Neubau nördlich des Primarschulhauses Dorf und westlich der bestehenden Doppelturnhalle. In der näheren Umgebung befinden sich weitere Schulgebäude, darunter das Oberstufenschulhaus, das Bezirksschulhaus und das Schulhaus Nord. Diese räumliche Konzentration bildet eine geeignete Ausgangslage für die Prüfung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch.

Der Neubau besitzt einen rechteckigen Grundriss. Gemäss dem Dachaufsichtsplan beträgt die Gebäudelänge ungefähr 51,27 m und die Gebäudebreite ungefähr 19,12 m. Daraus ergibt sich eine Grundfläche von rund 980 m². Der Plan zeigt ein überwiegend flaches Dach mit mehreren Oblichtern, technischen Einrichtungen, Entwässerungsanlagen und vorgesehenen Photovoltaikflächen. Die Dachfläche kann deshalb nicht vollständig mit Photovoltaikmodulen belegt werden.

Für die aktuell vorgesehene Photovoltaikanlage stehen auf dem Dach ungefähr 514 m² zur Verfügung. Darauf können gemäss dem aktuellen Planungsstand rund 252 Module mit einer Gesamtleistung von etwa 123,5 kWp installiert werden. Zusätzlich sind an zwei Fassadenseiten Photovoltaikmodule mit einer Gesamtfläche von ungefähr 144 m² vorgesehen. Die Fassadenanlage besteht aus insgesamt 72 Modulen und erreicht eine Leistung von rund 35,2 kWp.

7.1.2 Elektrische Ausgangslage

Die elektrische Versorgung des neuen Schulhauses Dorf erfolgt direkt ab der bestehenden Trafostation TS 20 Bezirksschule. Von der Trafostation wird eine neue Niederspannungszuleitung bis in das neue Schulgebäude geführt und dort an die Hauptverteilung angeschlossen. Für den Netzanschluss wurde von der Gemeinde eine Anschlussstromstärke von 355 A und eine Zuleitung des Typs GKN 3 × 150/150 mm² gewählt. Bei einer Netzspannung von 400 V entspricht dies einer maximalen Anschlussleistung von ungefähr 246 kVA.

Die Angabe in der Richtkostenofferte, wonach die Zuleitung bis zu einer neuen Verteilkabine geführt werde, entspricht nicht der vorgesehenen Ausführung. Tatsächlich wird das Kabel direkt von der Trafostation bis in das Gebäude verlegt. Dort erfolgt der Anschluss an die Hauptverteilung sowie die Einbindung der erforderlichen Messeinrichtungen.

Die direkte Versorgung ab der TS 20 Bezirksschule schafft eine elektrische Verbindung zwischen dem Neubau und der bestehenden Infrastruktur des Schulareals. Für die Prüfung eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch sind zusätzlich die Anschlusspunkte, die Eigentumsverhältnisse, die Zählerstruktur und das Mess- und Abrechnungskonzept der weiteren Schulgebäude zu untersuchen. Die in Abbildung 7 grün dargestellte Linie kennzeichnet die neu geplante Niederspannungszuleitung von der TS 20 Bezirksschule bis zur Hauptverteilung des Neubaus. (AG, 2026) Der eingezeichnete Pfeil zeigt die vorgesehene Versorgungsrichtung vom Transformatorenstandort zum Schulhaus.

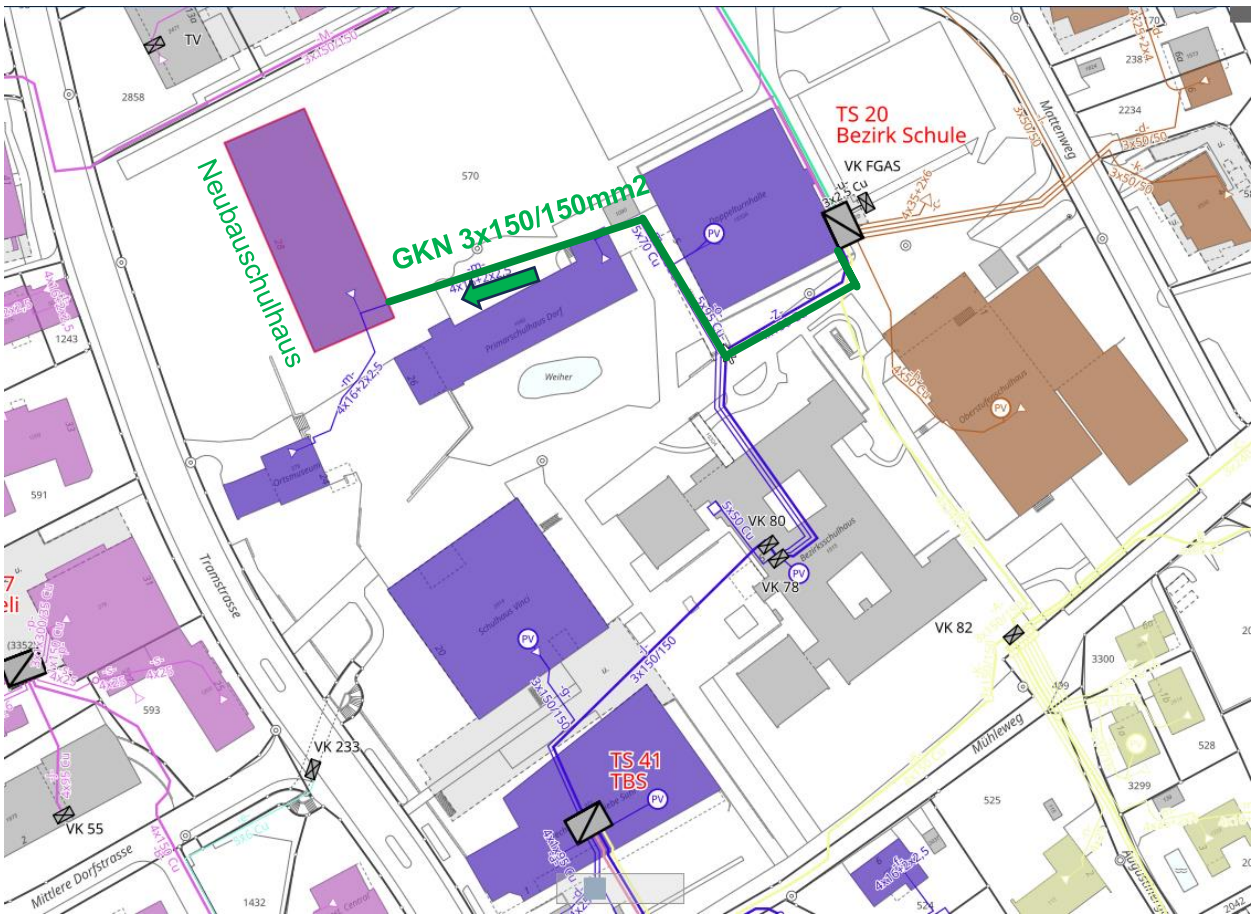


Abbildung 7: Geplanter Netzanschluss des Neubaus Schulhaus Dorf

(TBS Strom AG, 2026)

7.1.3 Energieverbrauch

Für die Analyse des Energieverbrauchs stehen Viertelstundenmesswerte des Bezirksschulhauses, der TBS, des Vinci-Gebäudes und des Bauamts zur Verfügung. Die Messwerte geben die innerhalb eines 15-Minuten-Intervalls bezogene elektrische Energie in Kilowattstunden an. Zur Bestimmung der durchschnittlichen Leistung innerhalb eines Intervalls werden die Energiewerte mit dem Faktor vier multipliziert.

Für die Messstellen TBS, Vinci und Bauamt liegen vollständige Daten vom 1. Juli 2025 bis zum 30. Juni 2026 vor. Beim Bezirksschulhaus umfasst der verfügbare Datensatz den Zeitraum vom 1. Januar bis zum 30. Juni 2026. Damit sämtliche Messstellen auf einer einheitlichen Grundlage verglichen werden können, wird zunächst der gemeinsame Zeitraum von Januar bis Juni 2026 ausgewertet.

Während dieser sechs Monate beträgt der gemessene Gesamtverbrauch der vier Messstellen rund 208,1 MWh. Den grössten Anteil weist das Vinci-Gebäude mit rund 83,1 MWh auf. Es folgen das Bezirksschulhaus mit rund 65,5 MWh, die TBS mit rund 51,4 MWh und das Bauamt mit rund 8,1 MWh.

Die durchschnittliche gemeinsame Leistung beträgt rund 47,9 kW. Die höchste gemessene Viertelstundenleistung liegt bei 156,3 kW. Selbst im Intervall mit dem geringsten Verbrauch beträgt die gemeinsame Leistung noch rund 20,0 kW. Dies zeigt, dass auf dem Schulareal und bei den angrenzenden Gebäuden eine dauerhaft vorhandene elektrische Grundlast besteht.

Während der Werktage zwischen 08:00 und 18:00 Uhr beträgt die durchschnittliche Leistung rund 71,9 kW. Ausserhalb dieser Zeiten liegt sie bei rund 40,7 kW. An Wochenenden reduziert sich der durchschnittliche Verbrauch auf rund 35,5 kW während des Tages und 32,1 kW während der Nacht. Der geringe Unterschied zwischen Tages- und Nachtverbrauch an Wochenenden weist auf einen hohen Anteil dauerhaft betriebener Verbraucher hin.

Auf Grundlage der vollständigen Jahreswerte von TBS, Vinci und Bauamt sowie einer Hochrechnung des halbjährlichen Verbrauchs des Bezirksschulhauses ergibt sich ein geschätzter Gesamtverbrauch von rund 410 MWh pro Jahr. Dieser Wert bestätigt die bisher verwendete Planungsannahme von ungefähr 400 MWh pro Jahr. Da für das Bezirksschulhaus noch kein vollständiges Messjahr vorliegt, ist dessen Jahresverbrauch als Näherungswert zu betrachten.[9]

Tabelle 2: Auswertung der Viertelstunden-Lastgänge der untersuchten Gebäude

Bezirksschulhaus, TBS, Vinci und Bauamt | gemeinsamer Zeitraum Januar bis Juni 2026

Verbrauch nach Messstelle				Mittlere Leistung nach Nutzungszeit		
Messstelle	Messzeitraum	Verbrauch Jan–Jun 2026	Anteil	Nutzungszeit	Leistung	Einordnung
Bezirksschulhaus	01.01.2026–30.06.2026	65.5 MWh	31.5%	Werktage 08:00–18:00	72.2 kW	Höchster Verbrauch während des Betriebs
TBS	01.07.2025–30.06.2026	51.4 MWh	24.7%	Werktage 18:00–08:00	40.5 kW	Deutliche Grundlast ausserhalb der Betriebszeit
Vinci	01.07.2025–30.06.2026	83.1 MWh	39.9%	Wochenende 08:00–18:00	35.5 kW	Reduzierter Tagesverbrauch
Bauamt	01.07.2025–30.06.2026	8.1 MWh	3.9%	Wochenende 18:00–08:00	32.2 kW	Nahezu konstante Grundlast
Gesamt		**208.1 MWh**	**100.0%**			

Quelle: Eigene Auswertung der Viertelstundenmessdaten der TBS Strom AG (2026)

[9] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur wurde mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Messdaten, Berechnungen und Auswertung wurden durch den Verfasser anhand der Viertelstundenmessdaten der TBS Strom AG durchgeführt.

7.1.4 Verfügbare Photovoltaikflächen

Der Neubau besitzt gemäss Dachaufsichtsplan eine Länge von ungefähr 51,27 m und eine Breite von ungefähr 19,12 m. Daraus ergibt sich eine gesamte Dachgrundfläche von rund 980 m². Der Dachplan weist mehrere Oblichter, einen Dachausstieg, Entwässerungseinrichtungen sowie technische und begrünte Bereiche auf. Diese Flächen stehen für die Installation von Photovoltaikmodulen nicht oder nur eingeschränkt zur Verfügung.

Gemäss dem vorliegenden Dachaufsichts- und Planungsstand sind auf dem Dach rund 514 m² als Bereich für die Photovoltaikanlage vorgesehen. Die konkrete Modulbelegung mit Randabständen, Wartungswegen, Abständen zu Dachaufbauten sowie die konstruktive und statische Ausführungsplanung sind nicht Bestandteil dieser Diplomarbeit. Die vorgesehene Belegung mit rund 252 Modulen und einer installierten Leistung von rund 123,5 kWp wird deshalb als Planungsgrundlage übernommen und im Rahmen dieser Arbeit nicht neu dimensioniert. Auf dieser Fläche können ungefähr 252 Module mit einer gesamten installierten Leistung von rund 123,5 kWp angeordnet werden. Die geplante Belegung verteilt sich auf mehrere Modulfelder, die um die vorhandenen Dachaufbauten und Oblichter herum angeordnet werden.

Zusätzlich sind Photovoltaikmodule an zwei Fassadenflächen vorgesehen Die Fassadenanlagen sind dabei an der Südost- und Nordwestfassade des Neubaus angeordnet.. Die gesamte nutzbare Fassadenfläche beträgt ungefähr 144 m². Geplant sind insgesamt 72 Module mit einer installierten Leistung von jeweils rund 17,6 kWp pro Fassadenfläche, entsprechend einer gesamten Fassadenleistung von rund 35,2 kWp.

Die angegebenen Modulanzahlen und Anlagenleistungen basieren auf dem aktuellen Planungsstand und dienen der Dimensionierung sowie der Variantenbewertung. Ein konkreter Photovoltaikmodultyp wird im Rahmen dieser Diplomarbeit nicht festgelegt, da die detaillierte Ausführungsplanung, Produktevaluation und Beschaffung nicht Bestandteil der Arbeit sind. Die definitive Modulleistung und Modulanzahl können sich deshalb im Rahmen der späteren Ausführungsplanung noch verändern. Für die vorliegende Untersuchung werden die Leistungen von 123,5 kWp für die Dachanlage und 35,2 kWp für die Fassadenanlage als verbindliche Planungswerte verwendet.

Damit ergibt sich beim derzeitigen Planungsstand folgende Belegung:[10]

Tabelle 3: Übersicht der verfügbaren Photovoltaikflächen

Übersicht der verfügbaren Photovoltaikflächen

Neubau Schulhaus Dorf, Tramstrasse 28, Suhr

Anlagenteil	Nutzbare Fläche	Anzahl Module	Installierte Leistung
Dachanlage	514 m²	252	123.5 kWp
Fassadenanlage	144 m²	72	35.2 kWp
Gesamtanlage	**658 m²**	**324**	**158.7 kWp**

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage von pool Architekten (2026)

[10] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur wurde mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Flächen-, Modul- und Leistungsangaben wurden durch den Verfasser anhand der Projekt- und Planungsunterlagen übernommen und geprüft.

Die Dachfläche ist aufgrund ihrer Grösse der wichtigste Bereich für die Energieproduktion. Die Fassadenanlage erweitert die installierte Gesamtleistung und kann insbesondere bei tiefem Sonnenstand im Winter einen zusätzlichen Energieertrag liefern. Ihr spezifischer Jahresertrag ist jedoch wegen der senkrechten Ausrichtung voraussichtlich geringer als bei der Dachanlage. Die tatsächlichen Erträge werden später anhand der Ausrichtung, der Verschattung und der verwendeten Module simuliert.

Die tatsächlich nutzbare Dachfläche wird durch die vorhandenen Oblichter, den Dachausstieg, die Entwässerungseinrichtungen, die technischen Aufbauten sowie die erforderlichen Rand- und Wartungsabstände eingeschränkt. Die Photovoltaikmodule müssen deshalb auf mehrere voneinander getrennte Modulfelder verteilt werden. Zusätzlich sind die Anforderungen an die Dachbegrünung, die Zugänglichkeit für Wartungsarbeiten und die statische Belastbarkeit des Gebäudes zu berücksichtigen. Die definitive statische Freigabe erfolgt durch die zuständigen Fachplaner.

Die vorgesehene Anordnung der Photovoltaikmodule sowie die zusätzlich untersuchten Flächen für die Minergie-A-Variante (Variante mit PV Fassade) sind in Abbildung 8 dargestellt. Die roten Umrandungen kennzeichnen die für die jeweiligen Teilanlagen berücksichtigten Dachbereiche.

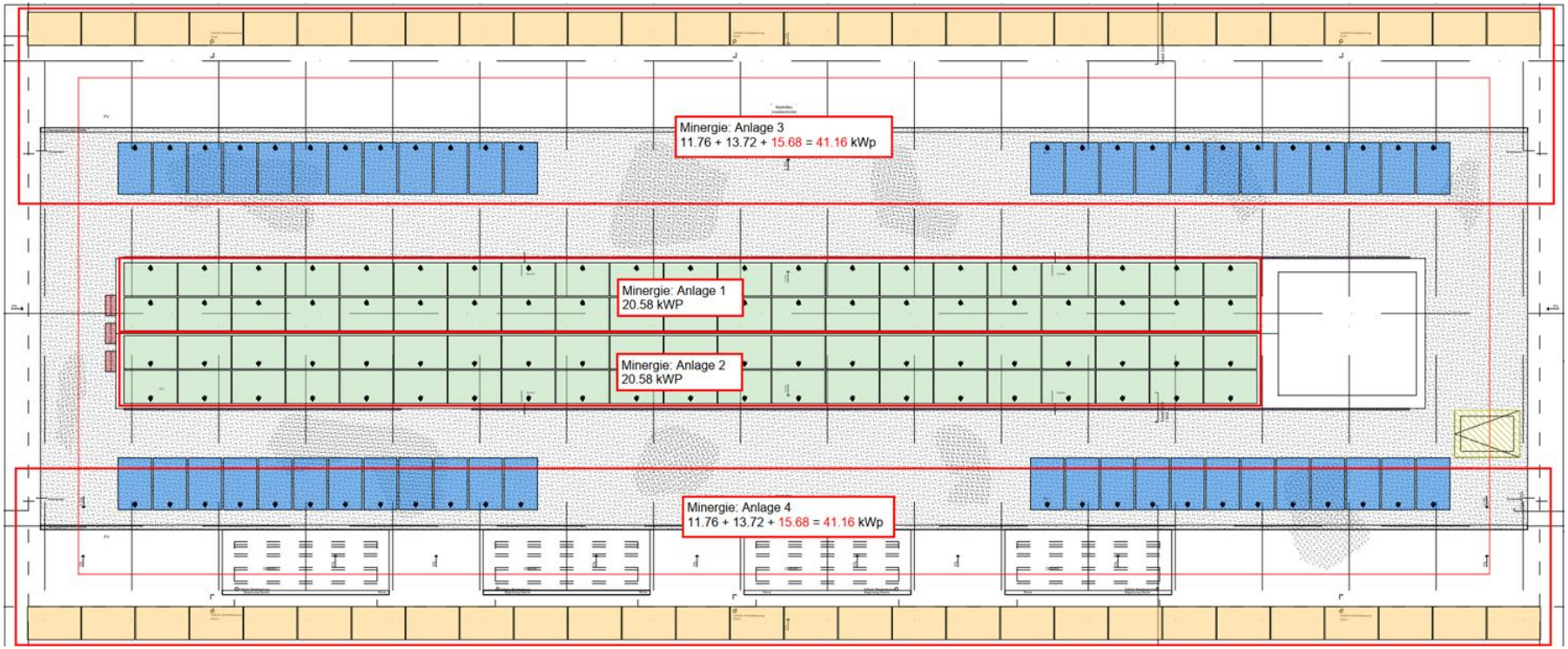


Abbildung 8: Geplante Photovoltaikflächen und zusätzliche Flächen für die Minergie-A-Variante

Quelle: pool Architekten, bearbeiteter Dachaufsichtsplan Neubau Schulhaus Dorf (2026)

Die dargestellte Flächenaufteilung bildet die Grundlage für die anschliessende Ertragssimulation und die technische Ausarbeitung der drei untersuchten Photovoltaikvarianten.

7.1.5 Erwartete Energieproduktion

Nach dem derzeitigen Planungsstand weist die Dachanlage eine installierte Leistung von rund 123,5 kWp auf. Die beiden Fassadenanlagen verfügen über jeweils 17,6 kWp, wodurch sich eine gesamte Fassadenleistung von 35,2 kWp ergibt. Die gesamte installierte Leistung der geplanten Photovoltaikanlage beträgt somit rund 158,7 kWp.

Gemäss dem Solarpotenzialkataster des Bundes beträgt die Neigung der Dachfläche 0°. Dieser Wert beschreibt die Neigung der Gebäudeoberfläche. Die tatsächliche Neigung der Photovoltaikmodule hängt von der vorgesehenen Unterkonstruktion und Montageart ab. Werden die Module parallel zur Dachfläche montiert, entspricht die Modulneigung ebenfalls annähernd 0°. Bei einer Aufständerung würde die tatsächliche Modulneigung davon abweichen.

Die beiden Fassadenflächen befinden sich auf gegenüberliegenden Gebäudeseiten. Das UVEK-GIS weist für eine Fassadenfläche eine Ausrichtung von 145° Südost aus. Die gegenüberliegende Fassadenfläche ist entsprechend ungefähr in Richtung Nordwest orientiert. Da die definitiven Angaben zur Fassadenausrichtung erst nach Abschluss der Diplomarbeit vorliegen werden, erfolgt die Beurteilung auf Grundlage des aktuellen Planungsstands und der verfügbaren GIS-Daten.

Für die Abschätzung der Jahresproduktion wird keine objektspezifische Ertragssimulation durchgeführt. Die detaillierte Auslegung der Anlage ist nicht Bestandteil dieser Diplomarbeit. Als Grundlage werden deshalb die Standortinformationen des UVEK-GIS sowie publizierte Erfahrungswerte für Photovoltaikanlagen in der Schweiz verwendet. Für die Dachanlage wird für die Variantenbewertung ein spezifischer Jahresertrag von 1’000 kWh/kWp als Planungswert angesetzt.

Die Dachfläche wird im UVEK-GIS mit einer Neigung von 0° ausgewiesen. Die tatsächliche Modulneigung, Verschattung, Wechselrichterauslegung und die detaillierten Systemverluste stehen zum heutigen Planungsstand noch nicht abschliessend fest. Der gewählte spezifische Jahresertrag stellt deshalb keine objektspezifische Ertragssimulation, sondern eine Planungsannahme für die wirtschaftliche und technische Variantenbewertung dar.

Für die Fassadenanlage wird aufgrund der vertikalen Montage und der ungünstigeren Ausrichtung gegenüber der Dachanlage separat mit einem tieferen spezifischen Jahresertrag von **500 kWh/kWp** gerechnet.

Bei einer installierten Leistung von 123,5 kWp ergibt sich daraus eine erwartete Jahresproduktion von:

E_Dach = 123,5 kWp × 1’000 kWh/kWp = 123’500 kWh/a = 123,5 MWh/a

Für die Fassadenanlage wird aufgrund der senkrechten Montage und der gegenüber der Dachanlage ungünstigeren Ausrichtung konservativ mit einem spezifischen Jahresertrag von **500 kWh/kWp** gerechnet. Bei einer installierten Leistung von 35,2 kWp ergibt sich:

E_Fassade = 35,2 kWp × 500 kWh/kWp = 17’600 kWh/a = 17,6 MWh/a

Für die kombinierte Dach- und Fassadenanlage ergibt sich damit eine erwartete Jahresproduktion von:

E_Gesamt = 123,5 MWh/a + 17,6 MWh/a = 141,1 MWh/a

Die tatsächliche Jahresproduktion kann insbesondere aufgrund der realen Einstrahlung, Modulneigung, Verschattung, Temperatur, Wechselrichter- und Leitungsverluste sowie der später gewählten technischen Ausführung vom angesetzten Planungswert abweichen. Für eine definitive Projektierung wäre deshalb eine objektspezifische Ertragssimulation erforderlich. Damit ergibt sich für die gesamte Photovoltaikanlage folgende vorläufige Ertragsschätzung:[11]

Tabelle 4: Erwartete Jahresproduktion der Photovoltaikanlage

Erwartete Jahresproduktion der Photovoltaikanlage			
Neubau Schulhaus Dorf, Tramstrasse 28, Suhr			
Anlagenteil	**Installierte Leistung**	**Angenommener spezifischer Ertrag**	**Erwartete Jahresproduktion**
Dachanlage	123.5 kWp	1'000 kWh/kWp	123.5 MWh/a
Fassadenanlage	35.2 kWp	500 kWh/kWp	17.6 MWh/a
Gesamtanlage	**158.7 kWp**		**141.1 MWh/a**

Quelle: Eigene Berechnung auf Grundlage der festgelegten Planungswerte sowie der verfügbaren UVEK-GIS-Daten. (2026)

7.1.6 Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

7.1.6.1 Definition des Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch

Ein Zusammenschluss zum Eigenverbrauch (ZEV) ermöglicht mehreren Endverbrauchern, lokal erzeugte elektrische Energie gemeinsam zu nutzen. Gegenüber dem Verteilnetzbetreiber wird der Zusammenschluss grundsätzlich als ein Endverbraucher behandelt. Die innerhalb des ZEV produzierte Energie wird zuerst den beteiligten Verbrauchern zugeordnet. Reicht die Eigenproduktion nicht aus, wird die fehlende Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen. Produktionsüberschüsse werden in das öffentliche Netz eingespeist.

Die rechtlichen Grundlagen für den Zusammenschluss zum Eigenverbrauch sind insbesondere im Energiegesetz (EnG) und in der Energieverordnung (EnV) geregelt. Für die Bildung eines ZEV müssen dabei verschiedene technische und energetische Voraussetzungen erfüllt werden.

[11] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur wurde mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Flächen-, Modul- und Leistungsangaben wurden durch den Verfasser anhand der Projekt- und Planungsunterlagen übernommen und geprüft.

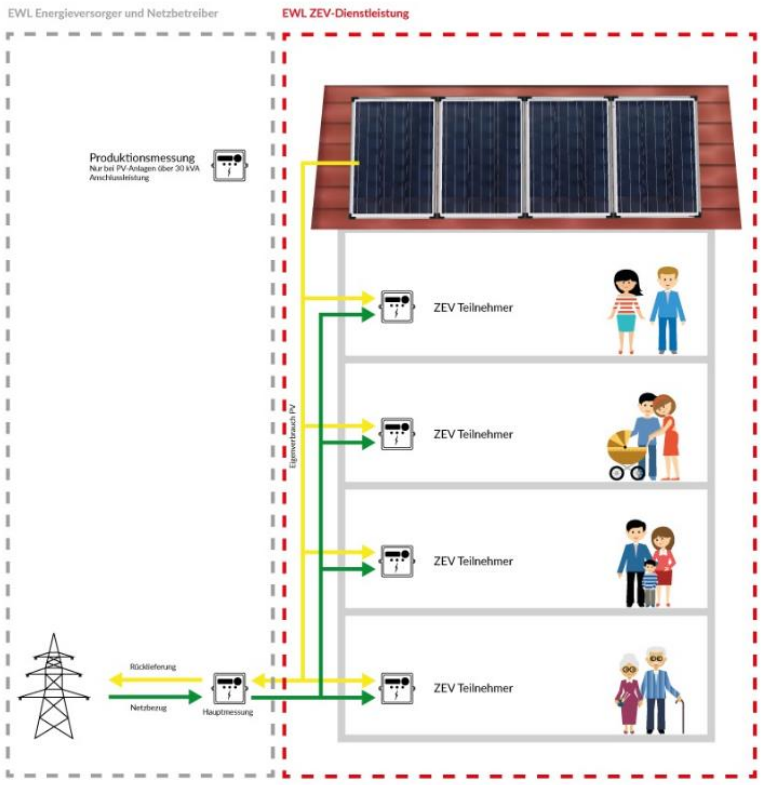


Bild: Für Verteilnetzbetreiber endet der ZEV an der Hauptmessung. Die interne Messung und Abrechnung ist Sache des ZEV-Betreibers.

Abbildung 9: ZEV-Aufbau

Quelle: https://www.ewl.ch/energie/zusammenschluss-zum-eigenverbrauch-zev/ (2026)

Die Abbildung zeigt den grundsätzlichen Aufbau eines Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch. Die Photovoltaikanlage speist die erzeugte Energie zunächst in das interne Netz des ZEV ein. Die angeschlossenen Teilnehmer beziehen den Solarstrom direkt innerhalb des Zusammenschlusses. Reicht die lokale Produktion nicht aus, wird die fehlende Energie über die Hauptmessung aus dem öffentlichen Netz bezogen. Überschüssige Photovoltaikenergie wird über denselben Netzanschlusspunkt in das öffentliche Netz zurückgespeist.
Gegenüber dem Verteilnetzbetreiber endet der ZEV an der Hauptmessung. Die interne Verteilung der Energie sowie die Erfassung und Abrechnung der einzelnen ZEV-Teilnehmer erfolgen innerhalb des Zusammenschlusses. Die Abbildung verdeutlicht damit die Abgrenzung zwischen dem öffentlichen Verteilnetz und der internen ZEV-Struktur.

Mindestproduktionsleistung

Eine wesentliche Voraussetzung ist die sogenannte 10-%-Regel. Die gesamte Produktionsleistung der am Zusammenschluss beteiligten Erzeugungsanlagen muss mindestens 10 % der gesamten Anschlussleistung des Zusammenschlusses betragen. Durch diese Vorgabe soll sichergestellt werden, dass im Verhältnis zur vorhandenen Anschlussleistung eine ausreichend grosse lokale Stromproduktion vorhanden ist. Die Einführung eines virtuellen ZEV ändert nichts an dieser Mindestanforderung.

Für die vorliegende Arbeit wird die Einhaltung dieser Voraussetzung in Kapitel 7.1.6.3 Prüfung der Mindestproduktionsleistung anhand der vorhandenen Anschlussleistungen und der geplanten Photovoltaikleistung separat überprüft.

Anbei eine Abbildung der Funktionsweise der 10% Regel:

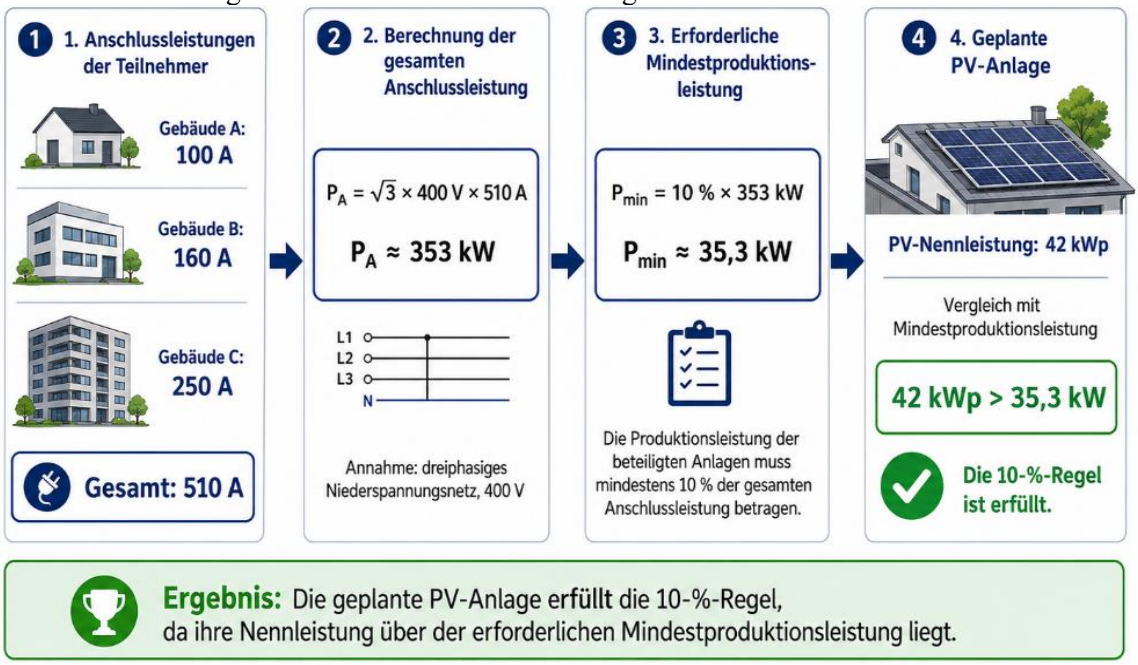


Abbildung 10: Funktionsweise der 10% Regel

Quelle: Eigene Darstellung. Die visuelle Aufbereitung der Abbildung wurde mit Unterstützung von ChatGPT erstellt. Sämtliche fachlichen Inhalte, Berechnungen und Eingabedaten stammen vom Verfasser.

Elektrischer Perimeter und Netzanschlusspunkt

Neben der Mindestproduktionsleistung ist die elektrische Anbindung der beteiligten Gebäude entscheidend. Ein vZEV erlaubt nicht, beliebige Gebäude über das öffentliche Verteilnetz miteinander zu verbinden. Seit dem 1. Januar 2025 dürfen auf Spannungsebenen unter 1 kV jedoch die vorhandenen Anschlussleitungen sowie die lokale elektrische Infrastruktur am Netzanschlusspunkt für den Eigenverbrauch genutzt werden. Dadurch können mehrere bestehende Netzanschlüsse unter bestimmten Voraussetzungen virtuell zu einem ZEV zusammengefasst werden.

Der Netzanschlusspunkt bildet dabei die elektrische Grenze zwischen dem für den Eigenverbrauch zulässigen Bereich und dem übrigen öffentlichen Verteilnetz. Entscheidend ist deshalb nicht allein die räumliche Nähe der Gebäude, sondern deren tatsächliche elektrische Versorgungstopologie. Müssen zur Verbindung der Teilnehmer Teile des öffentlichen Verteilnetzes ausserhalb der zulässigen lokalen Infrastruktur benutzt werden, können diese nicht demselben vZEV zugeordnet werden.

Für das untersuchte Schulareal wird diese Voraussetzung in Kapitel 7.1.6.4 Elektrische und räumliche Voraussetzungen anhand der Versorgung über die Trafostationen und Verteilkabinen untersucht.

Virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch

Seit dem 1. Januar 2025 besteht zusätzlich die Möglichkeit eines virtuellen Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch (vZEV). Im Gegensatz zu einem klassischen ZEV ist kein einzelner gemeinsamer physischer Messpunkt mehr zwingend erforderlich. Bestehende intelligente Messsysteme des Netzbetreibers können weiterhin verwendet werden. Die Messwerte der beteiligten Produktions- und Verbrauchsmessungen werden durch den Netzbetreiber virtuell zu einem gemeinsamen Messpunkt zusammengeführt. Dadurch können insbesondere bei bestehenden Gebäuden aufwendige Umbauten der Messinfrastruktur oder zusätzliche private Verbindungsleitungen vermieden werden. Die einzelnen Messstellen bleiben physisch bestehen, während der Zusammenschluss gegenüber dem Netzbetreiber virtuell als Einheit

betrachtet wird. Der Netzbetreiber stellt die erforderlichen Messdaten für die weitere Verarbeitung zur Verfügung.

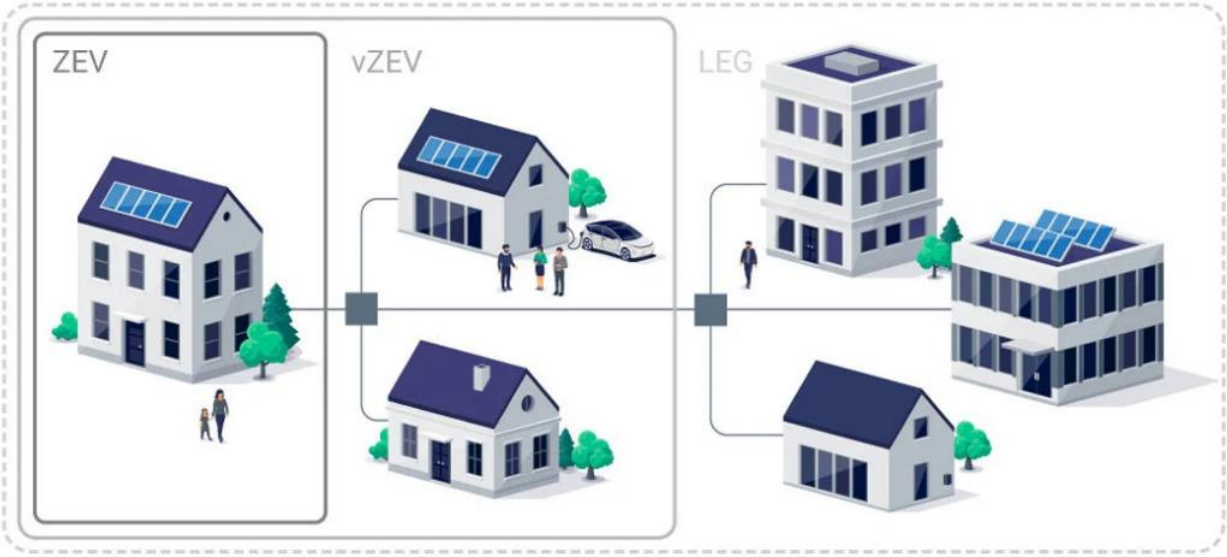


Abbildung 11: Unterschied ZEV, vZEV und LEG

Quelle: www.glb.ch/onlinemagazin/vzev-2025 (2026)

Für das Schulareal Dorf wird aufgrund der bestehenden Mess- und Netzstruktur ein solcher virtueller ZEV untersucht. Das vorgesehene Messkonzept wird in Kapitel 7.1.6.5 Mess- und Abrechnungskonzept beschrieben.

7.1.6.2 Potenzielle Teilnehmer

Für den möglichen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch werden der Neubau Schulhaus Dorf, das Bezirksschulhaus, die Gebäude der TBS und des Bauamts sowie das Vinci-Gebäude untersucht. Die Gebäude befinden sich innerhalb beziehungsweise unmittelbar angrenzend an das Schulareal Dorf und weisen einen relevanten elektrischen Energieverbrauch auf.

Der Neubau Schulhaus Dorf verfügt gemäss aktuellem Planungsstand über eine Anschlussleistung von 355A und bildet aufgrund der geplanten Photovoltaikanlage den Ausgangspunkt des Zusammenschlusses. Das Bezirksschulhaus und das Vinci-Gebäude weisen ebenfalls Anschlussleistungen von jeweils 355A auf. Die gemeinsam betrachteten Gebäude der TBS und des Bauamts verfügen über eine Anschlussleistung von 250A.

Auf Grundlage der vorhandenen Verbrauchsdaten ergibt sich für das Bezirksschulhaus ein hochgerechneter Jahresverbrauch von rund 131,0 MWh. Die TBS und das Bauamt weisen zusammen einen Jahresverbrauch von rund 117,2 MWh auf. Beim Vinci-Gebäude beträgt der gemessene Jahresverbrauch rund 161,7 MWh. Für den Neubau liegt noch kein gemessener Jahresverbrauch vor, weshalb dieser später anhand der Planungsdaten berücksichtigt wird.

Die verfügbaren Anschluss- und Verbrauchsdaten zeigen, dass die untersuchten Gebäude grundsätzlich ein relevantes Potenzial für die gemeinsame Nutzung des erzeugten Solarstroms besitzen.[12]

Tabelle 5: Potenzielle Teilnehmer des ZEV

Potenzielle Teilnehmer des Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch				
Schulareal Dorf, Suhr				
Gebäude oder Messstelle	**Adresse**	**Jahresverbrauch**	**Anschlussleistung**	**ZEV-Prüfung**
Neubau Schulhaus Dorf	Tramstrasse 28	Planungswert ergänzen	355 A	**Zwingender Bestandteil**
Bezirksschulhaus	Mühleweg 5	ca. 131,0 MWh hochgerechnet	355 A	**Zu prüfen**
TBS / Bauamt	Mühleweg 1	ca. 117.2MWh	250 A	**Zu prüfen**
Vinci	Tramstrasse 20	ca. 161,7 MWh	355 A	**Zu prüfen**

Quelle: auf Grundlage der Anschluss- und Verbrauchsdaten der TBS Strom AG (2026)

[12] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur wurde mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Anschluss-, Verbrauchs- und Gebäudedaten sowie die Beurteilung der ZEV-Eignung wurden durch den Verfasser anhand der Projekt- und Netzdaten eingetragen und geprüft.

7.1.6.3 Prüfung der Mindestproduktionsleistung

Gemäss Artikel 15 Absatz 1 der Energieverordnung muss die Produktionsleistung der im Zusammenschluss eingesetzten Anlagen mindestens 10 Prozent der gesamten Anschlussleistung des ZEV betragen. Bei Photovoltaikanlagen ist dafür die normierte Leistung der Modulvorderseite massgebend.

Zu diesem Zeitpunkt der Untersuchung werden zunächst sämtliche potenziellen Teilnehmer berücksichtigt. Ob diese Gebäude aufgrund ihrer tatsächlichen elektrischen Versorgung gemeinsam in einen vZEV eingebunden werden können, wird im nachfolgenden Kapitel anhand der Netztopologie geprüft. Die nachfolgende Berechnung stellt deshalb eine vorläufige Prüfung der 10-%-Regel dar.

Tabelle 6: Prüfung Mindestproduktionsleistung

Teilnehmer	Anschlussstrom
Neubau Schulhaus Dorf	355 A
Bezirksschulhaus	355 A
TBS / Bauamt	250 A
Vinci	355 A
Gesamt	**1'315 A**

Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Grundlage der Anschlussdaten der TBS Strom AG (2026)

Für einen dreiphasiges Niederspannungsnetz mit einer Spannung von 400 V ergibt sich folgende gesamte Anschlussleistung:

$$S_A = \sqrt{3} \times 400\ V \times 1'315\ A$$
$$S_A \approx 911{,}1\ kVA$$

Die erforderliche Mindestproduktionsleistung beträgt somit:

$$P_{min} = 911{,}1\ kVA \times 10\ \%$$
$$P_{min} \approx 91{,}1\ kW$$

Die geplante Photovoltaikanlage weist einschliesslich der Dach- und Fassadenanlage eine installierte Leistung von rund 158,7 kWp auf. Das Verhältnis zwischen Produktionsleistung und Anschlussleistung beträgt damit:

$$(158{,}7\ kWp / 911{,}1\ kW) \times 100 \approx 17{,}4\ \%$$

Die gesetzlich geforderte Mindestleistung von 10 Prozent wird somit erfüllt. Die geplante Photovoltaikanlage liegt rund 67,6 kWp über der erforderlichen Mindestproduktionsleistung.
Auch bei ausschliesslicher Berücksichtigung der Dachanlage mit 123,5 kWp ergibt sich ein Verhältnis von rund 13,6 Prozent. Die Dachanlage allein würde die 10-Prozent-Regel somit bereits erfüllen. Die Fassadenanlage ist für die Einhaltung dieser Voraussetzung nicht zwingend erforderlich, erhöht jedoch die vorhandene Leistungsreserve.

7.1.6.4 Elektrische und räumliche Voraussetzungen

Für die Bildung eines virtuellen Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch sind neben der räumlichen Nähe insbesondere die elektrischen Anschlussverhältnisse der beteiligten Gebäude massgebend. Seit der Einführung des vZEV dürfen auf Niederspannungsebene unter bestimmten Voraussetzungen auch Anschlussleitungen sowie die lokale elektrische Infrastruktur am Netzanschlusspunkt für den Eigenverbrauch genutzt werden. Entscheidend ist jedoch, dass sich die beteiligten Gebäude hinter einem gemeinsamen zulässigen Netzknoten befinden. Als solcher können beispielsweise die Niederspannungsverteilung einer Trafostation oder die Sammelschiene einer Verteilkabine dienen.

Das Oberstufenschulhaus wird nicht in die weitere Prüfung des vZEV einbezogen. Auf dem Gebäude besteht bereits eine eigene Photovoltaikanlage. Im Zusammenhang mit dieser Anlage wurde vereinbart, dass die Schule die Dachfläche für die Photovoltaikanlage zur Verfügung stellt und dafür auf dem entsprechenden Eigenverbrauch kein Netzentgelt verrechnet wird. Aufgrund dieser bestehenden Regelung würde eine zusätzliche Einbindung des Oberstufenschulhauses in den untersuchten vZEV keinen wesentlichen wirtschaftlichen Mehrwert schaffen. Das Oberstufenschulhaus wird deshalb sowohl vom möglichen vZEV als auch vom weiteren Projektumfang ausgeschlossen.

Der Neubau Schulhaus Dorf wird gemäss aktuellem Planungsstand über die TS 20 Bezirksschule versorgt. Auch das Bezirksschulhaus wird aus dieser Trafostation gespeist, wobei die Versorgung über die Verteilkabine erfolgt. Das Primarschulhaus Dorf sowie die Doppelturnhalle sind elektrisch dem Bezirksschulhaus nachgelagert und werden über dessen bestehende Mess- und Versorgungsstruktur erfasst.

Aus der Versorgung über dieselbe Trafostation allein kann jedoch noch nicht abschliessend abgeleitet werden, dass ein gemeinsamer vZEV technisch zulässig ist. Für die definitive Beurteilung ist zu prüfen, ob der Anschluss des Neubaus und die bestehende Messgruppe des Bezirksschulhauses an derselben Niederspannungssammelschiene beziehungsweise an einem gemeinsamen zulässigen Netzknoten angeschlossen sind. Befinden sich die betreffenden Niederspannungsabgänge auf unterschiedlichen Sammelschienen, wäre ein gemeinsamer vZEV in dieser Form nicht möglich.

Demgegenüber werden das Schulhaus Vinci, die TBS sowie der Werkhof beziehungsweise das Bauamt über die TS 41 TBS versorgt. Diese Gebäude gehören damit zu einer anderen elektrischen Versorgungsgruppe und werden für den in dieser Arbeit untersuchten vZEV nicht weiter berücksichtigt.

Für die weitere Untersuchung wird deshalb nur die Gebäudegruppe betrachtet, die der Versorgung über die TS 20 Bezirksschule zugeordnet ist. Dazu gehören der Neubau Schulhaus Dorf sowie die bestehende Messgruppe des Bezirksschulhauses mit dem Primarschulhaus Dorf und der Doppelturnhalle. Die definitive Zulässigkeit des vorgesehenen vZEV ist vor einer Umsetzung anhand der detaillierten Netzdokumentation beziehungsweise durch die TBS Strom AG als Netzbetreiberin zu bestätigen.

Durch die Prüfung der Netztopologie reduziert sich der für die weitere Betrachtung relevante Teilnehmerkreis auf den Neubau Schulhaus Dorf sowie die bestehende Messgruppe des Bezirksschulhauses mit den nachgelagerten Gebäuden. Für diesen verbleibenden Teilnehmerkreis ist die in Kapitel 7.1.6.3 vorläufig durchgeführte Prüfung der Mindestproduktionsleistung entsprechend anzupassen.

$I_{ges} = 355\ A + 355\ A = 710\ A$

$S_A = \sqrt{3} \times 400\ V \times 710\ A \approx 491{,}9\ kVA$

10-%-Schwelle ≈ 49,2 kW

Mit einer geplanten Photovoltaikleistung von 123,5 kWp wird auch für den nach der Netzprüfung verbleibenden Teilnehmerkreis die erforderliche Mindestproduktionsleistung deutlich überschritten.

Die elektrische Zuordnung der untersuchten Gebäude zu den Trafostationen TS 20 und TS 41 ist in Abbildung 9 dargestellt.

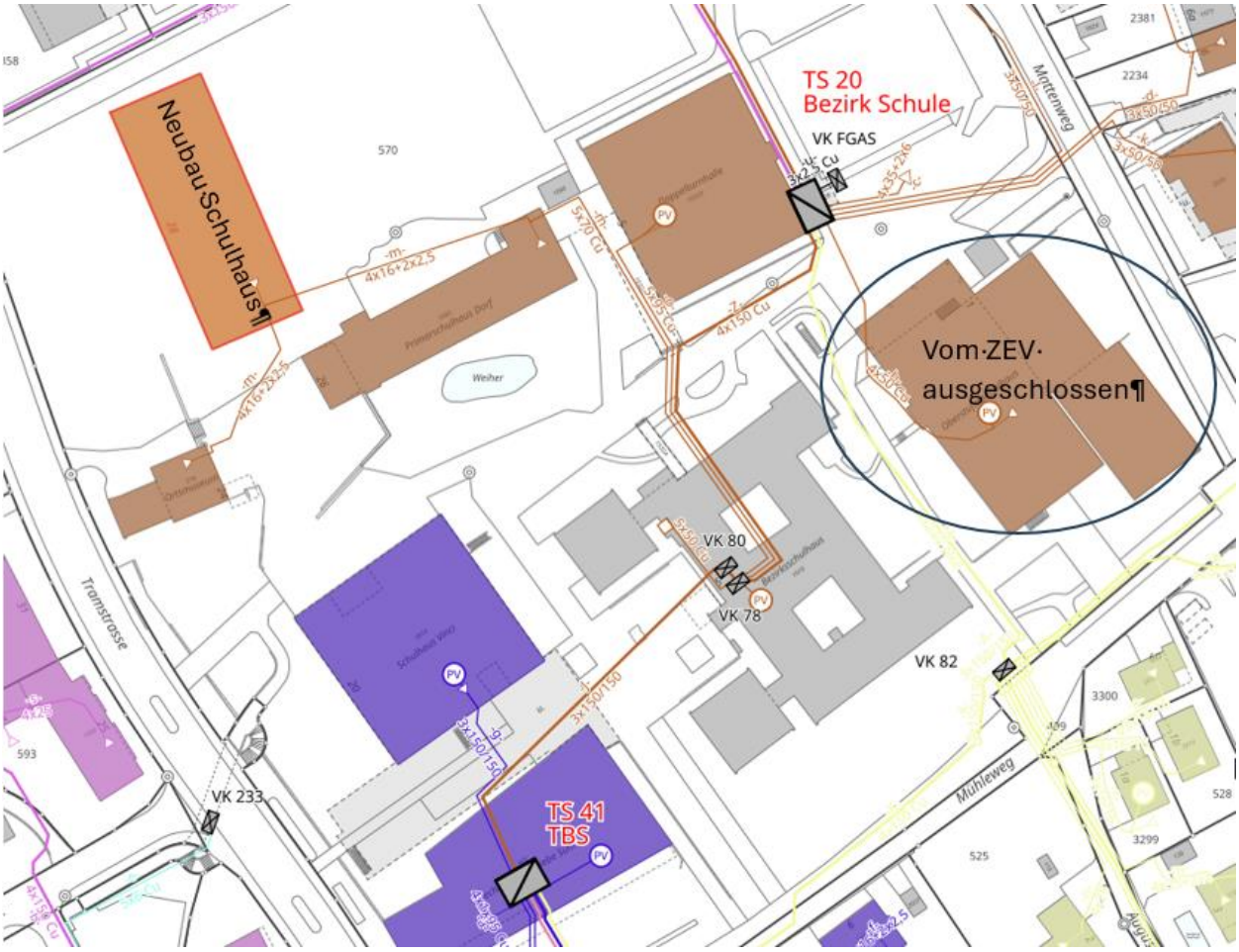


Abbildung 12: Elektrische Zuordnung der Gebäude zu den Trafostationen TS 20 und TS 41

Quelle: Eigene Darstellung auf Grundlage des Netzinformationssystems der TBS Strom AG (2026)

7.1.6.5 Mess- und Abrechnungskonzept

Für den untersuchten Gebäudeverbund ist die Bildung eines virtuellen Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch vorgesehen. Bei einem vZEV bleiben die bestehenden intelligenten Messsysteme der einzelnen Anschlüsse grundsätzlich erhalten. Die Messpunkte werden durch den Netzbetreiber rechnerisch zu einem virtuellen Hauptmesspunkt zusammengefasst. Gegenüber dem Netzbetreiber wird der gesamte vZEV weiterhin als ein Endverbraucher behandelt.

Im vorliegenden Messtopologie bilden der Neubau Schulhaus Dorf und das Bezirksschulhaus die massgebenden Verbrauchsmessungen. Das Primarschulhaus Dorf und die Doppelturnhalle werden elektrisch hinter der Messung des Bezirksschulhauses erfasst. Sie besitzen deshalb im betrachteten vZEV keine eigenständige Hauptmessung, sondern sind im gemessenen Gesamtverbrauch des Bezirksschulhauses

enthalten. Das vorgesehene Messkonzept des virtuellen ZEV ist in Abbildung 10 vereinfacht dargestellt. Die Photovoltaikproduktion wird über eine gemeinsame Produktionsmessung erfasst, während der Verbrauch des Neubaus und des Bezirksschulhauses über separate Verbrauchsmessungen ermittelt wird.

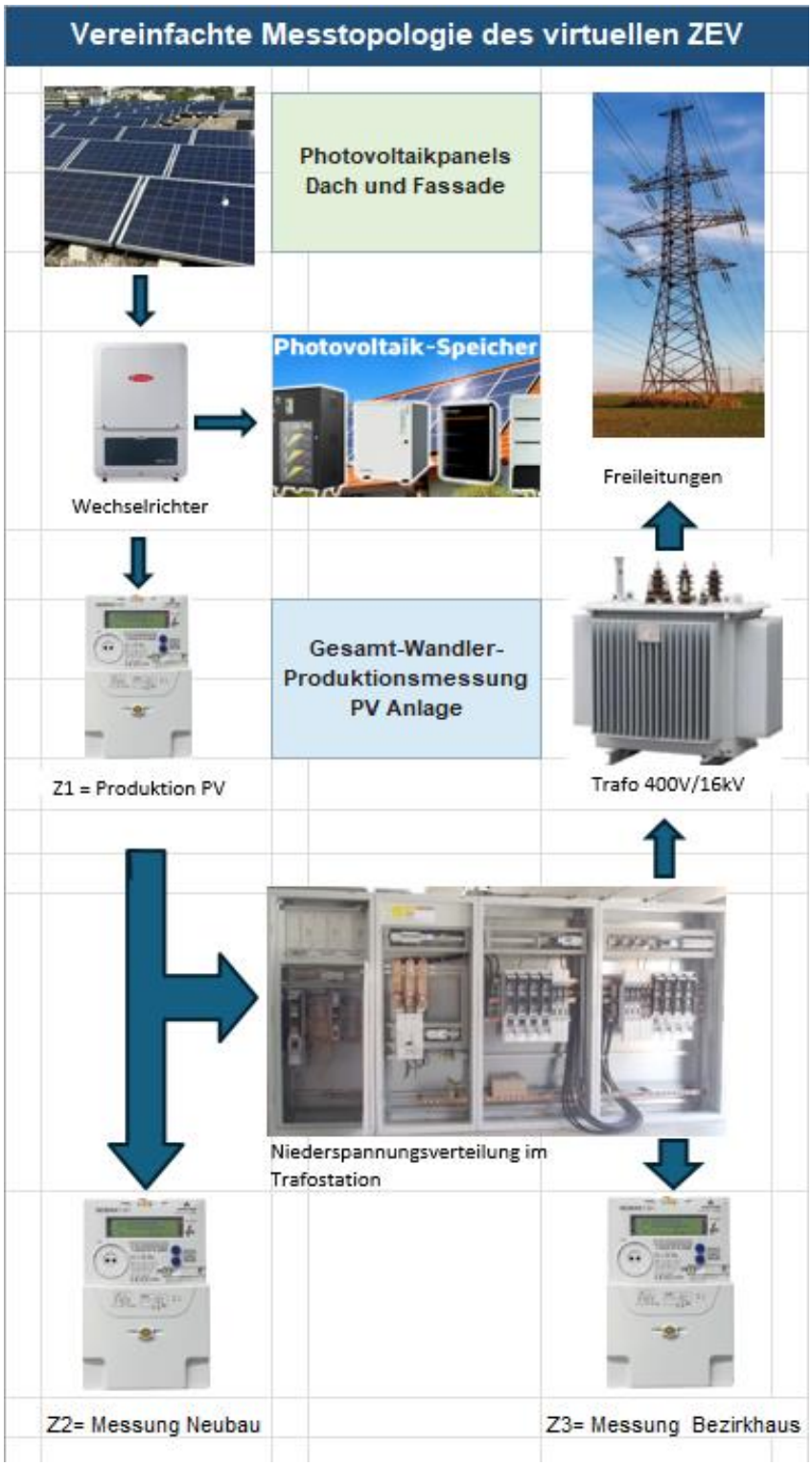


Abbildung 13: Vereinfachte Messtopologie des geplanten virtuellen ZEV

Quelle: Eigene Darstellung

Die dargestellten Zähler Z1 bis Z3 bilden die physischen Messpunkte der Anlage. Z1 erfasst die Photovoltaikproduktion, Z2 den Verbrauch des Neubaus und Z3 den Verbrauch des Bezirksschulhauses einschliesslich der nachgelagerten Gebäude. Die Zusammenführung der Verbrauchs- und Produktionswerte zum vZEV erfolgt virtuell über die Messdaten und stellt keine zusätzliche physische elektrische Verbindung dar. Der dargestellte Batteriespeicher wird ausschliesslich für Variante 3 berücksichtigt.Die bestehende Messanordnung in der Verteilkabine ist in Abbildung 11 dargestellt.

VK 78 **EW - NS Verteiler** Stand 06.08.2026 5034 **Suhr**

NS | Mühleweg 5 | Sch/Pl Nr. IV | G - 4

Bez.	Anschlüsse	Querschnitt	Grösse	Sicherung
s.	Mühleweg 5 (UV 20/21/22 Nordtrakt)	5x25 Cu	G 2	75
r.	Mühleweg 5 (UV 30 Zwischenbau)	5x25 Cu	G 2	75
t.	Mühleweg 5 (UV 40/41/42 Südtrakt)	5x70 Cu	G 2	150
p.	Mühleweg 5 (Hauswirtschaft UG Nord)	5x50 Cu	G 2	125
n.	Mühleweg 5 (Hauswirtschaft UG Süd)	5x50 Cu	G 2	125
o.	Mattenweg 5 (UV 70 Turnhalle UG)	5x95 Cu	G 2	200
m.	Tramstrasse 26 / 26a / 24 (Primarschule / Aula / Museum)	5x70 Cu	G 2	160
	Festbetrieb Bezirkschule	5x50 Cu	G 2	125
			G 2	
			G 2	
			G 2	
K	Hauptsicherung Schulareal	4x150 Cu	G 6	350
				Messung M
k	VK 80 Mühleweg 5	4x150 Cu	M 12	

Abbildung 14: Messanordnung in der Verteilkabine zur Erfassung des Bezirksschulhauses und der nachgelagerten Gebäude

Quelle (TBS Strom AG, 2026).

Die gesamte Energieproduktion der Dach- und Fassadenanlage wird über eine gemeinsame Wandler-Produktionsmessung erfasst. Dadurch steht die vollständige erzeugte Energiemenge der Photovoltaikanlage als separater Messwert zur Verfügung. Die einzelnen Anlagenteile werden für die Abrechnung nicht getrennt behandelt, da die gesamte Produktion gemeinsam in den vZEV eingebracht wird.

Die Messwerte der beteiligten Anschlüsse werden zu einer virtuellen Hauptmessung des vZEV zusammengeführt. Diese bildet die Schnittstelle zum öffentlichen Netz und dient zur Ermittlung des gesamten Netzbezugs sowie der überschüssigen Netzeinspeisung. Der Netzbetreiber stellt dem vZEV die für die interne Abrechnung erforderlichen Lastgangdaten der Produktions- und Verbrauchsmessungen zur Verfügung. Bei der Verwendung von Messsystemen des Netzbetreibers bleiben die einzelnen Teilnehmer messseitig erfasst, während der Elektrizitätsbezug nach aussen dem gesamten Zusammenschluss zugerechnet wird.

Die interne Energiezuordnung erfolgt auf Grundlage der Viertelstundenwerte. Für jedes Zeitintervall wird die gemessene Photovoltaikproduktion dem zeitgleichen Verbrauch des Neubaus und des Bezirksschulhauses gegenübergestellt. Ist die Produktion tiefer als der Gesamtverbrauch, wird die Differenz aus dem öffentlichen Netz bezogen. Übersteigt die Produktion den zeitgleichen Verbrauch, wird die überschüssige Energie in das öffentliche Netz eingespeist.

Für die spätere wirtschaftliche Bewertung der drei Photovoltaikvarianten wird für den innerhalb des vZEV gelieferten Solarstrom mit einem Verrechnungspreis von 20 Rp. /kWh gerechnet. Dieser Wert wurde vom Geschäftsleiter der TBS Strom AG als Planungsannahme vorgegeben und dient als einheitliche Grundlage für die spätere Gegenüberstellung der Varianten. Eine Beurteilung der Wirtschaftlichkeit oder der Angemessenheit dieses Preises erfolgt nicht in diesem Kapitel, sondern separat bei der Ausarbeitung und Bewertung der drei Varianten.

Die konkrete organisatorische und abrechnungstechnische Umsetzung des vZEV ist nicht Bestandteil dieser Diplomarbeit. Im Rahmen der Arbeit wird lediglich das erforderliche Messkonzept definiert und für die spätere Variantenbewertung ein Verrechnungspreis von 20 Rp./kWh als Planungsannahme verwendet.

7.1.6.6 Verbrauchspotenzial und Schlussfolgerung

Zur Beurteilung des Verbrauchspotenzials werden die vorhandenen Viertelstundenwerte des Stromverbrauchs mit einem zeitlich aufgelösten Photovoltaikproduktionsprofil gegenübergestellt. Dadurch kann beurteilt werden, welcher Anteil der erzeugten Solarenergie voraussichtlich direkt innerhalb des Zusammenschlusses genutzt werden kann.

Für das Bezirksschulhaus stehen gemessene Viertelstundenwerte zur Verfügung. Das Primarschulhaus Dorf und die Doppelturnhalle werden hinter der Messung des Bezirksschulhauses erfasst und sind deshalb bereits in diesem Lastprofil enthalten. Für den Zeitraum Januar bis Juni 2026 wurde beim Bezirksschulhaus ein Verbrauch von rund 65,5 MWh gemessen. Da für das zweite Halbjahr zum Zeitpunkt der Auswertung noch keine vollständigen Messdaten vorliegen, wird für die weitere Untersuchung eine vereinfachte lineare Hochrechnung vorgenommen:

65,5 MWh × 2 = 131,0 MWh/a

Saisonale Unterschiede aufgrund von Schulferien, Beleuchtung und Gebäudetechnik können zu Abweichungen führen. Da die Hochrechnung im Rahmen dieser Arbeit zur Abschätzung des Verbrauchspotenzials dient, wird der Wert von 131,0 MWh/a als Planungswert verwendet.

Da für den Neubau Schulhaus Dorf noch keine realen Verbrauchsdaten vorhanden sein können, wird das benachbarte Schulhaus Vinci als Referenz verwendet. Das Gebäude weist eine vergleichbare schulische Nutzung auf. Der gemessene Jahresverbrauch des Schulhauses Vinci beträgt rund 161,7 MWh. Dieser Lastgang wird deshalb als Näherung für den zukünftigen Verbrauch des Neubaus verwendet. Für den geplanten vZEV ergibt sich damit ein angenommener jährlicher Gesamtverbrauch von rund 292,7 MWh.

Die Fassadenanlage wird aufgrund ihrer abweichenden Ausrichtung nicht über einen pauschalen Zuschlag zum gemessenen Produktionsprofil berücksichtigt. Für die Variantenbewertung wird die in Kapitel 7.1.5 separat ermittelte Jahresproduktion der Fassadenanlage von 17,6 MWh/a verwendet. Eine detaillierte zeitliche Simulation der Fassadenproduktion ist nicht Bestandteil dieser Arbeit.

Der berechnete Jahresertrag stellt eine Planungsannahme dar. Der tatsächliche Ertrag kann insbesondere durch Einstrahlung, Modultemperatur, Verschattung, Systemverluste und die spätere technische Ausführung von diesem Wert abweichen.

Für die weitere Beurteilung des Verbrauchspotenzials wird die in Kapitel 7.1.5 ermittelte Jahresproduktion der Dachanlage von 123,5 MWh/a verwendet. Für die zeitliche Eigenverbrauchsanalyse dient der gemessene Produktionsverlauf einer bestehenden Photovoltaikanlage als Referenzprofil. Die absolute Jahresproduktion wird jedoch nicht aus dieser Referenzanlage hochgerechnet, sondern auf den festgelegten Planungswert von 123,5 MWh/a bezogen.

Für die zeitliche Verteilung der Photovoltaikproduktion innerhalb des Jahres wird der gemessene Produktionsverlauf einer bestehenden Photovoltaikanlage als Referenz verwendet. Die absolute Jahresproduktion wird jedoch nicht aus dieser Referenzanlage hochgerechnet, sondern basiert auf dem zuvor festgelegten spezifischen Jahresertrag von 1’000 kWh/kWp.

Für die eigentliche Potenzialanalyse werden Verbrauch und Produktion für jedes Viertelstundenintervall gegenübergestellt. Ist die Photovoltaikproduktion kleiner als der zeitgleiche Verbrauch des vZEV, kann die gesamte erzeugte Energie innerhalb des Zusammenschlusses genutzt werden. Übersteigt die Produktion den Verbrauch, wird die verbleibende Energie in das öffentliche Netz eingespeist. Umgekehrt muss bei einer zu geringen Produktion die fehlende Energie aus dem Netz bezogen werden.

Die Aufbereitung und Auswertung der umfangreichen Viertelstundenwerte wurden mit Unterstützung künstlicher Intelligenz durchgeführt. Die verwendeten Ausgangsdaten, Annahmen und Berechnungsformeln wurden durch den Verfasser festgelegt und auf Plausibilität geprüft.

Durch die Einbindung des Bezirksschulhauses sowie des dahinter gemessenen Primarschulhauses Dorf und der Doppelturnhalle steht der Photovoltaikanlage neben dem Verbrauch des Neubaus ein zusätzlicher zeitgleicher Energiebedarf gegenüber. Aufgrund des hohen Tagesverbrauchs der Schulgebäude ist deshalb zu erwarten, dass der vZEV den Eigenverbrauch gegenüber einer alleinigen Nutzung der Photovoltaikanlage durch den Neubau deutlich erhöht. Die genaue Wirkung wird anhand der Viertelstundenwerte quantifiziert und anschliessend über den Eigenverbrauchsanteil, den Netzbezug und die Netzeinspeisung dargestellt.

Auf Grundlage der verwendeten Referenzdaten ergibt sich für den geplanten vZEV ein angenommener jährlicher Stromverbrauch von rund 292,7 MWh. Davon entfallen rund 161,7 MWh auf den Neubau Schulhaus Dorf, dessen Verbrauch anhand des Lastprofils des Schulhauses Vinci abgeschätzt wird. Für das Bezirksschulhaus einschliesslich des Primarschulhauses Dorf und der Doppelturnhalle wird ein hochgerechneter Jahresverbrauch von rund 131,0 MWh berücksichtigt.

Planungswert von 1’000 kWh/kWp verwendet. Dieser Wert ermöglicht eine konservative und nachvollziehbare Abschätzung des zu erwartenden Jahresertrags. PubDB

Bei einer geplanten Dachanlage mit einer installierten Leistung von 123,5 kWp ergibt sich damit folgende erwartete Jahresproduktion:

E_Dach = 123,5 kWp × 1’000 kWh/kWp = 123’500 kWh/a

beziehungsweise:

E_Dach = 123,5 MWh/a

Für die Bestimmung des Eigenverbrauchs wird für jedes 15-Minuten-Intervall der gleichzeitig auftretende Stromverbrauch mit der Photovoltaikproduktion verglichen. Der direkt genutzte Solarstrom entspricht dabei jeweils dem kleineren der beiden Werte.Die einzelnen Eigenverbrauchswerte werden anschliessend über den untersuchten Messzeitraum aufsummiert. Die Eigenverbrauchsquote ergibt sich aus dem Verhältnis des direkt genutzten Solarstroms zur gesamten Photovoltaikproduktion.

Die Auswertung der vorhandenen Viertelstundenwerte ergibt für die untersuchte Anlagen- und Verbrauchskonstellation eine Eigenverbrauchsquote von 63,4 %. Dies bedeutet, dass rund 63,4 % der erzeugten Solarenergie zeitgleich innerhalb des betrachteten vZEV genutzt werden können. Die verbleibenden rund 36,6 % werden in das öffentliche Netz eingespeist.

Da für den zukünftigen Neubau noch keine eigenen Messwerte vorliegen, basiert dessen Verbrauchsprofil auf dem Lastgang des Schulhauses Vinci. Die ermittelte Eigenverbrauchsquote stellt deshalb eine auf realen Viertelstundenmesswerten basierende Prognose dar. Die ermittelte Eigenverbrauchsquote stellt aufgrund des verwendeten Referenzlastgangs für den Neubau eine Prognose dar. Der tatsächliche Jahresertrag kann aufgrund der realen Einstrahlung, Modulausrichtung, Verschattung, Systemverluste und der später gewählten technischen Ausführung davon abweichen.[13]

Tabelle 7: Jahresenergiebilanz des geplanten vZEV

Jahresenergiebilanz des geplanten vZEV

Verbrauch und Photovoltaikproduktion auf Jahresbasis

Bereich	Kennzahl	Jahreswert
Verbrauch	Neubau Schulhaus Dorf (Referenz Vinci)	161.7
Verbrauch	Bezirksschulhaus inkl. nachgelagerter Gebäude	131.0
Verbrauch	**Gesamtverbrauch vZEV**	**292.7**
Produktion	Dachanlage (123,5 kWp)	123.5
Produktion	Fassadenanlage (35,2 kWp)	17.6
Produktion	**Gesamtproduktion PV-Anlage**	**141.1**
Kennzahl	**PV-Produktion im Verhältnis zum Jahresverbrauch**	**48.2%**

Quelle: Eigene Berechnung mithilfe der Viertelstundenmessdaten der TBS Strom AG (2026)

[13] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur und die Darstellung der Berechnung wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Verbrauchsdaten, Planungswerte, Berechnungen und fachliche Interpretation wurden durch den Verfasser festgelegt und geprüft.

Dieser Wert beschreibt ausschliesslich das Verhältnis der jährlichen Photovoltaikproduktion zum jährlichen Stromverbrauch und darf nicht mit dem Eigenverbrauchsanteil oder dem Autarkiegrad gleichgesetzt werden. Diese Kennzahlen hängen zusätzlich von der zeitlichen Übereinstimmung zwischen Produktion und Verbrauch ab.

Die Ergebnisse zeigen grundsätzlich ein hohes Verbrauchspotenzial innerhalb des geplanten vZEV. Durch die Zusammenfassung des Neubaus mit dem Bezirksschulhaus sowie den dahinterliegenden Verbrauchern des Primarschulhauses Dorf und der Doppelturnhalle steht der Photovoltaikanlage ein deutlich grösserer Strombedarf gegenüber als bei einer alleinigen Versorgung des Neubaus. Dadurch erhöht sich das Potenzial, einen grossen Anteil der erzeugten Solarenergie direkt innerhalb des Schulareals zu nutzen.

Eine abschliessende Bestimmung des jährlichen Eigenverbrauchsanteils und des Autarkiegrades ist mit den vorhandenen Messdaten jedoch nur näherungsweise möglich. Für den Neubau liegen noch keine realen Verbrauchsdaten vor, weshalb das Schulhaus Vinci als Referenz verwendet wird. Zudem steht für das Bezirksschulhaus kein vollständiger Jahreslastgang zur Verfügung und die Produktion der Fassadenanlage muss teilweise anhand von Annahmen rekonstruiert beziehungsweise hochgerechnet werden.
Die durchgeführte Betrachtung ist deshalb als Potenzialabschätzung zu verstehen. Sie zeigt jedoch, dass der geplante vZEV grundsätzlich geeignet ist, einen wesentlichen Anteil der zukünftigen Photovoltaikproduktion innerhalb des Schulareals zu nutzen. Die gewonnenen Erkenntnisse bilden die Grundlage für die anschliessende Bildung und Bewertung der drei Photovoltaikvarianten.

7.1.7 Potenzial Batteriespeicher

Neben der direkten Nutzung der erzeugten Photovoltaikenergie innerhalb des vZEV besteht die Möglichkeit, überschüssige Solarenergie temporär in einem Batteriespeicher zwischenzuspeichern. Dadurch kann Energie, die während Zeiten hoher Photovoltaikproduktion nicht unmittelbar verbraucht wird, zu einem späteren Zeitpunkt innerhalb des Schulareals genutzt werden.

Die vorgesehene Photovoltaikanlage weist eine Gesamtleistung von 158,7 kWp und eine hochgerechnete Jahresproduktion von rund 141 MWh auf. Demgegenüber steht ein angenommener Jahresverbrauch des geplanten vZEV von rund 292,7 MWh. Der jährliche Energieverbrauch liegt somit über der erwarteten Photovoltaikproduktion. Aus dieser Jahresbetrachtung allein kann jedoch nicht abgeleitet werden, dass keine Überschüsse entstehen. Insbesondere während sonnenreicher Mittagsstunden kann die momentane Photovoltaikproduktion den gleichzeitig vorhandenen Stromverbrauch übersteigen.

Ein Batteriespeicher könnte solche zeitlich begrenzten Produktionsüberschüsse aufnehmen und die gespeicherte Energie beispielsweise am Abend, in den frühen Morgenstunden oder während Perioden mit geringerer Solarproduktion wieder zur Verfügung stellen. Dadurch kann die Netzeinspeisung reduziert und der Eigenverbrauch der Photovoltaikanlage erhöht werden.

Der Nutzen eines Batteriespeichers wird jedoch wesentlich durch den geplanten vZEV beeinflusst. Durch die Zusammenfassung des Neubaus mit dem Bezirksschulhaus sowie den nachgelagerten Verbrauchern des Primarschulhauses Dorf und der Doppelturnhalle steht bereits ohne Speicher ein vergleichsweise hoher zeitgleicher Stromverbrauch zur Verfügung. Ein Teil der Photovoltaiküberschüsse, der bei einer alleinigen Versorgung des Neubaus entstehen würde, kann dadurch direkt von den weiteren Verbrauchern innerhalb des vZEV aufgenommen werden. Die für eine Speicherung verfügbare Überschussenergie reduziert sich entsprechend.

Zusätzlich ist mit einer starken saisonalen Abhängigkeit des Speicherpotenzials zu rechnen. Während im Sommer aufgrund der höheren Photovoltaikproduktion häufiger Überschüsse auftreten können, ist während der Wintermonate mit deutlich geringeren Produktionsmengen zu rechnen. In Perioden, in denen die

Photovoltaikproduktion bereits vollständig innerhalb des vZEV verbraucht wird, steht keine überschüssige Energie zum Laden eines Batteriespeichers zur Verfügung.

Aus technischer Sicht kann ein Batteriespeicher somit zur Erhöhung des Eigenverbrauchs und zur Reduktion der Netzeinspeisung beitragen. Ob der zusätzliche Nutzen die erforderlichen Investitionskosten rechtfertigt, kann an dieser Stelle jedoch noch nicht beurteilt werden. Die erforderliche Speicherleistung und Speicherkapazität sowie die energetischen und wirtschaftlichen Auswirkungen werden deshalb im Rahmen der Variante mit Batteriespeicher separat untersucht.

7.1.8 Förderbeiträge und Subventionen

Für Photovoltaikanlagen stehen in der Schweiz Förderbeiträge in Form einer Einmalvergütung zur Verfügung. Die Höhe der Förderung ist unter anderem von der installierten Leistung, der Art der Anlage, dem Inbetriebnahme Datum sowie der Ausrichtung beziehungsweise dem Neigungswinkel der Module abhängig. Für die Abschätzung der Förderbeiträge wird der Tarifrechner der Pronovo AG verwendet.

Die Förderbeiträge wurden mit dem Pronovo-Tarifrechner auf Grundlage der für diese Arbeit festgelegten Anlagenleistungen von 123,5 kWp für die Dachanlage und 35,2 kWp für die Fassadenanlage ermittelt. Bei der Fassadenanlage wurde der anwendbare Neigungswinkelbonus berücksichtigt. Die ausgewiesenen Förderbeträge stellen Planungswerte zum Zeitpunkt der Berechnung dar und sind nicht als verbindliche Förderzusage zu verstehen.

Da die Fördersätze vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme abhängig sind und der Pronovo-Tarifrechner unverbindliche Ergebnisse ausweist, werden die berechneten Beiträge in dieser Arbeit als Planungswerte verwendet.

Für die Komplette Anlage gibt es folgende Subventionen (inkl. Fassaden PV):

Tabelle 8: Berechnung Flachdach + Fassadenanlage

Vergütungsdetails

Grundbeitrag	0.00
Leistungsbeitrag	46469.90
Neigungswinkelbonus	7036.00
Höhenbonus	0.00
Parkflächenbonus	0.00
Förderbeitrag (unverbindlich)	53505.90 CHF

berechnen

Quelle: Tarifrechner der Pronovo AG auf deren Webseite (Pronovo AG, 2026)

Für die Anlage ohne Fassaden PV gibt es folgende Subventionen:

Tabelle 9: nur Flachdachanlage

Vergütungsdetails

Grundbeitrag	0.00
Leistungsbeitrag	37674.90
Neigungswinkelbonus	0.00
Höhenbonus	0.00
Parkflächenbonus	0.00
Förderbeitrag (unverbindlich)	37674.90 CHF

berechnen

Quelle: Tarifrechner der Pronovo AG auf deren Webseite (Pronovo AG, 2026)

Der Vergleich der beiden Förderberechnungen zeigt, dass die Photovoltaikanlage mit Dach- und Fassadenflächen einen unverbindlichen Förderbeitrag von rund 53’505.90 CHF erhält. Für die reine Dachanlage beträgt der Förderbeitrag rund 37’674.90 CHF. Durch die zusätzliche Fassadenanlage erhöht sich der Förderbeitrag somit um rund 15’831 CHF.

Ein Teil dieser Differenz ist auf den zusätzlichen Leistungsbeitrag der Fassadenanlage zurückzuführen. Zusätzlich wird für die Fassadenmodule ein Neigungswinkelbonus von 7’036 CHF gewährt. Die Fassadenanlage profitiert damit nicht nur von einer höheren installierten Photovoltaikleistung, sondern auch von einer zusätzlichen spezifischen Förderung.

Die Förderbeiträge reduzieren die effektiven Investitionskosten der jeweiligen Variante und werden deshalb bei der späteren wirtschaftlichen Bewertung berücksichtigt. Für die Variante mit Batteriespeicher wird derselbe Förderbeitrag für die Photovoltaikanlage wie bei der Dach- und Fassadenvariante angesetzt. Der Batteriespeicher wird separat betrachtet.

7.2 Kreativitätsmethode – Morphologischer Kasten

Zur systematischen Bildung der drei untersuchten Photovoltaikvarianten wird ein morphologischer Kasten eingesetzt. Dabei werden die wesentlichen technischen Merkmale des Projekts in einzelne Teilbereiche gegliedert und unterschiedliche Ausprägungen gegenübergestellt. Durch die Kombination der für das Projekt relevanten Ausprägungen entstehen die drei zu untersuchenden Varianten. Die Methode eignet sich insbesondere, da sowohl die nutzbaren Photovoltaikflächen als auch der Einsatz eines Batteriespeichers übersichtlich und nachvollziehbar miteinander kombiniert werden können.[14]

Tabelle 10: Morphologischer Kasten zur Bildung der Photovoltaikvarianten

Morphologischer Kasten – Variantenbildung Photovoltaikanlage			
Schulhaus Dorf – systematische Ableitung der drei untersuchten Varianten			
Merkmal	**Ausprägung 1**	**Ausprägung 2**	**Ausprägung 3**
PV-Flächen	Dachanlage 123,5 kWp (V1)	Dach + Fassade 158,7 kWp (V2 / V3)	–
Batteriespeicher	Kein Speicher (V1 / V2)	Batteriespeicher (V3)	–
Nutzung der PV-Energie	Direkter Eigenverbrauch im vZEV (V1 / V2)	Direktverbrauch + Zwischenspeicherung (V3)	–
Technischer Umfang	Nur Dachanlage (V1)	Dach- und Fassadenanlage (V2)	Dach- und Fassadenanlage mit Speicher (V3)
Zielsetzung	Einfache Basislösung (V1)	Erhöhung der lokalen PV-Produktion + Winterstrom (V2)	Erhöhung des Eigenverbrauchs und Reduktion der Einspeisung (V3)
Aus dem morphologischen Kasten abgeleitete Varianten			
Variante	**PV-Dach**	**PV-Fassade**	**Batteriespeicher**
Variante 1	123,5 kWp	Nein	Nein
Variante 2	123,5 kWp	35,2 kWp	Nein
Variante 3	123,5 kWp	35,2 kWp	Ja

Quelle: Eigene Darstellung, Tabellenstruktur mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt.

[14] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur des morphologischen Kastens wurde mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Merkmale, Ausprägungen sowie die daraus abgeleiteten Varianten wurden durch den Verfasser festgelegt und fachlich geprüft.

7.3 Priorisierungsmethode - Paarweiser Vergleich

Für die Priorisierung der Bewertungskriterien wird ein paarweiser Vergleich durchgeführt. Bei dieser Methode werden die festgelegten Kriterien jeweils direkt miteinander verglichen. Dabei wird beurteilt, welches der beiden Kriterien für die Auswahl der geeignetsten Photovoltaikvariante eine höhere Bedeutung besitzt.
Der paarweise Vergleich eignet sich für die vorliegende Arbeit, da die drei Varianten nicht ausschliesslich anhand eines einzelnen Kriteriums beurteilt werden können. Neben den Investitionskosten müssen insbesondere die Wirtschaftlichkeit, die Energieproduktion, das Eigenverbrauchspotenzial sowie technische und betriebliche Aspekte berücksichtigt werden. Durch die systematische Gegenüberstellung der Kriterien kann deren relative Bedeutung nachvollziehbar bestimmt werden.

Für die spätere Bewertung der drei Varianten werden folgende Kriterien berücksichtigt:

- Investitionskosten
- Wirtschaftlichkeit
- jährliche Photovoltaikproduktion
- Eigenverbrauchspotenzial
- technische Umsetzbarkeit
- Betriebs- und Wartungsaufwand

Beim paarweisen Vergleich wird jedes Kriterium mit jedem anderen Kriterium verglichen. Das wichtigere Kriterium erhält einen Punkt. Sind zwei Kriterien für die Aufgabenstellung gleichbedeutend, wird die Punktzahl entsprechend aufgeteilt. Aus der Summe der erreichten Punkte wird die prozentuale Gewichtung der einzelnen Kriterien bestimmt. Dabei werden die Investitionskosten als erforderlicher einmaliger Kapitaleinsatz betrachtet, während die Wirtschaftlichkeit die langfristige finanzielle Beurteilung der Varianten unter Berücksichtigung von Energieertrag, Eigenverbrauch und Erlösen beschreibt.[15]

Tabelle 11: Paarweiser Vergleich der Bewertungskriterien

Paarweiser Vergleich der Bewertungskriterien

Priorisierungsmethode für die spätere Nutzwertanalyse

Nr.	Kriterium A	Kriterium B	Entscheidung	Punkte A	Punkte B
1	Investitionskosten	Wirtschaftlichkeit	**B wichtiger**	0	1
2	Investitionskosten	Jährliche PV-Produktion	**A wichtiger**	1	0
3	Investitionskosten	Eigenverbrauchspotenzial	**A wichtiger**	1	0
4	Investitionskosten	Technische Umsetzbarkeit	**B wichtiger**	0	1
5	Investitionskosten	Betriebs- und Wartungsaufwand	**A wichtiger**	1	0
6	Wirtschaftlichkeit	Jährliche PV-Produktion	**A wichtiger**	1	0
7	Wirtschaftlichkeit	Eigenverbrauchspotenzial	**A wichtiger**	1	0
8	Wirtschaftlichkeit	Technische Umsetzbarkeit	**A wichtiger**	1	0
9	Wirtschaftlichkeit	Betriebs- und Wartungsaufwand	**A wichtiger**	1	0
10	Jährliche PV-Produktion	Eigenverbrauchspotenzial	**B wichtiger**	0	1
11	Jährliche PV-Produktion	Technische Umsetzbarkeit	**B wichtiger**	0	1
12	Jährliche PV-Produktion	Betriebs- und Wartungsaufwand	**A wichtiger**	1	0
13	Eigenverbrauchspotenzial	Technische Umsetzbarkeit	**B wichtiger**	0	1
14	Eigenverbrauchspotenzial	Betriebs- und Wartungsaufwand	**Gleichwertig**	0.5	0.5
15	Technische Umsetzbarkeit	Betriebs- und Wartungsaufwand	**A wichtiger**	1	0

[15] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur des paarweisen Vergleichs wurde mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Auswahl der Bewertungskriterien sowie sämtliche Paarvergleiche und Priorisierungsentscheidungen wurden durch den Verfasser festgelegt und geprüft.

Die aus dem paarweisen Vergleich resultierenden Punktzahlen werden anschliessend in prozentuale Gewichtungen umgerechnet. Diese Gewichtungen werden in der späteren Nutzwertanalyse übernommen und bestimmen, wie stark die einzelnen Kriterien das Gesamtergebnis der Variantenbewertung beeinflussen. Dadurch wird sichergestellt, dass Kriterien mit einer höheren Bedeutung für den Auftraggeber einen entsprechend stärkeren Einfluss auf die Bewertung der drei Photovoltaikvarianten erhalten.[16]

Tabelle 12: Gewichtung der Bewertungskriterien

Gewichtung der Bewertungskriterien			
Ergebnis des bereinigten paarweisen Vergleichs			
Kriterium	**Punkte**	**Gewichtung**	**Rang**
Investitionskosten	3.0	30.0%	2
Jährliche PV-Produktion	1.0	10.0%	4
Eigenverbrauchspotenzial	1.5	15.0%	3
Technische Umsetzbarkeit	4.0	40.0%	1
Betriebs- und Wartungsaufwand	0.5	5.0%	5
Gesamt	**10.0**	**100.0%**	

7.3.1 Auswertung

Die Auswertung des bereinigten paarweisen Vergleichs zeigt, dass die technische Umsetzbarkeit mit einer Gewichtung von 40,0 % das bedeutendste Bewertungskriterium darstellt. Damit wird berücksichtigt, dass eine Variante mit den vorhandenen räumlichen und elektrischen Voraussetzungen des Schulareals technisch realisierbar sein muss.

An zweiter Stelle stehen die Investitionskosten mit 30,0 %. Sie besitzen einen wesentlichen Einfluss auf den Investitionsentscheid der TBS Strom AG. Das Eigenverbrauchspotenzial wird mit 15,0 %, die jährliche Photovoltaikproduktion mit 10,0 % und der Betriebs- und Wartungsaufwand mit 5,0 % gewichtet.

Das ursprünglich separat berücksichtigte Kriterium Wirtschaftlichkeit wird in der Nutzwertanalyse nicht mehr eigenständig bewertet. Dadurch wird vermieden, dass Investitionskosten, Energieproduktion sowie Betriebs- und Wartungsaufwand mehrfach in die Bewertung einfliessen. Die detaillierte wirtschaftliche Beurteilung der ausgewählten Variante erfolgt separat in Kapitel 8.4 anhand von Cashflow, Kapitalwert und Sensitivitätsanalyse.

Die aus dem bereinigten paarweisen Vergleich resultierenden Gewichtungen werden in der anschliessenden Nutzwertanalyse verwendet und bilden die Grundlage für die quantitative Bewertung der drei Photovoltaikvarianten.

[16] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur und die rechnerische Aufbereitung der Gewichtungen wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Bewertungskriterien, Paarvergleichsentscheidungen und inhaltliche Priorisierung wurden durch den Verfasser festgelegt und geprüft.

7.4 Variantenbildung

Auf Grundlage der vorangegangenen Analyse sowie des morphologischen Kastens wurden drei technisch unterschiedliche Photovoltaikvarianten für das Schulhaus Dorf gebildet. Die Varianten unterscheiden sich hauptsächlich hinsichtlich der genutzten Photovoltaikflächen und des Einsatzes eines Batteriespeichers.

Alle drei Varianten basieren auf der geplanten Dachanlage des Neubaus. In der zweiten Variante werden zusätzlich die vorgesehenen Fassadenflächen genutzt. Die dritte Variante ergänzt die Dach- und Fassadenanlage um einen Batteriespeicher. Dadurch kann untersucht werden, welchen Einfluss die zusätzliche Photovoltaikfläche sowie die Speicherung von Produktionsüberschüssen auf Energieproduktion, Eigenverbrauch und Wirtschaftlichkeit haben.

Die drei Varianten werden in den folgenden Unterkapiteln beschrieben und anschliessend anhand der zuvor festgelegten Bewertungskriterien miteinander verglichen.[17]

Tabelle 13: Übersicht der 3 Varianten

Übersicht der drei Photovoltaikvarianten

Kurzvergleich der gebildeten Varianten

Merkmal	Variante 1	Variante 2	Variante 3
Dach-PV	123,5 kWp	123,5 kWp	123,5 kWp
Fassaden-PV	–	35,2 kWp	35,2 kWp
Gesamtleistung PV	123,5 kWp	158,7 kWp	158,7 kWp
Batteriespeicher	Nein	Nein	Ja
Jahresproduktion PV	**ca. 123,5 MWh/a**	**ca. 141,1 MWh/a**	**ca. 141,1 MWh/a***

** Der Batteriespeicher erzeugt selbst keine zusätzliche Energie, sondern verändert die zeitliche Nutzung der vorhandenen PV-Produktion.*

7.4.1 Kurzbeschreibung der Variante 1 – PV-Dachanlage

Die Variante 1 umfasst ausschliesslich die geplante Photovoltaikanlage auf dem Dach des Neubaus Schulhaus Dorf. Die installierte Leistung beträgt rund 123,5 kWp. Die erzeugte Photovoltaikenergie wird soweit möglich direkt innerhalb des geplanten vZEV genutzt. Überschüssige Energie wird in das öffentliche Netz eingespeist. Eine Fassadenanlage und ein Batteriespeicher sind bei dieser Variante nicht vorgesehen.

Für die Photovoltaik-Dachanlage mit einer installierten Leistung von 123,5 kWp ergibt sich gemäss dem Tarifrechner der Pronovo AG ein unverbindlicher Förderbeitrag von rund 37’674.90 CHF. Dieser Förderbeitrag wird bei der späteren wirtschaftlichen Bewertung der Variante von den Investitionskosten abgezogen.

[17] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur wurde mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die technischen Merkmale, Anlagenleistungen, Speicherzuordnung und Jahresproduktionen der drei Varianten wurden durch den Verfasser festgelegt und geprüft.

Die Variante 1 stellt damit die technisch einfachste und am wenigsten umfangreiche der drei untersuchten Lösungen dar.

7.4.2 Kurzbeschreibung der Variante 2 – PV-Dach- und Fassadenanlage

Die Variante 2 erweitert die Dachanlage um die vorgesehenen Photovoltaikflächen an der Fassade. Die Dachanlage weist weiterhin eine Leistung von 123,5 kWp auf. Durch die Fassadenanlage kommen weitere 35,2 kWp hinzu. Daraus ergibt sich eine Gesamtleistung von 158,7 kWp.Für die Dachanlage wird eine Jahresproduktion von rund 123,5 MWh/a und für die Fassadenanlage eine Jahresproduktion von rund 17,6 MWh/a erwartet. Die gesamte Photovoltaikproduktion beträgt damit rund 141,1 MWh/a.

Für die kombinierte Dach- und Fassadenanlage mit einer Gesamtleistung von 158,7 kWp ergibt sich gemäss dem Tarifrechner der Pronovo AG ein unverbindlicher Förderbeitrag von rund 53’505.90 CHF. Darin enthalten ist ein zusätzlicher Neigungswinkelbonus für die Fassadenanlage von 7’036 CHF. Gegenüber Variante 1 erhöht sich der Förderbeitrag damit um rund 15’831 CHF.

Auch bei dieser Variante wird kein Batteriespeicher eingesetzt. Nicht direkt innerhalb des vZEV benötigte Energie wird in das öffentliche Netz eingespeist.

7.4.3 Kurzbeschreibung der Variante 3 – PV-Dach- und Fassadenanlage mit Speicher

Da Variante 3 dieselbe Photovoltaikleistung wie Variante 2 aufweist, wird für die Photovoltaikanlage ebenfalls mit einem Förderbeitrag von rund 53’505.90 CHF gerechnet. Der Batteriespeicher wird davon getrennt betrachtet.

Für eine erste Beurteilung der Variante 3 wird der Batteriespeicher überschlägig dimensioniert und wirtschaftlich betrachtet. Eine detaillierte Speicheroptimierung ist nicht Bestandteil dieser Arbeit. Ziel der Berechnung ist vielmehr, eine plausible Grössenordnung der erforderlichen Investition sowie der möglichen Amortisationsdauer zu bestimmen.

Für die Grobabschätzung der erforderlichen Speichergrösse werden die installierte Photovoltaikleistung der Variante 3 sowie das vorhandene Verbrauchsprofil des geplanten vZEV berücksichtigt. Die Photovoltaikanlage weist eine installierte Leistung von insgesamt 158,7 kWp auf. Gleichzeitig liegt die elektrische Last der betrachteten Gebäude während der Tagesstunden bei ungefähr 60 kW. Insbesondere während sonnenreicher Mittagsstunden ist deshalb zeitweise mit einer Photovoltaikproduktion zu rechnen, welche den gleichzeitig vorhandenen Verbrauch deutlich übersteigt.

Der Batteriespeicher soll nicht die gesamte mögliche Überschussenergie eines Sommertages aufnehmen, sondern einen Teil der während der Mittagsstunden anfallenden Überschüsse in die verbrauchsstärkeren Abendstunden verschieben. Bei einem zeitweisen Leistungsüberschuss in der Grössenordnung von ungefähr 50 bis 70 kW ermöglicht eine nutzbare Speicherkapazität von 100 kWh eine Aufnahme dieses Überschusses während rund 1,5 bis 2 Stunden.

Als zusätzliche Plausibilisierung wird für die wirtschaftliche Grobbetrachtung mit rund 200 Vollzyklen pro Jahr gerechnet. Bei einer nutzbaren Speicherkapazität von 100 kWh entspricht dies einer jährlich verschiebbaren Energiemenge von ungefähr:

100 kWh × 200 Vollzyklen = 20’000 kWh/a = 20 MWh/a

Die gewählte Speicherkapazität von 100 kWh stellt damit eine plausible Grössenordnung für die Variantenbewertung dar. Sie ist gross genug, um einen relevanten Teil der kurzfristigen

Photovoltaiküberschüsse aufzunehmen, ohne den Speicher für selten auftretende maximale Überschüsse überzudimensionieren. Eine definitive Dimensionierung ist damit nicht verbunden. Diese müsste im Rahmen der Ausführungsplanung anhand vollständiger 15-Minuten-Produktions- und Verbrauchsprofile sowie unter Berücksichtigung von Ladeleistung, Wirkungsgrad, nutzbarer Entladetiefe und zulässigen Ladezyklen erfolgen.

Gemäss Swisssolar liegen die Kosten eines Batteriespeichers derzeit je nach Systemgrösse bei ungefähr 600 CHF pro kWh Speicherkapazität inklusive Wechselrichter und Installation. Für einen Speicher mit 100 kWh ergibt sich damit folgende Bandbreite:

Investitionskosten = 100 kWh × 600 CHF/kWh = 60’000 CHF

Zur Abschätzung des wirtschaftlichen Nutzens wird für den Speicher mit rund 200 Vollzyklen pro Jahr gerechnet. Dieser Wert stellt eine Planungsannahme für die Grobbewertung dar und keine aus einer detaillierten Speichersimulation ermittelte Grösse. Bei einer nutzbaren Kapazität von 100 kWh ergibt sich daraus eine jährlich verschiebbare Energiemenge von rund 20’000 kWh.. Bei einer nutzbaren Kapazität von 100 kWh könnten dadurch jährlich rund 20 MWh Photovoltaikenergie zeitlich verschoben und zu einem späteren Zeitpunkt innerhalb des vZEV genutzt werden.

Gespeicherte Energie pro Jahr = 100 kWh × 200 Vollzyklen = 20’000 kWh/a

Für den innerhalb des vZEV gelieferten Solarstrom wird gemäss Vorgabe der TBS Strom AG mit einem Verrechnungspreis von 20 Rp./kWh gerechnet. Die zukünftigen Rückliefervergütungen sind nur schwer vorherzusagen. Für die Grobabschätzung wird für die eingespeiste Energie eine Rückliefervergütung von 4 Rp./kWh sowie zusätzlich ein Erlös aus dem Herkunftsnachweis von 1 Rp./kWh berücksichtigt. Damit ergibt sich für eingespeiste Energie ein gesamter Erlös von 5 Rp./kWh. Dieser liegt ungefähr auf Höhe des vom Bundesamt für Energie veröffentlichten Referenz-Marktpreises für Photovoltaik des zweiten Quartals 2026 von 38,96 CHF/MWh beziehungsweise rund 3,9 Rp./kWh.

Die zusätzliche Wertschöpfung durch die Speicherung ergibt sich aus der Differenz zwischen dem internen Verrechnungspreis und der entgangenen Rückliefervergütung:

Zusätzlicher Nutzen je kWh = 20 Rp./kWh – 5 Rp./kWh = 15 Rp./kWh

Bei einer jährlich zusätzlich nutzbaren Energiemenge von 20’000 kWh ergibt sich damit ein theoretischer finanzieller Mehrwert von:

Jährlicher Nutzen = 20’000 kWh/a × 0,15 CHF/kWh = 3’000 CHF/a

Unter Verwendung der angenommenen Investitionskosten von 60’000 CHF ergibt sich eine einfache statische Amortisationsdauer von:

Amortisationsdauer = 60’000 CHF / 3’000 CHF/a = ca. 20 Jahre

Bei Investitionskosten von 60’000 CHF beträgt die statische Amortisationsdauer rund 20 Jahre.

Diese Berechnung stellt lediglich eine Grobabschätzung dar. Speicherverluste, Alterung, Wartung, Finanzierungskosten sowie zukünftige Veränderungen der Strom- und Rücklieferpreise werden nicht berücksichtigt. Die tatsächliche Amortisationsdauer dürfte deshalb von den berechneten Werten abweichen. Zudem kann durch den geplanten vZEV bereits ohne Batteriespeicher ein grosser Teil der

Photovoltaikenergie direkt innerhalb des Schulareals genutzt werden, wodurch die für den Speicher verfügbare Überschussenergie begrenzt sein kann.

Swissolar gibt für Lithium-Ionen-Speicher eine Auslegung auf eine Lebensdauer von ungefähr 10 bis 20 Jahren und mehr an. Die überschlägig ermittelte Amortisationsdauer liegt somit im Bereich beziehungsweise teilweise über der erwarteten Nutzungsdauer des Speichers. Unter den getroffenen Annahmen ist ein Batteriespeicher deshalb aus rein wirtschaftlicher Sicht kritisch zu beurteilen. Sein Vorteil liegt hauptsächlich in der Erhöhung des Eigenverbrauchs und in der zeitlichen Verschiebung von Photovoltaiküberschüssen.

Die definitive Speicherleistung und Speicherkapazität müssten bei einer allfälligen Umsetzung anhand vollständiger Produktions- und Verbrauchsdaten bestimmt werden.

7.5 Evaluation der geeignetsten Variante

Die drei gebildeten Photovoltaikvarianten werden im folgenden Kapitel systematisch miteinander verglichen. Ziel ist es, die für die TBS Strom AG am besten geeignete Varianten zu bestimmen. Grundlage der Bewertung bilden die in Kapitel 7.3 festgelegten Kriterien und deren Gewichtungen.

Die Evaluation erfolgt in mehreren Schritten. Zunächst werden die Varianten in einer Präferenzmatrix qualitativ gegenübergestellt. Anschliessend erfolgt eine quantitative Bewertung mittels Nutzwertanalyse. Mit einer Sensitivitätsanalyse wird danach überprüft, wie stabil das Ergebnis bei veränderten Gewichtungen der Bewertungskriterien bleibt. Abschliessend werden die Ergebnisse zusammengeführt und die geeignetste Variante bestimmt.

7.5.1 Präferenzmatrix

Zur ersten Gegenüberstellung der drei gebildeten Photovoltaikvarianten wird eine Präferenzmatrix verwendet. Dabei werden die Varianten anhand der zuvor definierten Bewertungskriterien qualitativ beurteilt. Ziel ist es, die wesentlichen Vor- und Nachteile der einzelnen Lösungen übersichtlich darzustellen, bevor im anschliessenden Kapitel eine gewichtete Nutzwertanalyse durchgeführt wird.

Für die Bewertung wird eine fünfstufige Skala verwendet.

„++“ steht für eine sehr vorteilhafte Ausprägung,

„+“ für eine vorteilhafte Ausprägung,

„0“ für eine neutrale Beurteilung,

„–“ für eine nachteilige Ausprägung,

„– –“ für eine stark nachteilige Ausprägung.

Tabelle 14: Präferenzmatrix der drei Photovoltaikvarianten

Bewertungskriterium	Variante 1 Dach-PV	Variante 2 Dach + Fassade	Variante 3 Dach + Fassade + Speicher
Investitionskosten	++	+	—
Wirtschaftlichkeit	+	+	0
Jährliche PV-Produktion	0	++	++
Eigenverbrauchspotenzial	0	+	++
Technische Umsetzbarkeit	++	+	0
Betriebs- und Wartungsaufwand	++	+	–

Quelle: Eigene Darstellung

Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit stellt an dieser Stelle eine Ersteinschätzung dar. Die Wirtschaftlichkeit wird an dieser Stelle qualitativ beurteilt. Die vertiefte wirtschaftliche Betrachtung der favorisierten Variante erfolgt in Kapitel 8.4.

Variante 1 weist aufgrund des geringsten technischen Umfangs Vorteile bei den Investitionskosten, der technischen Umsetzbarkeit sowie beim Betriebs- und Wartungsaufwand auf. Gleichzeitig ist die jährliche Energieproduktion aufgrund der ausschliesslichen Nutzung der Dachfläche geringer als bei den beiden anderen Varianten.

Variante 2 nutzt neben der Dachfläche zusätzlich die vorgesehenen Fassadenflächen. Dadurch steigt die installierte Photovoltaikleistung von 123,5 kWp auf 158,7 kWp und die erwartete Jahresproduktion von rund 123.5 MWh/a auf rund 141 MWh/a. Gegenüber Variante 1 entstehen jedoch zusätzliche Investitionskosten und ein höherer technischer Aufwand.

Variante 3 weist dieselbe Photovoltaikleistung und Jahresproduktion wie Variante 2 auf, wird jedoch zusätzlich durch einen Batteriespeicher ergänzt. Dadurch besteht das grösste Potenzial zur zeitlichen Verschiebung überschüssiger Photovoltaikenergie und zur Erhöhung des Eigenverbrauchs. Gleichzeitig führt der Batteriespeicher zu zusätzlichen Investitionskosten, technischen Komponenten sowie einem höheren Betriebs- und Wartungsaufwand.

Die Präferenzmatrix ermöglicht eine erste Einordnung der drei Varianten. Eine abschliessende Beurteilung kann daraus jedoch noch nicht abgeleitet werden, da die einzelnen Kriterien unterschiedliche Bedeutungen für den Auftraggeber besitzen. Im folgenden Kapitel werden die Varianten deshalb mittels einer gewichteten Nutzwertanalyse quantitativ bewertet.

Die wirtschaftliche Bewertung der Varianten basiert auf den jeweiligen Investitionskosten, den erwarteten Förderbeiträgen, der jährlichen Energieproduktion, dem Eigenverbrauchspotenzial sowie dem

zusätzlichen technischen und betrieblichen Aufwand. Eine vollständige dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung wird nach der Variantenauswahl für die favorisierte Variante in Kapitel 8.4 durchgeführt.

7.5.2 Nutzwertanalyse

Zur Bewertung der drei Photovoltaikvarianten wird eine Nutzwertanalyse durchgeführt. Dabei werden die Ergebnisse der Präferenzmatrix mit den zuvor im paarweisen Vergleich ermittelten Gewichtungen der Bewertungskriterien verknüpft. Dadurch erhalten Kriterien mit einer höheren Bedeutung für den Auftraggeber einen entsprechend stärkeren Einfluss auf das Gesamtergebnis.

Für die Bewertung wird eine fünfstufige Punkteskala verwendet.

Eine sehr vorteilhafte Ausprägung „++“ entspricht 5 Punkten,

eine vorteilhafte Ausprägung „+“ 4 Punkten,

eine neutrale Ausprägung „0“ 3 Punkten,

eine nachteilige Ausprägung „–“ 2 Punkten

und eine stark nachteilige Ausprägung „– –“ 1 Punkt.

Um eine Mehrfachgewichtung wirtschaftlicher Einflussgrössen zu vermeiden, wird die Wirtschaftlichkeit nicht mehr als eigenständiges Kriterium in der Nutzwertanalyse berücksichtigt. Investitionskosten, jährliche Photovoltaikproduktion sowie Betriebs- und Wartungsaufwand werden bereits separat bewertet.

Eine zusätzliche Bewertung der Wirtschaftlichkeit würde diese Einflussgrössen teilweise mehrfach gewichten. Die Gewichtungen der verbleibenden Kriterien werden deshalb auf Grundlage, der im paarweisen Vergleich erzielten Punkte neu auf 100 % normiert. Von den ursprünglich 15 Vergleichspunkten entfallen nach Wegfall des Kriteriums Wirtschaftlichkeit 10 Punkte auf die verbleibenden Kriterien.

Daraus ergeben sich folgende Gewichtungen:

Investitionskosten 30 %
jährliche PV-Produktion 10 %
Eigenverbrauchspotenzial 15 %
technische Umsetzbarkeit 40 %
Betriebs- und Wartungsaufwand 5 %.

Die detaillierte wirtschaftliche Beurteilung der favorisierten Variante erfolgt anschliessend in Kapitel 8.4 anhand von Cashflow, Kapitalwert und Sensitivitätsanalyse.
Die Nutzwertanalyse der drei Photovoltaikvarianten sieht folgendermassen aus:

Tabelle 15: Nutzwertanalyse der drei Photovoltaikvarianten

Nutzwertanalyse der drei Photovoltaikvarianten							
Bewertung mit den auf 100 % normierten Gewichtungen							
Kriterium	**Gewichtung**	**Variante 1 Punkte**	**Variante 1 gewichtet**	**Variante 2 Punkte**	**Variante 2 gewichtet**	**Variante 3 Punkte**	**Variante 3 gewichtet**
Investitionskosten	30.0%	5	1.500	4	1.200	1	0.300
Jährliche PV-Produktion	10.0%	3	0.300	5	0.500	5	0.500
Eigenverbrauchspotenzial	15.0%	3	0.450	4	0.600	5	0.750
Technische Umsetzbarkeit	40.0%	5	2.000	4	1.600	3	1.200
Betriebsaufwand	5.0%	5	0.250	4	0.200	2	0.100
Gesamtnutzwert	**100.0%**		**4.500**		**4.100**		**2.850**

Quelle: Eigene Darstellung[18]

Die Nutzwertanalyse zeigt, dass Variante 1 mit einem Gesamtnutzwert von 4,50 die höchste Bewertung erreicht. Variante 2 folgt mit 4,10 Punkten, während Variante 3 mit 2,85 Punkten den tiefsten Gesamtnutzwert aufweist.

Variante 1 profitiert insbesondere von den vergleichsweisen tiefen Investitionskosten, der einfachen technischen Umsetzung sowie dem geringen Betriebs- und Wartungsaufwand. Variante 2 erzielt Vorteile bei der jährlichen Photovoltaikproduktion und beim Eigenverbrauchspotenzial, verursacht jedoch aufgrund der zusätzlichen Fassadenanlage einen höheren technischen und finanziellen Aufwand.

Variante 3 weist das höchste Eigenverbrauchspotenzial auf, wird jedoch durch die zusätzlichen Investitionskosten, die höhere technische Komplexität und den grösseren Betriebs- und Wartungsaufwand belastet.

Die Rangfolge der drei Varianten bleibt damit auch nach der methodischen Bereinigung eindeutig: Variante 1 vor Variante 2 und Variante 3.

7.5.3 Sensitivitätsanalyse

Zur Überprüfung der Stabilität der Nutzwertanalyse wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei werden die Bewertungspunkte der drei Varianten unverändert übernommen, während die Gewichtungen der einzelnen Kriterien gezielt verändert werden. Dadurch kann beurteilt werden, ob die Rangfolge der Varianten stark von der ursprünglich gewählten Gewichtung abhängig ist.

Neben der in Kapitel 7.3 festgelegten Ausgangsgewichtung werden zwei zusätzliche Szenarien betrachtet. Beim energieorientierten Szenario erhalten die jährliche Photovoltaikproduktion und das Eigenverbrauchspotenzial eine höhere Bedeutung. Beim investitionsorientierten Szenario werden die Investitionskosten stärker gewichtet, während die energetischen Kriterien eine geringere Gewichtung erhalten.

[18] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur sowie die rechnerische Aufbereitung der gewichteten Nutzwerte wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Bewertungskriterien, Gewichtungen, Punktvergaben und die fachliche Beurteilung der Varianten wurden durch den Verfasser festgelegt und geprüft.

Tabelle 16: Gewichtung der Kriterien in den drei Sensitivitätsszenarien

Gewichtung der Kriterien in den drei Sensitivitätsszenarien

Sensitivitätsanalyse der drei Photovoltaikanlagen

Kriterium	Ausgang	Energieorientiertes Szenario	Investitionsorientiertes Szenario
Investitionskosten	30.0%	20.0%	42.9%
Jährliche PV-Produktion	10.0%	20.0%	7.1%
Eigenverbrauchspotenzial	15.0%	26.7%	10.7%
Technische Umsetzbarkeit	40.0%	26.7%	35.7%
Betriebs- und Wartungsaufwand	5.0%	6.7%	3.6%
Gesamt	**100.0%**	**100.0%**	**100.0%**

Quelle: Eigene Darstellung[19]

Tabelle 17: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Vergleich der drei Varianten bei veränderten Gewichtungen

Szenario	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Beste Variante
Ausgangsgewichtung	4.500	4.100	2.850	**Variante 1**
Energieorientiert	4.067	4.200	3.467	**Variante 2**
Investitionsorientiert	4.643	4.071	2.464	**Variante 1**

Quelle: Eigene Berechnung[20]

Die Ergebnisse zeigen, dass Variante 1 bei der ursprünglichen Gewichtung mit einem Nutzwert von 4,5 die höchste Bewertung erreicht. Auch bei einer stärkeren Gewichtung der Investitionskosten bleibt Variante 1 mit einem Nutzwert von 4,643 an erster Stelle.

Wird hingegen die energetische Nutzung stärker gewichtet, erreicht Variante 2 mit einem Nutzwert von 4,2 knapp den höchsten Wert. Variante 1 folgt in diesem Szenario mit 4,1. Dies zeigt, dass die Rangfolge zwischen Variante 1 und Variante 2 von der Gewichtung der Bewertungskriterien beeinflusst wird.

Variante 3 erreicht in allen betrachteten Szenarien den tiefsten Nutzwert. Trotz der Vorteile beim Eigenverbrauchspotenzial können die zusätzlichen Investitionskosten, die höhere technische Komplexität sowie

[19] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur und die rechnerische Aufbereitung der Szenario Gewichtungen wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Auswahl der Sensitivitätsszenarien sowie die fachliche Festlegung und Beurteilung der Gewichtungen wurden durch den Verfasser vorgenommen und geprüft.

[20] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur sowie die rechnerische Aufbereitung der Sensitivitätsergebnisse wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die verwendeten Bewertungspunkte, Szenarien und Gewichtungen wurden durch den Verfasser festgelegt und die Ergebnisse fachlich geprüft.

der zusätzliche Betriebs- und Wartungsaufwand innerhalb der betrachteten Gewichtungen nicht kompensiert werden.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt somit, dass insbesondere die Entscheidung zwischen Variante 1 und Variante 2 von den Prioritäten des Auftraggebers abhängt. Wird ein möglichst geringer technischer und finanzieller Aufwand angestrebt, weist Variante 1 Vorteile auf. Wird hingegen eine höhere Photovoltaikproduktion und eine stärkere Nutzung der verfügbaren Gebäudeflächen priorisiert, gewinnt Variante 2 an Bedeutung.

7.5.4 Resultat der Variantenevaluation

Die durchgeführte Variantenevaluation zeigt, dass alle drei untersuchten Lösungen auf Grundlage des aktuellen Planungsstands grundsätzlich technisch umsetzbare Möglichkeiten für das Schulhaus Dorf darstellen.. Die Varianten unterscheiden sich jedoch deutlich hinsichtlich Investitionsaufwand, Energieproduktion, Eigenverbrauchspotenzial und technischer Komplexität.

In der Nutzwertanalyse erreicht Variante 1 mit einem Gesamtnutzwert von 4,5 die höchste Bewertung. Variante 2 folgt mit 4,1 mit geringem Abstand. Variante 3 weist mit einem Nutzwert von 2,85 einen deutlich tieferen Wert auf.

Die Sensitivitätsanalyse bestätigt, dass Variante 1 bei der ursprünglichen Gewichtung sowie bei einer stärkeren Gewichtung der Investitionskosten die höchste Bewertung erreicht. Wird hingegen die jährliche Photovoltaikproduktion und das Eigenverbrauchspotenzial stärker gewichtet, erreicht Variante 2 einen leicht höheren Nutzwert als Variante 1. Die Entscheidung zwischen den beiden Varianten hängt somit insbesondere davon ab, ob der Schwerpunkt stärker auf einem geringen technischen und finanziellen Aufwand oder auf einer möglichst hohen Nutzung der verfügbaren Photovoltaikflächen liegt.

Variante 3 bietet durch den zusätzlichen Batteriespeicher das höchste Eigenverbrauchspotenzial. Gleichzeitig entstehen jedoch zusätzliche Investitionskosten, eine höhere technische Komplexität sowie ein grösserer Betriebs- und Wartungsaufwand. Die überschlägige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Batteriespeichers ergibt unter den getroffenen Annahmen eine statische Amortisationsdauer von rund 20 Jahren. Innerhalb der durchgeführten Bewertung können die Nachteile deshalb durch den zusätzlichen energetischen Nutzen des Batteriespeichers nicht vollständig kompensiert werden.

Auf Grundlage der festgelegten Gewichtungen wird Variante 1 mit einer Photovoltaik-Dachanlage von 123,5 kWp als geeignetste Variante ausgewählt**.** Sie weist ein ausgewogenes Verhältnis zwischen Energieproduktion, Investitionsaufwand, technischer Umsetzbarkeit und Betriebsaufwand auf und erzielt in der Nutzwertanalyse den höchsten Gesamtnutzwert.

Variante 2 stellt insbesondere bei einer stärkeren Gewichtung der Energieproduktion eine interessante Alternative dar. Die zusätzliche Fassadenanlage erhöht die erwartete Jahresproduktion von rund 123,5 MWh/a auf rund 141,1 MWh/a. Der damit verbundene zusätzliche technische und finanzielle Aufwand führt unter den für diese Arbeit festgelegten Prioritäten jedoch zu keiner höheren Gesamtbewertung.

Auf Grundlage der durchgeführten Variantenbewertung wird Variante 1 mit einer Photovoltaik-Dachanlage von 123,5 kWp als geeignetste Variante ausgewählt. Die Empfehlung stellt jedoch noch keinen abschliessenden Realisierungsentscheid dar. Vor einer Umsetzung sind insbesondere die statischen Voraussetzungen des Gebäudes, die definitive elektrische Anschlusslösung, die Zulässigkeit des vorgesehenen vZEV am gemeinsamen Netzknoten sowie die objektspezifischen Investitionskosten im Rahmen einer verbindlichen Offerte zu bestätigen. Die abschliessende technische Auslegung erfolgt im Rahmen der Detail- und Ausführungsplanung.

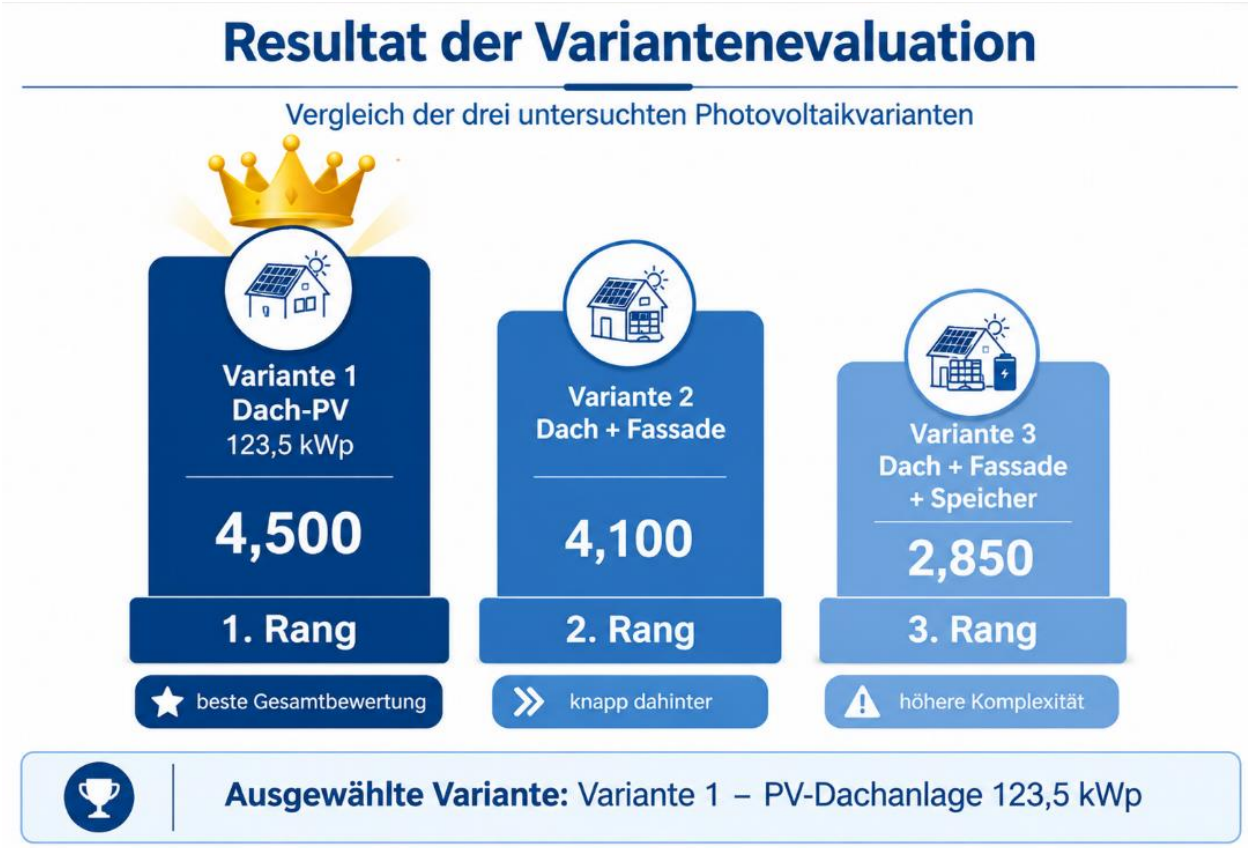


Abbildung 15: Ergebnis der Variantenevaluation der drei Photovoltaikvarianten

Quelle: Eigene Darstellung[21]

[21] **KI-Hinweis:** Die grafische Ausgestaltung dieser Abbildung wurde mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) auf Basis der vom Verfasser festgelegten Inhalte, Werte und Ergebnisse erstellt.

8 Ausarbeitung der Variante 1 < PV-Dachanlage 123,5 kWp>

Auf Grundlage der durchgeführten Variantenevaluation wurde die Variante 1 mit einer Photovoltaik-Dachanlage von 123,5 kWp als geeignetste Lösung ausgewählt. In diesem Kapitel wird die gewählte Variante vertieft betrachtet und hinsichtlich ihrer möglichen Umsetzung aus Sicht der TBS Strom AG untersucht.

Im Vordergrund steht dabei nicht die detaillierte technische Ausführungsplanung der Photovoltaikanlage, sondern die Beurteilung der für einen möglichen Investitionsentscheid relevanten Aspekte. Dazu werden ein möglicher Phasenplan für die Umsetzung dargestellt, die Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken der gewählten Variante untersucht sowie die wesentlichen Projektrisiken beurteilt. Abschliessend erfolgt eine Kosten-Nutzen-Analyse unter Berücksichtigung der Investitionskosten, Förderbeiträge, erwarteten Energieproduktion und der wirtschaftlichen Auswirkungen.

Die Ergebnisse dieses Kapitels sollen der TBS Strom AG und der Gemeinde Suhr als Grundlage für den Entscheid dienen, ob die empfohlene Photovoltaikanlage realisiert werden soll.



Abbildung 16: Phasenübersicht zur Umsetzung

Quelle: Eigene Darstellung[22]

[22] **KI-Hinweis:** Eigene Darstellung. Die grafische Ausgestaltung der Phasenübersicht wurde mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) auf Basis der vom Verfasser definierten Projektphasen, Inhalte und Abläufe erstellt.

8.1 Phasenplan zur Umsetzung der Variante

Die vorliegende Diplomarbeit dient als Entscheidungsgrundlage für die TBS Strom AG. Die detaillierte Planung und Ausführung der ausgewählten Photovoltaikanlage ist nicht Bestandteil dieser Arbeit. Der nachfolgende Phasenplan zeigt deshalb die wesentlichen Schritte auf, welche nach einem positiven Entscheid für die Realisierung der Variante 1 mit einer Dach-PV-Anlage von 123,5 kWp erforderlich wären.

8.1.1 Phase 1 – Entscheid und Projektfreigabe

Auf Grundlage der Ergebnisse dieser Diplomarbeit erfolgt der Entscheid, ob die TBS Strom AG die Photovoltaikanlage selbst finanziert, als Eigentümerin übernimmt und langfristig betreibt. Dabei werden insbesondere die technische Umsetzbarkeit, die erwartete Energieproduktion, die Investitionskosten, die verfügbaren Förderbeiträge sowie die Wirtschaftlichkeit berücksichtigt.

Fällt der Entscheid zugunsten der TBS Strom AG aus, kann das Projekt zur weiteren Planung und Umsetzung freigegeben werden. Entscheidet sich die TBS Strom AG gegen eine Investition, verbleibt die Realisierung und Finanzierung der Photovoltaikanlage bei der Gemeinde Suhr.

8.1.2 Phase 2 – Übergabe an die Ausführungsplanung

Nach der Projektfreigabe wird die detaillierte Planung der Photovoltaikanlage an die zuständigen Fachplaner beziehungsweise an ein spezialisiertes Photovoltaikunternehmen übergeben. Dazu gehören unter anderem die definitive Modulauswahl, die Wechselrichterdimensionierung, die Unterkonstruktion, die Leitungsführung sowie die statische Überprüfung der vorgesehenen Dachflächen. Diese Arbeiten liegen ausserhalb des Umfangs der vorliegenden Diplomarbeit.

8.1.3 Phase 3 – Netzanschluss und Messkonzept

Seitens der TBS Strom AG sind der elektrische Anschluss der Photovoltaikanlage sowie das vorgesehene Messkonzept zu koordinieren. Die erzeugte Photovoltaikenergie soll über eine Produktionsmessung erfasst und in das vorgesehene Konzept des virtuellen ZEV eingebunden werden. Dabei sind insbesondere die bestehende Messung des Bezirksschulhauses sowie die neue Verbrauchsmessung des Schulhauses Dorf zu berücksichtigen.

8.1.4 Phase 4 – Umsetzung des virtuellen ZEV

Parallel zur technischen Realisierung der Photovoltaikanlage sind die Voraussetzungen für den geplanten vZEV umzusetzen. Dazu gehören insbesondere die korrekte Zuordnung der beteiligten Messstellen sowie die technische Zusammenführung der erforderlichen Produktions- und Verbrauchsdaten. Die detaillierte organisatorische und abrechnungstechnische Umsetzung des vZEV ist nicht Bestandteil dieser Diplomarbeit.

8.1.5 Phase 5 – Installation und Inbetriebnahme

Die Installation der Photovoltaikanlage erfolgt durch die beauftragten Fachunternehmen. Die TBS Strom AG begleitet insbesondere die Schnittstellen zum Verteilnetz und zur Messung. Nach Abschluss der Installationsarbeiten erfolgen die erforderlichen elektrischen Prüfungen sowie die Inbetriebnahme der Anlage. Dabei werden unter anderem die Einspeisung, die Produktionsmessung und die korrekte Einbindung in das vorgesehene Messkonzept überprüft.

8.1.6 Phase 6 – Übergabe und Betriebsaufnahme

Nach erfolgreicher Inbetriebnahme wird die Photovoltaikanlage in den regulären Betrieb überführt. Die erforderlichen technischen Unterlagen, Prüfprotokolle und Anlagendokumentationen werden übernommen und für den zukünftigen Betrieb und Unterhalt abgelegt. Anschliessend kann die tatsächliche Energieproduktion mit den in dieser Arbeit verwendeten Planungswerten verglichen werden.

Der dargestellte Phasenplan beschreibt die wesentlichen Schritte zwischen dem Investitionsentscheid und der Aufnahme des regulären Betriebs. Die detaillierte technische Ausführungsplanung sowie die konkrete Terminplanung sind abhängig vom später beauftragten Fachunternehmen und werden deshalb im Rahmen dieser Diplomarbeit nicht weiter vertieft.

8.2 SWOT - Analyse

Zur Beurteilung der ausgewählten Variante 1 wird eine SWOT-Analyse durchgeführt. Dabei werden die internen Stärken und Schwächen der Dach-PV-Anlage den externen Chancen und Risiken gegenübergestellt. Ziel ist es, neben den technischen und wirtschaftlichen Kennzahlen auch qualitative Einflussfaktoren auf eine mögliche Realisierung durch die TBS Strom AG zu berücksichtigen.

Tabelle 18: SWOT-Analyse-Variante 1

SWOT-Analyse – Variante 1: PV-Dachanlage 123,5 kWp	
Qualitative Beurteilung der ausgewählten Variante aus Sicht der TBS Strom AG	
INTERNE FAKTOREN – Eigenschaften der gewählten Variante	
STÄRKEN	**SCHWÄCHEN**
S	**W**
• Einfache technische Umsetzung durch ausschliessliche Nutzung der Dachfläche	• Geringere installierte Leistung als bei den Varianten mit Fassaden-PV
• Vergleichsweise geringe Investitionskosten	• Geringere jährliche PV-Produktion als bei Dach- und Fassadenanlage
• Erwartete Jahresproduktion von rund 123,5 MWh	• Nicht alle verfügbaren Gebäudeflächen werden energetisch genutzt
• Geringerer Betriebs- und Wartungsaufwand als bei den erweiterten Varianten	• Überschüssige Energie kann ohne Speicher nicht zeitlich verschoben werden
• Förderbeitrag von rund 37'674.90 CHF reduziert die Nettoinvestition	• Eigenverbrauch bleibt vom zeitgleichen Strombedarf im vZEV abhängig
• Bewährte, übersichtliche Anlagenstruktur ohne zusätzliche Speichertechnik	• Spätere Erweiterungen erfordern erneut Planung und Investitionsentscheid
EXTERNE FAKTOREN – Umfeld, Markt und Rahmenbedingungen	
CHANCEN	**RISIKEN**
O	**T**
• Nutzung eines grossen Teils der Solarenergie innerhalb des geplanten vZEV	• Zukünftige Strompreise und Rückliefervergütungen sind nur schwer vorhersehbar
• Reduktion des Netzbezugs und stärkere lokale Nutzung erneuerbarer Energie	• Tatsächliche PV-Produktion kann von der Prognose abweichen
• Langfristiger wirtschaftlicher Nutzen durch Eigenverbrauch und Stromverkauf	• Investitionskosten können gegenüber der Planung steigen
• Spätere Erweiterung um Fassaden-PV oder Batteriespeicher bleibt möglich	• Änderungen bei Förderbedingungen oder gesetzlichen Rahmenbedingungen
• Positive Positionierung der TBS Strom AG als Betreiberin erneuerbarer Energieanlagen	• Technische Störungen oder unerwartet höherer Unterhaltsaufwand
• Mögliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit bei steigenden Strompreisen	• Entscheid der TBS gegen Eigentum und Betrieb kann die Projektrolle verändern

Quelle: SWOT-Analyse der ausgewählten Variante[23]

[23] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur und grafische Aufbereitung der SWOT-Analyse wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Bewertung der Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken wurde durch den Verfasser festgelegt und fachlich geprüft.

Die SWOT-Analyse zeigt, dass die wesentlichen Vorteile der ausgewählten Variante insbesondere in der vergleichsweisen einfachen technischen Umsetzung, den tieferen Investitionskosten und dem geringeren Betriebsaufwand liegen. Gleichzeitig wird mit einer erwarteten Jahresproduktion von rund 123.5 MWh bereits eine erhebliche Menge erneuerbarer Energie erzeugt.
Als wesentliche Schwäche ist die gegenüber den erweiterten Varianten geringere Energieproduktion zu nennen. Durch den Verzicht auf die Fassadenflächen wird nicht das vollständige vorhandene Photovoltaikpotenzial des Gebäudes ausgeschöpft. Zudem können ohne Batteriespeicher zeitweise auftretende Produktionsüberschüsse nicht für eine spätere Nutzung gespeichert werden.
Chancen bestehen insbesondere durch die Einbindung der Anlage in den geplanten vZEV. Dadurch kann ein Teil der produzierten Solarenergie direkt innerhalb des Schulareals genutzt werden. Zusätzlich bleibt die Möglichkeit bestehen, die Anlage zu einem späteren Zeitpunkt durch Fassadenmodule oder einen Batteriespeicher zu erweitern, sofern sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen entsprechend entwickeln.
Die grössten Risiken liegen in den langfristig schwer vorhersehbaren wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Insbesondere zukünftige Strompreise, Rückliefervergütungen und Förderbedingungen können die Wirtschaftlichkeit der Anlage beeinflussen. Diese Faktoren werden deshalb bei der anschliessenden Risiko- und Kosten-Nutzen-Analyse weiter berücksichtigt.

Die SWOT-Analyse zeigt insgesamt ein positives Bild der ausgewählten Variante. Die identifizierten Risiken, insbesondere hinsichtlich zukünftiger Strompreise, Investitionskosten und tatsächlicher Energieproduktion, werden im folgenden Kapitel detaillierter beurteilt.

8.3 Risikoanalyse

Zur Beurteilung der ausgewählten Variante werden die wesentlichen technischen, wirtschaftlichen und organisatorischen Risiken untersucht. Dabei werden sowohl die Eintrittswahrscheinlichkeit als auch die möglichen Auswirkungen auf das Projekt bewertet. Ziel ist es, bedeutende Risiken frühzeitig zu erkennen und geeignete Massnahmen zur Reduktion ihrer Auswirkungen festzulegen.
Für die Bewertung wird eine dreistufige Skala verwendet:

- 1 = gering
- 2 = mittel
- 3 = hoch

Der Risikowert ergibt sich aus:
Risikowert = Eintrittswahrscheinlichkeit × Auswirkung
Dabei werden Risikowerte von 1 bis 2 als gering, 3 bis 4 als mittel und 6 bis 9 als hoch eingestuft.

Tabelle 19: Risikoanalyse der ausgewählten Variante 1

Risikoanalyse der ausgewählten Variante 1						
Dach-PV-Anlage 123,5 kWp – Bewertung der wesentlichen Projektrisiken						
Nr.	**Risiko**	**Wahrscheinlichkeit**	**Auswirkung**	**Risikowert**	**Einstufung**	**Massnahme**
R1	Höhere Investitionskosten als geplant	2	3	6	**Hoch**	Vergleich mehrerer Angebote, Kostendach prüfen und Kostenreserve einplanen.
R2	Tatsächliche PV-Produktion liegt unter der Prognose	2	2	4	**Mittel**	Ertragsannahmen konservativ wählen und Referenzdaten plausibilisieren.
R3	Veränderung von Strompreisen und Rückliefervergütungen	3	3	9	**Hoch**	Mehrere Preisannahmen prüfen und Sensitivitätsanalyse durchführen.
R4	Verzögerungen oder technische Probleme bei der Umsetzung des vZEV	2	3	6	**Hoch**	Mess- und Netzkonzept frühzeitig mit den zuständigen Stellen abstimmen.
R5	Verzögerungen bei Planung, Bau oder Inbetriebnahme	2	2	4	**Mittel**	Schnittstellen, Termine und Verantwortlichkeiten frühzeitig festlegen.
R6	Technische Störungen oder höherer Unterhaltsaufwand im Betrieb	1	2	2	**Gering**	Wartungskonzept, Garantiebedingungen und Anlagenüberwachung vorsehen.
R7	Änderung der Förderbedingungen bis zur Inbetriebnahme	2	2	4	**Mittel**	Förderbeiträge nur als Planungswerte berücksichtigen und vor Realisierung erneut prüfen.
Bewertungsskala						
Wahrscheinlichkeit	1 = gering	2 = mittel	3 = hoch			
Auswirkung	1 = gering	2 = mittel	3 = hoch			
Risikowert	1–2 = gering	3–4 = mittel	6–9 = hoch			

Quelle: Eigene Darstellung[24]

Die Risikoanalyse zeigt, dass insbesondere die zukünftige Entwicklung der Strompreise und Rückliefervergütungen einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage besitzt.

Da diese Werte über die Betriebsdauer der Photovoltaikanlage nur schwer vorhersehbar sind, wird dieses Risiko als hoch eingestuft. Die Auswirkungen unterschiedlicher Preisentwicklungen werden deshalb bei der anschliessenden Kosten-Nutzen-Analyse berücksichtigt.

Ebenfalls von Bedeutung sind mögliche Abweichungen der Investitionskosten sowie die technische und organisatorische Umsetzung des geplanten vZEV. Diese Risiken können durch eine frühzeitige Koordination, eine sorgfältige Ausführungsplanung und die Einholung vergleichbarer Angebote reduziert werden. Die Risiken bezüglich Energieproduktion, Terminverzögerungen und Förderbedingungen werden als mittel eingestuft. Durch die Verwendung realer Referenzdaten benachbarter Photovoltaikanlagen und konservativer Planungsannahmen können insbesondere die Unsicherheiten bei der erwarteten Energieproduktion reduziert werden.
Insgesamt ergeben sich aus der Risikoanalyse keine Risiken, welche die Umsetzung der ausgewählten Variante grundsätzlich ausschliessen. Die wirtschaftlichen Unsicherheiten müssen jedoch bei der abschliessenden Kosten-Nutzen-Analyse besonders berücksichtigt werden.

[24] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur und die rechnerische Aufbereitung der Risikowerte wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Risiken, Eintrittswahrscheinlichkeiten, Auswirkungen und Massnahmen wurden durch den Verfasser festgelegt und fachlich geprüft.

8.4 Kosten-Nutzen-Analyse

Im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse wird die Wirtschaftlichkeit der ausgewählten Variante 1 mit einer Photovoltaik-Dachanlage von 123,5 kWp untersucht. Dabei werden die Investitionskosten den erwarteten jährlichen Erträgen gegenübergestellt. Zusätzlich werden die verfügbaren Förderbeiträge berücksichtigt.

Die zukünftige Entwicklung der Strompreise und Rückliefervergütungen kann über die gesamte Lebensdauer der Photovoltaikanlage nicht zuverlässig vorhergesagt werden. Für die Berechnung werden deshalb Planungsannahmen auf Grundlage der heutigen Preisverhältnisse verwendet. Die Ergebnisse stellen somit eine wirtschaftliche Abschätzung dar und keine garantierte zukünftige Entwicklung.

Für die Berechnung werden die in den vorhergehenden Kapiteln ermittelten technischen und energetischen Kennwerte der ausgewählten Variante verwendet.

8.4.1 Photovoltaikanlage

Für die geplante Photovoltaikanlage konnte im Rahmen dieser Diplomarbeit keine verbindliche Offerte eines ausführenden Unternehmens eingeholt werden. Mehrere angefragte Unternehmen waren nicht bereit, für eine rein planerische Untersuchung ohne konkreten Ausführungsauftrag eine detaillierte Offerte zu erstellen.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird deshalb auf aktuelle Referenzwerte des Bundesamtes für Energie beziehungsweise von EnergieSchweiz zurückgegriffen. In der Marktbeobachtung Photovoltaik 2024 werden für Aufdachanlagen Referenzkosten von rund 1’526 CHF/kW bei einer Anlagenleistung von 100 kW und rund 1’270 CHF/kW bei 150 kW ausgewiesen. Die spezifischen Kosten nehmen mit zunehmender Anlagenleistung ab. Quelle: (Bundesamt für Energie, 2025)

Da die geplante Anlage mit 123,5 kWp zwischen diesen beiden Referenzgrössen liegt und zusätzliche projektspezifische Kosten nicht vollständig ausgeschlossen werden können, wird für die vorliegende Wirtschaftlichkeitsberechnung konservativ mit einem gerundeten Investitionswert von 1’500 CHF/kWp gerechnet.

Bei einer installierten Leistung von 123,5 kWp ergibt sich damit eine angenommene Investition vor Förderung von:

Investitionskosten = 123,5 kWp × 1’500 CHF/kWp = 185’250 CHF

Die verwendeten Referenzkosten des Bundesamtes für Energie werden ohne Mehrwertsteuer ausgewiesen. Aus diesem Grund werden auch die Investitionskosten in der vorliegenden Wirtschaftlichkeitsberechnung exklusive Mehrwertsteuer betrachtet. Dadurch wird eine einheitliche Vergleichsbasis sichergestellt.

Der verwendete Wert von 1’500 CHF/kWp stellt einen pauschalen Planungswert für die Photovoltaikanlage dar. Berücksichtigt werden damit die üblichen Kostenbestandteile einer PV-Anlage wie Module, Unterkonstruktion, Wechselrichter, elektrische Installationen, Montage und die übliche Projektierung. Nicht enthalten sind ausserordentliche bauliche Anpassungen, allfällige netzseitige Verstärkungen sowie zusätzliche Kosten, die ausschliesslich aus der späteren messtechnischen oder organisatorischen Umsetzung des vZEV entstehen können. Diese Kosten können erst im Rahmen der Detail- und Ausführungsplanung bestimmt werden. Die Investitionskosten von 185’250 CHF sind deshalb als Planungswert und nicht als

verbindlicher Gesamtprojektpreis zu verstehen. Vor einer tatsächlichen Realisierung ist eine objektspezifische Offerte einzuholen.

8.4.2 Betriebs- und Unterhaltskosten

Für die jährlichen Betriebs- und Unterhaltskosten liegen keine objektspezifischen Offertwerte vor. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wird deshalb auf Erfahrungswerte des Bundesamtes für Energie beziehungsweise von EnergieSchweiz zurückgegriffen. Gemäss den veröffentlichten Grundlagen kann bei noch nicht bekannten effektiven Betriebskosten für Photovoltaikanlagen mit rund 3 Rp./kWh erzeugter Elektrizität gerechnet werden. (Bundesamt für Energie, 2023)

Bei einer erwarteten Jahresproduktion von rund 123’500 kWh ergeben sich damit jährliche Betriebs- und Unterhaltskosten von:

Unterhaltskosten = 123’500 kWh × 0,03 CHF/kWh = 3’705 CHF/a

Damit werden die üblichen laufenden Aufwendungen für Betrieb, Wartung und kleinere Instandhaltungen der Photovoltaikanlage pauschal berücksichtigt. Einzelne Ersatzinvestitionen, beispielsweise ein späterer Wechselrichterersatz, werden nicht zusätzlich separat berücksichtigt, um Doppelzählungen innerhalb des pauschalen Kostenansatzes zu vermeiden.

Nicht enthalten sind ausserordentliche Reparaturen, grössere bauliche Anpassungen sowie zusätzliche organisatorische oder abrechnungstechnische Kosten des vZEV. Diese müssten im Rahmen einer späteren Detailplanung separat beurteilt werden.

Da der Kostenansatz an die jährlich produzierte Energiemenge gekoppelt ist, reduzieren sich die absoluten Betriebs- und Unterhaltskosten im 30-jährigen Berechnungsmodell entsprechend der angenommenen jährlichen Produktionsdegradation von 0,3 % geringfügig.

8.4.3 Erlös- und Tarifannahmen

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung muss, zwischen der innerhalb des vZEV direkt genutzten Photovoltaikenergie und der in das öffentliche Netz eingespeisten Überschussenergie unterschieden werden. Beide Energiemengen weisen einen unterschiedlichen wirtschaftlichen Wert auf.

Für den innerhalb des vZEV gelieferten Solarstrom wird gemäss Vorgabe der TBS Strom AG mit einem Verrechnungspreis von 20 Rp./kWh gerechnet. Dieser Wert stellt in der vorliegenden Arbeit eine Planungsannahme dar und wird für den gesamten Betrachtungszeitraum als Grundlage der Wirtschaftlichkeitsberechnung verwendet.

Es handelt sich dabei nicht um einen bereits vertraglich vereinbarten Kundentarif. Die definitive Preisgestaltung würde erst im Rahmen einer allfälligen Umsetzung des vZEV festgelegt.

Erlös vZEV = innerhalb des vZEV genutzte Energie × 0,20 CHF/kWh

Kann die produzierte Energie nicht zeitgleich innerhalb des vZEV genutzt werden, wird sie in das öffentliche Netz eingespeist. Für diese Energie wird mit einer Rückliefervergütung von 4 Rp./kWh gerechnet.

Zusätzlich wird für die eingespeiste erneuerbare Energie ein Wert von 1 Rp./kWh für den Herkunftsnachweis (HKN) berücksichtigt. Der Herkunftsnachweis dokumentiert die Herkunft der produzierten

Elektrizität und bestätigt, dass diese aus einer erneuerbaren Energiequelle stammt. In der vorliegenden Wirtschaftlichkeitsberechnung wird angenommen, dass der HKN zusätzlich zur eigentlichen Rückliefervergütung vergütet werden kann.

Damit ergibt sich für die eingespeiste Energie eine gesamte angenommene Vergütung von:

Rückliefervergütung gesamt = 4 Rp./kWh + 1 Rp./kWh HKN = 5 Rp./kWh

Der Erlös der eingespeisten Energie wird somit wie folgt berechnet:

Erlös Netzeinspeisung = eingespeiste Energie × 0,05 CHF/kWh

Der Unterschied zwischen dem internen Verrechnungspreis von 20 Rp./kWh und der gesamten Rückliefervergütung von 5 Rp./kWh zeigt die wirtschaftliche Bedeutung eines möglichst hohen Eigenverbrauchs innerhalb des vZEV. Jede Kilowattstunde, welche direkt innerhalb des Zusammenschlusses genutzt werden kann, weist unter den getroffenen Annahmen einen um 15 Rp./kWh höheren Erlös auf als eine ins öffentliche Netz eingespeiste Kilowattstunde.

Mehrwert Eigenverbrauch = 20 Rp./kWh – 5 Rp./kWh = 15 Rp./kWh

Die getroffenen Tarifannahmen bilden die Grundlage für die nachfolgende Berechnung der jährlichen Erlöse und der Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage.

8.4.4 Jährliche Erträge und Nettoertrag

Für die Ermittlung des jährlichen finanziellen Nutzens wird die erwartete Photovoltaikproduktion in den innerhalb des vZEV direkt genutzten Anteil und die in das öffentliche Netz eingespeiste Überschussenergie aufgeteilt. Dadurch können die unterschiedlichen Erlöse der beiden Energiemengen berücksichtigt werden.

Für die ausgewählte Variante 1 wird mit einer erwarteten Jahresproduktion von rund 123’500 kWh gerechnet. Für die Aufteilung in Eigenverbrauch und Netzeinspeisung wird die in Kapitel 7.1.6.6 anhand der Viertelstundenanalyse ermittelte Eigenverbrauchsquote von 63,4 % verwendet.

Die innerhalb des vZEV direkt genutzte Energiemenge beträgt:

Eigenverbrauch = 123’500 kWh × 63,4 % = 78'299 kWh/a

Die verblei’bende Energie wird in das öffentliche Netz eingespeist:

Netzeinspeisung = 123’500 kWh – 78'299 kWh= 45’201 kWh/a

Für den innerhalb des vZEV gelieferten Solarstrom wird gemäss der in Kapitel 8.4.3 festgelegten Planungsannahme mit einem Verrechnungspreis von 20 Rp./kWh gerechnet. Daraus ergibt sich folgender jährlicher Erlös:

Erlös vZEV = 78'299 × 0,20 CHF/kWh = 15'660 CHF/a

Für die in das öffentliche Netz eingespeiste Energie wird eine Rückliefervergütung von 4 Rp./kWh angesetzt:

Erlös Rücklieferung = 45’201 kWh × 0,04 CHF/kWh = 1’808 CHF/a

Zusätzlich wird für die eingespeiste Energie ein Herkunftsnachweis von **1 Rp./kWh** berücksichtigt:

Erlös HKN = 45’201 kWh × 0,01 CHF/kWh = 452CHF/a

Damit ergibt sich für das erste Betriebsjahr ein gesamter Energieerlös von:

Gesamterlös = 15’660 CHF + 1’808 CHF + 452 CHF = 17’920 CHF/a

Von diesem Betrag werden die in Kapitel 8.4.2 ermittelten jährlichen Betriebs- und Unterhaltskosten abgezogen. Diese betragen bei einem Erfahrungswert von 3 Rp./kWh rund 3705 CHF pro Jahr.

Der betriebliche Nettoertrag im ersten Betriebsjahr beträgt somit:

Nettoertrag = 17’920 CHF – 3705.00 CHF = 14'215 CHF/a

Unter den getroffenen Planungsannahmen ergibt sich damit im ersten Betriebsjahr ein betrieblicher Nettoertrag von rund 14’215 CHF. In diesem Wert sind die Kapitalkosten beziehungsweise die Verzinsung des eingesetzten Eigenkapitals noch nicht berücksichtigt.

Für die langfristige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden im folgenden Kapitel zusätzlich die Verzinsung des eingesetzten Kapitals, die jährliche Produktionsdegradation sowie die Entwicklung des kumulierten Cashflows über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren berücksichtigt.

Tabelle 20: Kosten-Nutzen-Analyse

Kosten-Nutzen-Analyse – jährliche Erträge und Nettoertrag			
Variante 1 – Dach-PV 123,5 kWp | erstes Betriebsjahr			
Planungsannahmen			
Kennwert	**Wert**	**Einheit**	**Hinweis**
Jahresproduktion	123'500	kWh/a	Konservative Planungsannahme gemäss Bundes-/EnergieSchweiz-Ertragswert
Eigenverbrauchsanteil	63.4%	%	Planungsannahme aus Viertelstundenanalyse
Verrechnungspreis vZEV	0.200	CHF/kWh	Vorgabe TBS Strom AG
Rückliefervergütung	0.040	CHF/kWh	Planungsannahme
HKN-Vergütung	0.010	CHF/kWh	Planungsannahme
Betriebs-/Unterhaltskosten	0.030	CHF/kWh	Erfahrungswert gemäss BFE/EnergieSchweiz: 3 Rp./kWh
Berechnung erstes Betriebsjahr			
Kennwert	**Berechnung**	**Ergebnis**	**Einheit**
Eigenverbrauch vZEV	Jahresproduktion × Eigenverbrauchsanteil	78'299	kWh/a
Netzeinspeisung	Jahresproduktion – Eigenverbrauch	45'201	kWh/a
Erlös vZEV	Eigenverbrauch × vZEV-Preis	15'659.80	CHF/a
Erlös Rücklieferung	Netzeinspeisung × Rückliefervergütung	1'808.04	CHF/a
Erlös HKN	Netzeinspeisung × HKN	452.01	CHF/a
Gesamterlös	Erlös vZEV + Rücklieferung + HKN	17'919.85	CHF/a
Betriebs-/Unterhaltskosten	Jahresproduktion × Unterhaltskosten/kWh	3'705.00	CHF/a
Betrieblicher Nettoertrag	**Gesamterlös – Betriebs-/Unterhaltskosten**	**14'214.85**	**CHF/a**
Kernaussage			
Unter den getroffenen Planungsannahmen ergibt sich im ersten Betriebsjahr ein betrieblicher Nettoertrag von rund CHF 14'215. Kapitalkosten, Verzinsung und die langfristige Produktionsdegradation werden erst in Kapitel 8.4.5 berücksichtigt.			

Quelle: Eigene Berechnung[25]

8.4.5 Kapitalkosten, Verzinsung und Amortisation

Für die langfristige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird neben den jährlichen Energieerlösen auch die Verzinsung des eingesetzten Kapitals berücksichtigt. Als Kalkulationszinssatz wird ein Wert von 3,75 % pro Jahr verwendet.

Als Grundlage dient der vom Bundesamt für Energie für das Jahr 2026 ausgewiesene kalkulatorische Zinssatz für allgemeine Photovoltaikanlagen. Der entsprechende WACC (Weighted Average Cost of Capital) beträgt 3,75 %. Dieser Wert berücksichtigt die durchschnittlichen Kosten von Eigen- und Fremdkapital und wird in dieser Arbeit als externe Referenz für die Bewertung des über die Laufzeit gebundenen Kapitals verwendet.

Da für die TBS Strom AG im Rahmen dieser Arbeit kein projektspezifischer interner Kalkulationszinssatz vorliegt, wird der vom Bundesamt für Energie veröffentlichte Wert als nachvollziehbare Planungsannahme übernommen. Der Zinssatz wird über den gesamten Betrachtungszeitraum von 30 Jahren konstant gehalten.

[25] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur sowie die Formeln zur Berechnung der Energieflüsse, Erlöse und des betrieblichen Nettoertrags wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die verwendeten Eingangsdaten, Planungsannahmen und Ergebnisse wurden durch den Verfasser festgelegt und fachlich geprüft.

8.4.6 Kumulierte Cashflow-Betrachtung

Zur Beurteilung der einfachen Amortisation wird der kumulierte Cashflow über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren ermittelt. Ausgangspunkt bildet die Nettoinvestition der Photovoltaikanlage nach Abzug des Pronovo-Förderbeitrags.

Die angenommene Bruttoinvestition beträgt 185’250 CHF. Nach Abzug des Förderbeitrags von 37’674.90 CHF verbleibt eine Nettoinvestition von:

Nettoinvestition = 185’250 CHF – 37’674.90 CHF = 147’575.10 CHF

Zum Zeitpunkt der Investition weist der kumulierte Cashflow somit einen Anfangswert von **–147’575.10 CHF** auf. In den folgenden Betriebsjahren werden die jährlich erwirtschafteten Netto-Cashflows fortlaufend zur bisherigen Kapitalentwicklung addiert.

Kumulierter Cashflow Jahr n = kumulierter Cashflow Jahr n–1 + Netto-Cashflow Jahr n

Für die Berechnung werden die zuvor festgelegten Planungsannahmen verwendet. Die Photovoltaikproduktion beträgt im ersten Betriebsjahr 123’500 kWh. Aufgrund der angenommenen jährlichen Produktionsdegradation von 0,3 % reduziert sich die erzeugte Energiemenge in den Folgejahren entsprechend. Der Eigenverbrauchsanteil von 63,4 %, der Verrechnungspreis innerhalb des vZEV von 20 Rp./kWh, die Rückliefervergütung von 4 Rp./kWh sowie die HKN-Vergütung von 1 Rp./kWh werden über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant gehalten. Für Betrieb und Unterhalt werden 3 Rp./kWh erzeugter Energie berücksichtigt.

Die Cashflow-Betrachtung erfolgt zunächst ohne Abzinsung der zukünftigen Zahlungsströme. Sie zeigt somit die einfache statische Amortisation der Anlage. Der Zeitwert des Geldes und die Verzinsung des eingesetzten Kapitals werden anschliessend separat in der Kapitalwertbetrachtung berücksichtigt.

Die für die Berechnung verwendeten Planungsannahmen sind in Tabelle 20 zusammengefasst.

Tabelle 21: Kumulierte Cashflow Betrachtung

8.4.6 Kumulierte Cashflow-Betrachtung			
Einfache Amortisation der Variante 1 – Dach-PV 123,5 kWp			
Planungsannahmen			
Bruttoinvestition	185'250.00	CHF	1'500 CHF/kWp × 123,5 kWp
Pronovo-Förderbeitrag	37'674.90	CHF	Pronovo-Tarifrechner
Nettoinvestition	147'575.10	CHF	Bruttoinvestition minus Förderung
Jahresproduktion Jahr 1	123'500	kWh/a	Konservative Planungsannahme
Eigenverbrauchsanteil	63.4%	%	Planungsannahme aus Viertelstundenanalyse
Verrechnungspreis vZEV	0.200	CHF/kWh	Vorgabe TBS Strom AG
Rückliefervergütung	0.040	CHF/kWh	Planungsannahme
HKN-Vergütung	0.010	CHF/kWh	Planungsannahme
Betriebs-/Unterhaltskosten	0.030	CHF/kWh	Erfahrungswert BFE/EnergieSchweiz
Produktionsdegradation	0.30%	%/a	Planungsannahme
Betrachtungsdauer	30	Jahre	Planungsannahme

Quelle: Eigene Berechnung[26]

[26] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur sowie die Formeln zur Berechnung des jährlichen Cashflows wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Planungsannahmen und Berechnungsergebnisse wurden durch den Verfasser festgelegt.

Auf Grundlage dieser Annahmen wird der jährliche Netto-Cashflow über den gesamten Betrachtungszeitraum von 30 Jahren berechnet. Tabelle 21 zeigt die Entwicklung des jährlichen und kumulierten Cashflows.

Tabelle 22: 30-Jahres-Entwicklung Cashflow

Jahr	Produktion [kWh]	Gesamterlös [CHF]	Unterhalt [CHF]	Netto-Cashflow [CHF]	Kum. Cashflow [CHF]
0				(147'575.10)	(147'575.10)
1	123'500.00	17'919.85	3'705.00	14'214.85	(133'360.25)
2	123'129.50	17'866.09	3'693.89	14'172.21	(119'188.04)
3	122'760.11	17'812.49	3'682.80	14'129.69	(105'058.36)
4	122'391.83	17'759.05	3'671.75	14'087.30	(90'971.06)
5	122'024.66	17'705.78	3'660.74	14'045.04	(76'926.02)
6	121'658.58	17'652.66	3'649.76	14'002.90	(62'923.12)
7	121'293.61	17'599.70	3'638.81	13'960.89	(48'962.22)
8	120'929.73	17'546.90	3'627.89	13'919.01	(35'043.21)
9	120'566.94	17'494.26	3'617.01	13'877.25	(21'165.96)
10	120'205.24	17'441.78	3'606.16	13'835.62	(7'330.33)
11	119'844.62	17'389.45	3'595.34	13'794.12	6'463.78
12	119'485.09	17'337.29	3'584.55	13'752.73	20'216.52
13	119'126.63	17'285.27	3'573.80	13'711.48	33'927.99
14	118'769.25	17'233.42	3'563.08	13'670.34	47'598.33
15	118'412.94	17'181.72	3'552.39	13'629.33	61'227.66
16	118'057.70	17'130.17	3'541.73	13'588.44	74'816.10
17	117'703.53	17'078.78	3'531.11	13'547.68	88'363.78
18	117'350.42	17'027.55	3'520.51	13'507.03	101'870.81
19	116'998.37	16'976.46	3'509.95	13'466.51	115'337.33
20	116'647.37	16'925.53	3'499.42	13'426.11	128'763.44
21	116'297.43	16'874.76	3'488.92	13'385.83	142'149.27
22	115'948.54	16'824.13	3'478.46	13'345.68	155'494.95
23	115'600.69	16'773.66	3'468.02	13'305.64	168'800.59
24	115'253.89	16'723.34	3'457.62	13'265.72	182'066.31
25	114'908.13	16'673.17	3'447.24	13'225.93	195'292.24
26	114'563.41	16'623.15	3'436.90	13'186.25	208'478.49
27	114'219.72	16'573.28	3'426.59	13'146.69	221'625.18
28	113'877.06	16'523.56	3'416.31	13'107.25	234'732.42
29	113'535.43	16'473.99	3'406.06	13'067.93	247'800.35
30	113'194.82	16'424.57	3'395.84	13'028.72	260'829.08

Ergebnis	
Nettoinvestition [CHF]	147'575.10
Netto-Cashflow Jahr 1 [CHF]	14'214.85
Einfache Amortisation [Jahre]	10.53
Kum. Cashflow nach 30 Jahren [CHF	260'829.08

Quelle: Eigene Berechnung[27]

Die Berechnung zeigt, dass der kumulierte Cashflow während der ersten Betriebsjahre zunächst negativ bleibt, da die anfängliche Nettoinvestition von 147’575.10 CHF noch nicht vollständig durch die jährlichen Nettoerträge ausgeglichen ist.

Im zehnten Betriebsjahr liegt der kumulierte Cashflow weiterhin im negativen Bereich. Im elften Betriebsjahr wird erstmals ein positiver Wert erreicht. Durch eine anteilsmässige Betrachtung zwischen diesen beiden Jahren ergibt sich eine einfache Amortisationsdauer von rund 10,5 Jahren.

Nach Erreichen des Break-even-Punktes erwirtschaftet die Photovoltaikanlage über die verbleibende Betriebsdauer einen positiven kumulierten Cashflow. Nach 30 Betriebsjahren beträgt dieser rund 260’829 CHF.

[27] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur sowie die Formeln zur Berechnung der jährlichen Netto-Cashflows und des kumulierten Cashflows wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Planungsannahmen, Eingangsdaten und Ergebnisse wurden durch den Verfasser festgelegt und fachlich geprüft.

Dieser Wert stellt den nominalen finanziellen Überschuss nach Rückzahlung der ursprünglichen Nettoinvestition dar. Der Zeitwert des Geldes beziehungsweise die Verzinsung des eingesetzten Kapitals wird in dieser Betrachtung noch nicht berücksichtigt.

Die kumulierte Cashflow-Betrachtung zeigt damit, dass die Anlage unter den getroffenen Planungsannahmen innerhalb der vorgesehenen Nutzungsdauer wirtschaftlich amortisiert werden kann. Für eine aussagekräftigere langfristige Beurteilung wird im folgenden Kapitel zusätzlich der Kapitalwert unter Berücksichtigung des Kalkulationszinssatzes von 3,75 % untersucht.

8.4.7 Kapitalwertbetrachtung (NPV)

Zur Ergänzung der einfachen Cashflow-Betrachtung wird die Wirtschaftlichkeit der Photovoltaikanlage zusätzlich anhand des Kapitalwerts beziehungsweise Net Present Value (NPV) beurteilt. Im Gegensatz zur kumulierten Cashflow-Betrachtung berücksichtigt diese Methode den Zeitwert des Geldes. Zukünftige Zahlungsüberschüsse werden deshalb auf den heutigen Zeitpunkt abgezinst.

Der Abzinsungsfaktor gibt an, welchen heutigen Wert ein zukünftiger Geldbetrag besitzt. Er wird mit dem Kalkulationszinssatz von 3,75 % berechnet. Mit zunehmender Laufzeit sinkt der Abzinsungsfaktor, da weiter in der Zukunft liegende Einnahmen aus heutiger Sicht einen geringeren Wert besitzen.

Die Berechnung erfolgt nach:

Abzinsungsfaktor Jahr n = 1 / (1 + 0,0375)^n

Im ersten Jahr beträgt der Faktor rund **0,964**, nach zehn Jahren nur noch rund **0,692** und nach 30 Jahren rund **0,331**. Ein zukünftiger Cashflow von beispielsweise 10’000 CHF im 30. Betriebsjahr besitzt damit aus heutiger Sicht nur noch einen Barwert von rund 3’310 CHF.

Als Ausgangswert wird wiederum die Nettoinvestition von 147’575.10 CHF verwendet. Für die Abzinsung der zukünftigen Netto-Cashflows wird der in Kapitel 8.4.5 festgelegte Kalkulationszinssatz von 3,75 % pro Jahr angewendet.

Der Barwert des Netto-Cashflows eines einzelnen Betriebsjahres wird wie folgt berechnet:

Barwert Jahr n = Netto-Cashflow Jahr n / (1 + 0,0375)^n

Mit zunehmender Laufzeit nimmt der Abzinsungsfaktor ab. Dadurch besitzt ein zukünftiger Netto-Cashflow in der Kapitalwertbetrachtung einen geringeren heutigen Wert als derselbe nominale Geldbetrag in der einfachen Cashflow-Betrachtung.

Der kumulierte Kapitalwert ergibt sich aus der anfänglichen Nettoinvestition und der fortlaufenden Addition der abgezinsten jährlichen Netto-Cashflows:

Kumulierter NPV = – Nettoinvestition + Summe der abgezinsten Netto-Cashflows

Für die Berechnung werden dieselben energetischen und wirtschaftlichen Planungsannahmen wie bei der kumulierten Cashflow-Betrachtung verwendet. Die Jahresproduktion beträgt im ersten Betriebsjahr 123’500 kWh und reduziert sich aufgrund der angenommenen Produktionsdegradation jährlich um 0,3 %. Der Eigenverbrauchsanteil, die Energiepreise sowie die Betriebs- und Unterhaltskosten werden entsprechend den zuvor festgelegten Annahmen berücksichtigt.

Die für die Kapitalwertbetrachtung relevanten Planungsannahmen sind in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 23: Kapitalwertbetrachtung

8.4.7 Kapitalwertbetrachtung (NPV)			
Diskontierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mit 3,75 % Kalkulationszinssatz			
Planungsannahmen			
Bruttoinvestition	185'250.00	CHF	1'500 CHF/kWp × 123,5 kWp
Pronovo-Förderbeitrag	37'674.90	CHF	Pronovo-Tarifrechner
Nettoinvestition	147'575.10	CHF	Bruttoinvestition minus Förderung
Jahresproduktion Jahr 1	123'500	kWh/a	Konservative Planungsannahme
Eigenverbrauchsanteil	63.4%	%	Planungsannahme aus Viertelstundenanalyse
Verrechnungspreis vZEV	0.200	CHF/kWh	Vorgabe TBS Strom AG
Rückliefervergütung	0.040	CHF/kWh	Planungsannahme
HKN-Vergütung	0.010	CHF/kWh	Planungsannahme
Betriebs-/Unterhaltskosten	0.030	CHF/kWh	Erfahrungswert BFE/EnergieSchweiz
Produktionsdegradation	0.30%	%/a	Planungsannahme
Kalkulationszinssatz	3.75%	%/a	BFE-WACC 2026
Betrachtungsdauer	30	Jahre	Planungsannahme

Quelle: Eigene Zusammenfassung[28]

Auf Grundlage dieser Annahmen werden die jährlichen Netto-Cashflows über den gesamten Betrachtungszeitraum von 30 Jahren mit einem Kalkulationszinssatz von 3,75 % abgezinst. Tabelle 23 zeigt die Entwicklung der jährlichen Barwerte sowie des kumulierten Kapitalwerts.

[28] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur und die Zusammenstellung der für die Kapitalwertberechnung verwendeten Planungsannahmen wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Eingangsdaten, Annahmen und fachliche Beurteilung wurden durch den Verfasser festgelegt und geprüft.

Tabelle 24: Entwicklung des kumulierten Kapitalwerts

Jahr	Produktion [kWh]	Netto-Cashflow [CHF]	Abzinsungsfaktor	Barwert Cashflow [CHF]	Kum. NPV [CHF]
0		(147'575.10)	1.0000	(147'575.10)	(147'575.10)
1	123'500	14'214.85	0.9639	13'701.06	(133'874.04)
2	123'130	14'172.21	0.9290	13'166.22	(120'707.82)
3	122'760	14'129.69	0.8954	12'652.27	(108'055.55)
4	122'392	14'087.30	0.8631	12'158.37	(95'897.18)
5	122'025	14'045.04	0.8319	11'683.75	(84'213.43)
6	121'659	14'002.90	0.8018	11'227.66	(72'985.76)
7	121'294	13'960.89	0.7728	10'789.38	(62'196.38)
8	120'930	13'919.01	0.7449	10'368.20	(51'828.18)
9	120'567	13'877.25	0.7180	9'963.47	(41'864.71)
10	120'205	13'835.62	0.6920	9'574.53	(32'290.18)
11	119'845	13'794.12	0.6670	9'200.78	(23'089.39)
12	119'485	13'752.73	0.6429	8'841.62	(14'247.78)
13	119'127	13'711.48	0.6197	8'496.48	(5'751.30)
14	118'769	13'670.34	0.5973	8'164.81	2'413.51
15	118'413	13'629.33	0.5757	7'846.08	10'259.59
16	118'058	13'588.44	0.5549	7'539.80	17'799.39
17	117'704	13'547.68	0.5348	7'245.48	25'044.87
18	117'350	13'507.03	0.5155	6'962.64	32'007.51
19	116'998	13'466.51	0.4969	6'690.85	38'698.36
20	116'647	13'426.11	0.4789	6'429.66	45'128.02
21	116'297	13'385.83	0.4616	6'178.67	51'306.69
22	115'949	13'345.68	0.4449	5'937.48	57'244.18
23	115'601	13'305.64	0.4288	5'705.71	62'949.88
24	115'254	13'265.72	0.4133	5'482.98	68'432.86
25	114'908	13'225.93	0.3984	5'268.94	73'701.80
26	114'563	13'186.25	0.3840	5'063.26	78'765.06
27	114'220	13'146.69	0.3701	4'865.61	83'630.68
28	113'877	13'107.25	0.3567	4'675.68	88'306.35
29	113'535	13'067.93	0.3438	4'493.16	92'799.51
30	113'195	13'028.72	0.3314	4'317.76	97'117.27

Ergebnis	
Nettoinvestition [CHF]	147'575.10
Kalkulationszinssatz	3.75%
Diskontierte Amortisation	13.70
Kapitalwert nach 30 Jahren	97'117.27

Quelle: Eigene Berechnung[29]

Die Kapitalwertberechnung zeigt, dass der kumulierte NPV aufgrund der Abzinsung langsamer ansteigt als der nominale kumulierte Cashflow. Die zukünftigen Nettoerträge werden mit einem Kalkulationszinssatz von 3,75 % auf ihren heutigen Wert reduziert.
Während die einfache Cashflow-Betrachtung einen Break-even nach rund 10,5 Jahren ergibt, bleibt der kumulierte Kapitalwert in der diskontierten Betrachtung länger negativ. Der NPV erreicht nach rund 13,7 Jahren den Break-even-Punkt. Ab diesem Zeitpunkt übersteigen die abgezinsten Nettoerträge die anfängliche Nettoinvestition von 147’575.10 CHF.

Nach Ablauf des Betrachtungszeitraums von 30 Jahren beträgt der kumulierte Kapitalwert rund 97’117 CHF. Der positive Kapitalwert bedeutet, dass die Photovoltaikanlage unter den getroffenen Planungsannahmen nicht nur die ursprüngliche Investition zurückverdient, sondern zusätzlich die geforderte Kapitalverzinsung von 3,75 % erwirtschaftet.
Die Kapitalwertbetrachtung bestätigt damit die langfristige Wirtschaftlichkeit der ausgewählten Variante. Gegenüber der einfachen Cashflow-Betrachtung stellt sie eine strengere Beurteilung dar, da der Zeitwert des Geldes berücksichtigt wird.

[29] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur sowie die Formeln zur Berechnung der Abzinsungsfaktoren, Barwerte und des kumulierten Kapitalwerts wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Planungsannahmen, Eingangsdaten und Berechnungsergebnisse wurden durch den Verfasser festgelegt und fachlich geprüft.

8.4.8 Sensitivitätsanalyse

Zur Beurteilung der Robustheit der Wirtschaftlichkeitsberechnung wird ergänzend eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei wird jeweils ein zentraler Parameter um 10 % gegenüber dem Basisszenario verändert, während alle übrigen Annahmen unverändert bleiben. Untersucht werden Jahresproduktion, vZEV-Verrechnungspreis, Investitionskosten, Betriebs- und Unterhaltskosten sowie die Eigenverbrauchsquote.

Tabelle 25: Sensitivitätsanalyse

8.4.8 Sensitivitätsanalyse – Variante 1

Auswirkung einzelner Parameteränderungen auf den Kapitalwert (NPV) über 30 Jahre

Basisszenario / Planungsannahmen

Parameter	Wert	Einheit	Herkunft / Hinweis
Jahresproduktion Jahr 1	123'500	kWh/a	Kapitel 7.1.5
Eigenverbrauchsquote	63.4%	%	Viertelstundenanalyse, Kapitel 7.1.6.6
vZEV-Verrechnungspreis	0.200	CHF/kWh	Vorgabe TBS Strom AG
Rückliefervergütung	0.040	CHF/kWh	Planungsannahme
HKN-Vergütung	0.010	CHF/kWh	Planungsannahme
Betriebs-/Unterhaltskosten	3.0%	CHF/kWh	Kapitel 8.4.2
Produktionsdegradation	0.3%	%/a	Planungsannahme
Kalkulationszinssatz	0.038	%/a	Kapitel 8.4.5
Bruttoinvestition	185'250.00	CHF	123,5 kWp × 1'500 CHF/kWp
Pronovo-Förderung	37'674.90	CHF	Kapitel 7.1.8
Investition nach Förderung	**147'575.10**	CHF	Bruttoinvestition − Förderung

Sensitivitätsfälle

Parameter	Negatives Szenario	NPV negativ (CHF)	Basisszenario	NPV Basis (CHF)	Positives Szenario	NPV positiv (CHF)	Beurteilung (Einfluss)
Jahresproduktion	−10 %	72'648	123'500 kWh/a	97'117	+10 %	121'587	stark
vZEV-Verrechnungspreis	18 Rp./kWh	70'161	20 Rp./kWh	97'117	22 Rp./kWh	124'074	sehr stark
Investitionskosten	+10 %	78'592	185'250 CHF	97'117	−10 %	115'642	mittel
Betriebs-/Unterhaltskosten	+10 %	90'740	3,0 Rp./kWh	97'117	−10 %	103'495	gering
Eigenverbrauchsquote	57,1 %	76'900	63,4 %	97'117	69,7 %	117'335	stark

Kernaussage

Die Sensitivitätsanalyse verändert jeweils nur einen Parameter gegenüber dem Basisszenario. Alle übrigen Annahmen bleiben unverändert. Der Kapitalwert bleibt in allen untersuchten negativen Einzelszenarien positiv. Den stärksten Einfluss hat der vZEV-Verrechnungspreis. Ebenfalls wesentlich sind die Jahresproduktion und die Eigenverbrauchsquote. Die Betriebs- und Unterhaltskosten wirken sich innerhalb der untersuchten Bandbreite weniger stark aus.

Quelle: Eigene Berechnung[30]

Die Berechnung zeigt, dass der Kapitalwert auch bei den untersuchten negativen Abweichungen positiv bleibt. Den stärksten Einfluss weist der interne vZEV-Verrechnungspreis auf. Eine Reduktion von 20 auf 18 Rp./kWh vermindert den Kapitalwert von rund 97’117 CHF auf rund 70’161 CHF. Auch eine um 10 % tiefere Jahresproduktion oder Eigenverbrauchsquote reduziert den Kapitalwert deutlich. Veränderungen der Betriebs- und Unterhaltskosten wirken sich demgegenüber weniger stark aus.

Die Empfehlung für Variante 1 erweist sich damit innerhalb der untersuchten Bandbreiten als wirtschaftlich robust. Gleichzeitig zeigt die Analyse, dass insbesondere der später tatsächlich festgelegte vZEV-

[30] **KI-Hinweis:** Die Tabellenstruktur sowie die Formeln zur Berechnung der Sensitivitätsszenarien und Kapitalwerte wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die untersuchten Parameter, Planungsannahmen und die fachliche Beurteilung der Ergebnisse wurden durch den Verfasser festgelegt und geprüft.

Verrechnungspreis, die reale Jahresproduktion und der erreichte Eigenverbrauch für die langfristige Rentabilität entscheidend sind.[31]

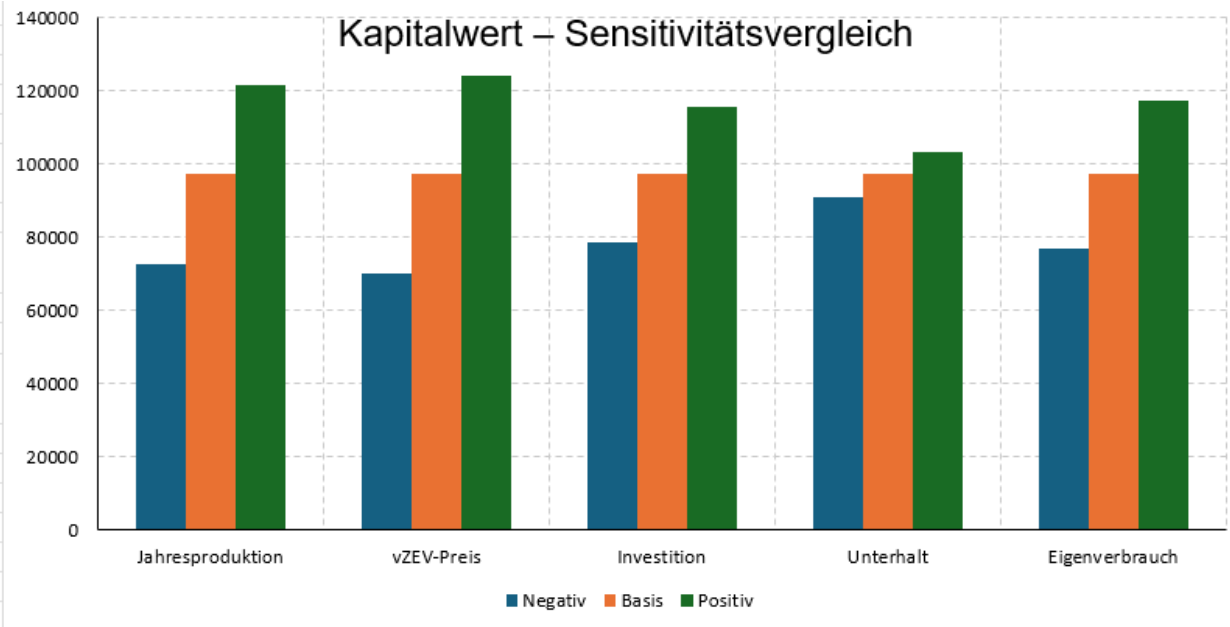


Diagramm 1: Sensitivitätsvergleich des Kapitalwerts der Variante 1

Das Diagramm verdeutlicht die Auswirkungen der untersuchten Parameter auf den Kapitalwert. Die orangefarbenen Balken zeigen das Basisszenario mit einem Kapitalwert von rund 97'117 CHF. Die blauen Balken stellen jeweils das negative und die grünen Balken das positive Szenario dar.

Die grösste Schwankungsbreite zeigt der vZEV-Verrechnungspreis. Bei einer Reduktion von 20 auf 18 Rp./kWh sinkt der Kapitalwert auf rund 70'161 CHF, während eine Erhöhung auf 22 Rp./kWh zu einem Kapitalwert von rund 124'074 CHF führt. Ebenfalls deutlich wirken sich Veränderungen der Jahresproduktion und der Eigenverbrauchsquote aus. Den geringsten Einfluss innerhalb der untersuchten Bandbreite haben die Betriebs- und Unterhaltskosten.

Auffällig ist, dass der Kapitalwert in sämtlichen untersuchten negativen Szenarien positiv bleibt. Die Wirtschaftlichkeit der ausgewählten Variante 1 ist damit nicht von einer einzelnen optimistischen Annahme abhängig, sondern bleibt auch bei ungünstigeren Einzelentwicklungen gegeben.

[31] **KI-Hinweis:** Die Datengrundlage und die grafische Aufbereitung des Sensitivitätsdiagramms wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die untersuchten Parameter, Planungsannahmen und die fachliche Interpretation der Ergebnisse wurden durch den Verfasser festgelegt und geprüft

Tabelle 26: 30-Jahres-NPV-Berechnung des Basisszenarios und der Sensitivitätsszenarien

30-Jahres-NPV – Basisszenario und Sensitivitätsfälle										
Basis	Produktion −10%	Produktion +10%	Tarif −10%	Tarif +10%	Investition +10%	Investition −10%	Unterhalt +10%	Unterhalt −10%	Eigenverbrauch −10%	Eigenverbrauch +10%	Jahr
(147'575.10)	(147'575.10)	(147'575.10)	(147'575.10)	(147'575.10)	(166'100.10)	(129'050.10)	(147'575.10)	(147'575.10)	(147'575.10)	(147'575.10)	0
13'701.06	12'330.95	15'071.17	12'191.68	15'210.44	13'701.06	13'701.06	13'343.95	14'058.17	12'569.03	14'833.09	1
13'166.22	11'849.60	14'482.85	11'715.77	14'616.68	13'166.22	13'166.22	12'823.06	13'509.39	12'078.38	14'254.07	2
12'652.27	11'387.04	13'917.49	11'258.43	14'046.10	12'652.27	12'652.27	12'322.49	12'982.04	11'606.89	13'697.64	3
12'158.37	10'942.53	13'374.21	10'818.94	13'497.80	12'158.37	12'158.37	11'841.47	12'475.27	11'153.80	13'162.94	4
11'683.75	10'515.38	12'852.13	10'396.61	12'970.90	11'683.75	11'683.75	11'379.22	11'988.28	10'718.40	12'649.11	5
11'227.66	10'104.90	12'350.43	9'990.77	12'464.56	11'227.66	11'227.66	10'935.02	11'520.31	10'299.99	12'155.34	6
10'789.38	9'710.44	11'868.32	9'600.77	11'977.99	10'789.38	10'789.38	10'508.16	11'070.60	9'897.92	11'680.84	7
10'368.20	9'331.38	11'405.02	9'225.99	11'510.42	10'368.20	10'368.20	10'097.96	10'638.44	9'511.54	11'224.86	8
9'963.47	8'967.12	10'959.82	8'865.84	11'061.10	9'963.47	9'963.47	9'703.78	10'223.16	9'140.25	10'786.69	9
9'574.53	8'617.08	10'531.99	8'519.75	10'629.31	9'574.53	9'574.53	9'324.98	9'824.09	8'783.45	10'365.62	10
9'200.78	8'280.70	10'120.86	8'187.18	10'214.39	9'200.78	9'200.78	8'960.97	9'440.59	8'440.58	9'960.98	11
8'841.62	7'957.46	9'725.78	7'867.58	9'815.66	8'841.62	8'841.62	8'611.17	9'072.07	8'111.09	9'572.15	12
8'496.48	7'646.83	9'346.12	7'560.46	9'432.49	8'496.48	8'496.48	8'275.02	8'717.93	7'794.46	9'198.49	13
8'164.81	7'348.33	8'981.29	7'265.33	9'064.28	8'164.81	8'164.81	7'952.00	8'377.62	7'490.20	8'839.41	14
7'846.08	7'061.48	8'630.69	6'981.72	8'710.45	7'846.08	7'846.08	7'641.58	8'050.59	7'197.81	8'494.36	15
7'539.80	6'785.82	8'293.78	6'709.18	8'370.43	7'539.80	7'539.80	7'343.28	7'736.32	6'916.84	8'162.77	16
7'245.48	6'520.93	7'970.03	6'447.28	8'043.68	7'245.48	7'245.48	7'056.63	7'434.33	6'646.83	7'844.13	17
6'962.64	6'266.38	7'658.91	6'195.60	7'729.68	6'962.64	6'962.64	6'781.17	7'144.12	6'387.36	7'537.92	18
6'690.85	6'021.76	7'359.93	5'953.75	7'427.95	6'690.85	6'690.85	6'516.46	6'865.24	6'138.02	7'243.67	19
6'429.66	5'786.70	7'072.63	5'721.34	7'137.99	6'429.66	6'429.66	6'262.08	6'597.25	5'898.42	6'960.91	20
6'178.67	5'560.81	6'796.54	5'498.00	6'859.35	6'178.67	6'178.67	6'017.63	6'339.72	5'668.17	6'689.18	21
5'937.48	5'343.73	6'531.23	5'283.38	6'591.58	5'937.48	5'937.48	5'782.73	6'092.24	5'446.90	6'428.06	22
5'705.71	5'135.13	6'276.28	5'077.14	6'334.27	5'705.71	5'705.71	5'556.99	5'854.42	5'234.28	6'177.13	23
5'482.98	4'934.68	6'031.27	4'878.94	6'087.01	5'482.98	5'482.98	5'340.07	5'625.89	5'029.95	5'936.00	24
5'268.94	4'742.05	5'795.84	4'688.49	5'849.40	5'268.94	5'268.94	5'131.61	5'406.27	4'833.60	5'704.28	25
5'063.26	4'556.94	5'569.59	4'505.47	5'621.06	5'063.26	5'063.26	4'931.29	5'195.23	4'644.92	5'481.61	26
4'865.61	4'379.05	5'352.17	4'329.59	5'401.63	4'865.61	4'865.61	4'738.79	4'992.43	4'463.60	5'267.63	27
4'675.68	4'208.11	5'143.25	4'160.58	5'190.77	4'675.68	4'675.68	4'553.81	4'797.55	4'289.36	5'062.00	28
4'493.16	4'043.84	4'942.47	3'998.17	4'988.15	4'493.16	4'493.16	4'376.05	4'610.27	4'121.92	4'864.40	29
4'317.76	3'885.99	4'749.54	3'842.10	4'793.43	4'317.76	4'317.76	4'205.22	4'430.30	3'961.01	4'674.51	30
97'117.27	**72'648.04**	**121'586.51**	**70'160.72**	**124'073.83**	**78'592.27**	**115'642.27**	**90'739.54**	**103'495.01**	**76'899.86**	**117'334.69**	NPV

Die detaillierte Berechnung bestätigt die zusammengefassten Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse. Auch in den untersuchten negativen Szenarien bleibt der Kapitalwert nach 30 Jahren positiv. Der tiefste Kapitalwert ergibt sich beim reduzierten vZEV-Verrechnungspreis mit rund 70’161 CHF.[32]

[32] **KI-Hinweis:** Tabellenstruktur und Formeln wurden mit Hilfe von ChatGPT erstellt. Die Annahmen, Parameter und Ergebnisse wurden durch den Verfasser festgelegt und geprüft.

8.4.9 Wirtschaftliche Gesamtbeurteilung

Abschliessend werden die Ergebnisse der Cashflow- und Kapitalwertbetrachtung gemeinsam dargestellt. Dadurch kann die wirtschaftliche Entwicklung der ausgewählten Variante über den gesamten Betrachtungszeitraum von 30 Jahren nachvollzogen werden. Während der kumulierte Cashflow die nominale Kapitalentwicklung ohne Verzinsung zeigt, berücksichtigt der kumulierte Kapitalwert (NPV) zusätzlich den Kalkulationszinssatz von 3,75 %.

Tabelle 24 zeigt die vollständige wirtschaftliche Entwicklung der Photovoltaikanlage über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren. Dargestellt werden unter anderem die jährliche Energieproduktion, die Erlöse aus dem innerhalb des vZEV genutzten Solarstrom, die Rückliefervergütung, die HKN-Vergütung, die Betriebs- und Unterhaltskosten sowie die daraus resultierenden Netto-Cashflows. Zusätzlich werden die Barwerte der jährlichen Cashflows unter Berücksichtigung des Kalkulationszinssatzes von 3,75 % ausgewiesen.

Tabelle 27: Wirtschaftliche Entwicklung der PV-Anlage über 30 Jahre

30-Jahres-Cashflow und Kapitalwert – Variante 1 (Dach-PV 123,5 kWp)

3,75 % Kalkulationszinssatz | 0,3 % Produktionsdegradation | 123'500 kWh im 1. Jahr | konstante Energiepreise

Jahr	Produktion [kWh]	Eigenverbrauch [kWh]	Netzeinspeisung [kWh]	Erlös vZEV [CHF]	Rücklieferung [CHF]	HKN [CHF]	Gesamterlös [CHF]	Unterhalt [CHF]	Netto-Cashflow [CHF]	Abzinsungs faktor	Barwert Cashflow [CHF]	Kum. Cashflow [CHF]	Kum. NPV [CHF]
0									(147'575.10)	1.0000	(147'575.10)	(147'575.10)	(147'575.10)
1	123'500	78'299	45'201	15'659.80	1'808.04	452.01	17'919.85	3'705.00	14'214.85	0.9639	13'701.06	(133'360.25)	(133'874.04)
2	123'130	78'064	45'065	15'612.82	1'802.62	450.65	17'866.09	3'693.89	14'172.21	0.9290	13'166.22	(119'188.04)	(120'707.82)
3	122'760	77'830	44'930	15'565.98	1'797.21	449.30	17'812.49	3'682.80	14'129.69	0.8954	12'652.27	(105'058.36)	(108'055.55)
4	122'392	77'596	44'795	15'519.28	1'791.82	447.95	17'759.05	3'671.75	14'087.30	0.8631	12'158.37	(90'971.06)	(95'897.18)
5	122'025	77'364	44'661	15'472.73	1'786.44	446.61	17'705.78	3'660.74	14'045.04	0.8319	11'683.75	(76'926.02)	(84'213.43)
6	121'659	77'132	44'527	15'426.31	1'781.08	445.27	17'652.66	3'649.76	14'002.90	0.8018	11'227.66	(62'923.12)	(72'985.76)
7	121'294	76'900	44'393	15'380.03	1'775.74	443.93	17'599.70	3'638.81	13'960.89	0.7728	10'789.38	(48'962.22)	(62'196.38)
8	120'930	76'669	44'260	15'333.89	1'770.41	442.60	17'546.90	3'627.89	13'919.01	0.7449	10'368.20	(35'043.21)	(51'828.18)
9	120'567	76'439	44'127	15'287.89	1'765.10	441.27	17'494.26	3'617.01	13'877.25	0.7180	9'963.47	(21'165.96)	(41'864.71)
10	120'205	76'210	43'995	15'242.02	1'759.80	439.95	17'441.78	3'606.16	13'835.62	0.6920	9'574.53	(7'330.33)	(32'290.18)
11	119'845	75'981	43'863	15'196.30	1'754.53	438.63	17'389.45	3'595.34	13'794.12	0.6670	9'200.78	6'463.78	(23'089.39)
12	119'485	75'754	43'732	15'150.71	1'749.26	437.32	17'337.29	3'584.55	13'752.73	0.6429	8'841.62	20'216.52	(14'247.78)
13	119'127	75'526	43'600	15'105.26	1'744.01	436.00	17'285.27	3'573.80	13'711.48	0.6197	8'496.48	33'927.99	(5'751.30)
14	118'769	75'300	43'470	15'059.94	1'738.78	434.70	17'233.42	3'563.08	13'670.34	0.5973	8'164.81	47'598.33	2'413.51
15	118'413	75'074	43'339	15'014.76	1'733.57	433.39	17'181.72	3'552.39	13'629.33	0.5757	7'846.08	61'227.66	10'259.59
16	118'058	74'849	43'209	14'969.72	1'728.36	432.09	17'130.17	3'541.73	13'588.44	0.5549	7'539.80	74'816.10	17'799.39
17	117'704	74'624	43'079	14'924.81	1'723.18	430.79	17'078.78	3'531.11	13'547.68	0.5348	7'245.48	88'363.78	25'044.87
18	117'350	74'400	42'950	14'880.03	1'718.01	429.50	17'027.55	3'520.51	13'507.03	0.5155	6'962.64	101'870.81	32'007.51
19	116'998	74'177	42'821	14'835.39	1'712.86	428.21	16'976.46	3'509.95	13'466.51	0.4969	6'690.85	115'337.33	38'698.36
20	116'647	73'954	42'693	14'790.89	1'707.72	426.93	16'925.53	3'499.42	13'426.11	0.4789	6'429.66	128'763.44	45'128.02
21	116'297	73'733	42'565	14'746.51	1'702.59	425.65	16'874.76	3'488.92	13'385.83	0.4616	6'178.67	142'149.27	51'306.69
22	115'949	73'511	42'437	14'702.27	1'697.49	424.37	16'824.13	3'478.46	13'345.68	0.4449	5'937.48	155'494.95	57'244.18
23	115'601	73'291	42'310	14'658.17	1'692.39	423.10	16'773.66	3'468.02	13'305.64	0.4288	5'705.71	168'800.59	62'949.88
24	115'254	73'071	42'183	14'614.19	1'687.32	421.83	16'723.34	3'457.62	13'265.72	0.4133	5'482.98	182'066.31	68'432.86
25	114'908	72'852	42'056	14'570.35	1'682.26	420.56	16'673.17	3'447.24	13'225.93	0.3984	5'268.94	195'292.24	73'701.80
26	114'563	72'633	41'930	14'526.64	1'677.21	419.30	16'623.15	3'436.90	13'186.25	0.3840	5'063.26	208'478.49	78'765.06
27	114'220	72'415	41'804	14'483.06	1'672.18	418.04	16'573.28	3'426.59	13'146.69	0.3701	4'865.61	221'625.18	83'630.68
28	113'877	72'198	41'679	14'439.61	1'667.16	416.79	16'523.56	3'416.31	13'107.25	0.3567	4'675.68	234'732.42	88'306.35
29	113'535	71'981	41'554	14'396.29	1'662.16	415.54	16'473.99	3'406.06	13'067.93	0.3438	4'493.16	247'800.35	92'799.51
30	113'195	71'766	41'429	14'353.10	1'657.17	414.29	16'424.57	3'395.84	13'028.72	0.3314	4'317.76	260'829.08	97'117.27

Quelle: Eigene Berechnung[33]

[33] **KI-Hinweis:** Tabellenstruktur und Berechnungsformeln wurden mit Unterstützung von erstellt. Die Annahmen und Ergebnisse werden durch den Verfasser erstellt und geprüft.

Die tabellarische Betrachtung zeigt, dass die jährliche Energieproduktion aufgrund der angenommenen Degradation von 0,3 % kontinuierlich leicht abnimmt. Entsprechend reduzieren sich auch die jährlichen Erlöse und Netto-Cashflows über die Betriebsdauer.

Trotz dieser Abnahme entwickelt sich die Investition über den Betrachtungszeitraum deutlich positiv. Der kumulierte Cashflow erreicht nach rund 10,5 Jahren den Break-even-Punkt. Unter Berücksichtigung der Verzinsung von 3,75 % erfolgt die wirtschaftliche Amortisation auf Basis des NPV erst nach rund 13,7 Jahren.
Nach 30 Betriebsjahren beträgt der nominale kumulierte Cashflow rund 260’829 CHF. Der kumulierte Kapitalwert liegt unter Berücksichtigung der Abzinsung bei rund 97’117 CHF. Beide Kennzahlen weisen am Ende der Betrachtungsdauer einen positiven Wert auf.

8.4.9.1 Break-even-Diagramm

Zur besseren Veranschaulichung der Ergebnisse werden die beiden Kapitalentwicklungen zusätzlich grafisch dargestellt. Das Break-even-Diagramm zeigt den kumulierten Cashflow sowie den kumulierten Kapitalwert über die gesamte Betrachtungsdauer. Die Nulllinie kennzeichnet den Zeitpunkt, an dem die anfängliche Nettoinvestition vollständig durch die erwirtschafteten Erträge kompensiert wurde.

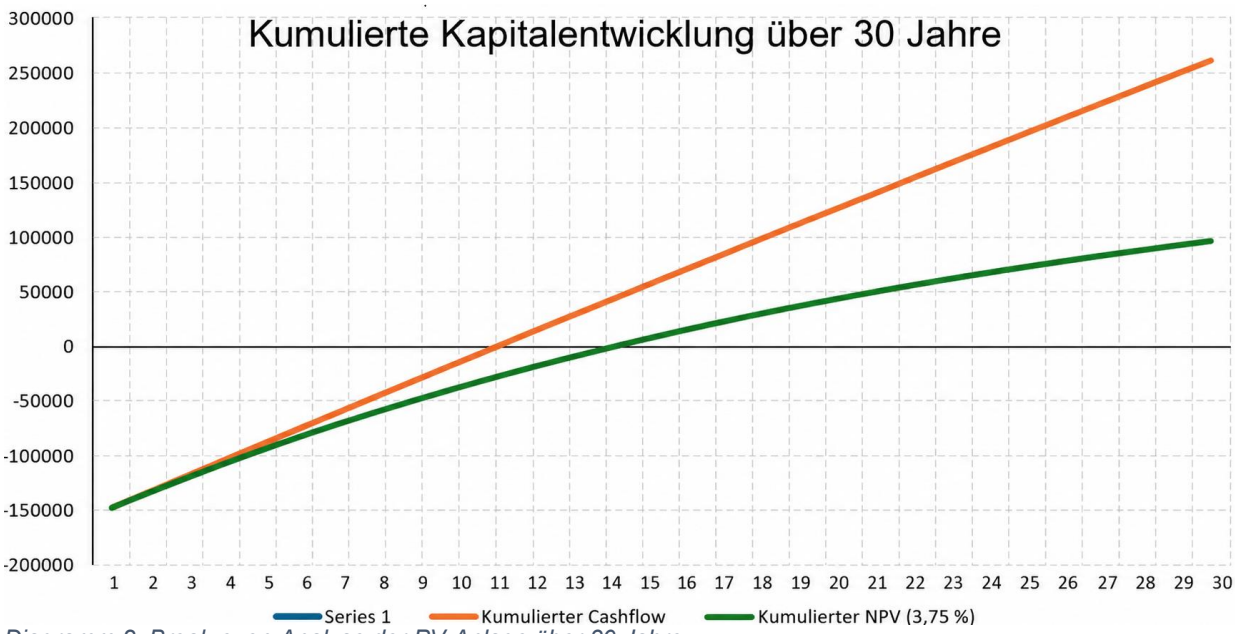


Diagramm 2: Break-even-Analyse der PV-Anlage über 30 Jahre

Quelle: Eigene Berechnung[34]

Die grafische Darstellung verdeutlicht den Unterschied zwischen der einfachen und der diskontierten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Der kumulierte Cashflow überschreitet die Nulllinie bereits nach rund 10,5 Jahren. Die NPV-Kurve steigt aufgrund der Abzinsung der zukünftigen Cashflows langsamer an und erreicht den Break-even erst nach rund 13,7 Jahren.

Der Abstand zwischen den beiden Kurven nimmt mit zunehmender Betriebsdauer zu. Dies ist darauf zurückzuführen, dass weit in der Zukunft liegende Erträge bei der Kapitalwertmethode einen zunehmend geringeren heutigen Wert besitzen. Die NPV-Betrachtung stellt deshalb die konservativere und für einen langfristigen Investitionsentscheid aussagekräftigere Beurteilung dar.

[34] **KI-Hinweis:** Berechnungsgrundlage und Diagrammaufbereitung wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Annahmen und Ergebnisse wurden durch den Verfasser festgelegt und geprüft.

8.4.9.2 Wirtschaftliches Fazit

Unter den getroffenen Planungsannahmen kann die ausgewählte Variante insgesamt als wirtschaftlich beurteilt werden. Trotz der konservativen Investitionskosten von 1’500 CHF/kWp, der Berücksichtigung von Betriebs- und Unterhaltskosten von 3 Rp./kWh, einer jährlichen Produktionsdegradation von 0,3 % sowie eines Kalkulationszinssatzes von 3,75 % wird innerhalb der angenommenen Betriebsdauer von 30 Jahren ein deutlich positiver Kapitalwert erzielt.

Aus wirtschaftlicher Sicht spricht das Ergebnis somit dafür, dass die TBS Strom AG die Photovoltaikanlage finanziert, als Eigentümerin übernimmt und über die vorgesehene Betriebsdauer betreibt. Die tatsächliche Rentabilität bleibt jedoch von der zukünftigen Entwicklung der Strompreise, Rückliefervergütungen, Investitionskosten und des real erreichten Eigenverbrauchs abhängig.



Abbildung 17: Visualisierung des wirtschaftlichen Fazits der Variante 1

Die Darstellung dient der Visualisierung und stellt keine technische Ausführungsplanung dar [35]

[35] **KI-Hinweis** KI-generierte Darstellung mit ChatGPT (OpenAI) nach Vorgaben des Verfassers.

9 Projektabschluss

Im Projektabschluss wird der Verlauf der Diplomarbeit rückblickend beurteilt. Dabei werden die ursprüngliche Projektplanung mit dem tatsächlichen Projektverlauf verglichen, die Erreichung der definierten Ziele überprüft und die während der Bearbeitung gewonnenen Erkenntnisse reflektiert. Abschliessend werden die wichtigsten Lessons learnt sowie mögliche weiterführende Schritte für die TBS Strom AG und die Gemeinde Suhr aufgezeigt.

9.1 Projektüberwachung

Der Projektverlauf orientierte sich grundsätzlich am zu Beginn erstellten Projektablaufplan. Die vorgesehenen Arbeitsschritte von der Analyse der Ausgangslage über die Variantenbildung und -evaluation bis zur vertieften Ausarbeitung der ausgewählten Variante konnten in der vorgesehenen Reihenfolge bearbeitet werden.

Während der Bearbeitung zeigte sich jedoch, dass einzelne Arbeitsschritte mehr Zeit beanspruchten als ursprünglich angenommen. Insbesondere die Auswertung der Lastgangdaten, die Prüfung der Voraussetzungen für den virtuellen Zusammenschluss zum Eigenverbrauch sowie die Wirtschaftlichkeitsberechnung erforderten eine vertiefte Bearbeitung. Mehrere Berechnungsgrundlagen mussten im Projektverlauf überprüft und teilweise angepasst werden.

Eine wesentliche Abweichung gegenüber der ursprünglichen Planung ergab sich bei der Ermittlung der Investitionskosten. Trotz mehrerer Anfragen konnte keine verbindliche Offerte eines ausführenden Photovoltaikunternehmens eingeholt werden. Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung musste deshalb auf publizierte Referenzwerte des Bundes zurückgegriffen werden. Dadurch konnte die Berechnung dennoch nachvollziehbar und auf einer dokumentierten Grundlage durchgeführt werden.

Auch die zunächst verwendeten Annahmen zur Photovoltaikproduktion wurden im Verlauf der Arbeit kritisch hinterfragt. Die ursprünglich über eine benachbarte Referenzanlage hochgerechneten Ertragswerte erwiesen sich für die vorliegende Planung als zu hoch. Für die abschliessende Berechnung wurden deshalb konservativere Referenzwerte des Bundes verwendet. Die betroffenen Tabellen, Variantenvergleiche und Wirtschaftlichkeitsberechnungen mussten entsprechend angepasst werden. Der zusätzliche Aufwand führte jedoch zu einer realistischeren und besser begründeten Entscheidungsgrundlage.

Zeiteinsparungen konnten insbesondere dadurch erzielt werden, dass vorhandene Viertelstundenmessdaten der TBS Strom AG direkt ausgewertet und bestehende Netz- und Messunterlagen verwendet werden konnten. Dadurch mussten keine zusätzlichen Messungen im Schulareal durchgeführt werden. Auch die bereits vorhandenen Planunterlagen des Neubaus ermöglichten eine frühzeitige Beurteilung der verfügbaren Photovoltaikflächen.

Für zukünftige Projekte sollte bereits zu Beginn geklärt werden, welche externen Unternehmen bereit sind, Planungs- oder Richtofferten zur Verfügung zu stellen. Zudem sollten zentrale Berechnungsannahmen wie spezifischer Photovoltaikertrag, Investitionskosten und Betriebskosten möglichst früh mit mehreren unabhängigen Quellen plausibilisiert werden. Dadurch können spätere Anpassungen und der damit verbundene Mehraufwand reduziert werden.

Insgesamt konnte das Projekt trotz der genannten Abweichungen strukturiert weitergeführt werden. Die notwendigen Anpassungen betrafen hauptsächlich die Qualität und Plausibilisierung der Berechnungsgrundlagen und führten nicht zu einer grundlegenden Änderung des Projektziels oder des gewählten Vorgehens.

9.2 Evaluation der Zielerreichung

Zur Beurteilung der Zielerreichung werden die zu Projektbeginn definierten Endergebnisse den entsprechenden Erfolgskriterien gegenübergestellt. Dabei wird geprüft, in welchem Umfang die geforderten Ergebnisse im Rahmen der Diplomarbeit erreicht wurden. Abweichungen und Einschränkungen werden ebenfalls berücksichtigt.

Tabelle 28: Evaluation der Zielerreichung

9.2 Evaluation der Zielerreichung

Vergleich der definierten Endergebnisse mit den Erfolgskriterien der Diplomarbeit

Nr.	Erfolgskriterium gemäss Pflichtenheft	Nachweis / erreichtes Ergebnis in der Diplomarbeit	Erfüllungsgrad
1	Die drei Varianten sind technisch eindeutig beschrieben und klar voneinander abgegrenzt.	Die Varianten Dach-PV, Dach- und Fassaden-PV sowie Dach-/Fassaden-PV mit Batteriespeicher werden in Kapitel 7.4 technisch beschrieben und voneinander abgegrenzt.	Erreicht
2	Die installierte Leistung, die Modulanzahl sowie die genutzten Dach- und Fassadenflächen sind für jede Variante vollständig ausgewiesen.	Die installierten Leistungen sowie die vorgesehenen Dach- und Fassadenflächen werden in der Analyse und Variantenbildung dargestellt und den Varianten eindeutig zugeordnet.	Erreicht
3	Der jährliche Energieertrag ist für jede Variante anhand nachvollziehbarer Planungsdaten berechnet.	Für die Dachanlage werden 123,5 MWh/a und für die Fassadenanlage 17,6 MWh/a angesetzt. Daraus ergeben sich 123,5 MWh/a für Variante 1 und 141,1 MWh/a für Varianten 2 und 3.	Erreicht
4	Dach- und Fassadenanlage werden aufgrund ihrer unterschiedlichen Ausrichtung und Ertragscharakteristik getrennt betrachtet.	Dach- und Fassadenanlage werden in Kapitel 7.1.5 separat berechnet und anschliessend für die Varianten zusammengeführt.	Erreicht
5	Für die Speichervariante wird eine technisch und wirtschaftlich geeignete Speicherkapazität bestimmt.	Für Variante 3 wurde ein Speicher von 100 kWh als Grobannahme untersucht. Die wirtschaftliche Abschätzung erfolgt mit 200 Vollzyklen, 60'000 CHF Investition und rund 20 Jahren statischer Amortisation. Eine detaillierte Dimensionierung anhand vollständiger Jahresprofile wurde nicht durchgeführt.	Erreicht mit Einschränkung
6	Die Ergebnisse zeigen eindeutig, ob das Projekt die wirtschaftlichen und strategischen Anforderungen der TBS Strom AG erfüllt.	Die Varianten wurden mittels Präferenzmatrix, Nutzwert- und Sensitivitätsanalyse bewertet. Variante 1 wurde ausgewählt und anschliessend wirtschaftlich vertieft. Daraus wurde eine Empfehlung für Finanzierung, Eigentum und Betrieb durch die TBS Strom AG abgeleitet.	Erreicht
7	Die Diplomarbeit wird vollständig erstellt und erfüllt die TEKO-Richtlinien.	Die geforderten Projektphasen, Methoden, Variantenevaluation, Ausarbeitung und der Projektabschluss wurden gemäss Dokumentationsstruktur bearbeitet.	Erreicht
8	Eine vollständige Netztopologie der in den ZEV einbeziehbaren Gebäude liegt vor.	Die Versorgung der untersuchten Gebäude über TS 20 und TS 41 wurde analysiert und der mögliche Teilnehmerkreis eingegrenzt.	Erreicht

Gesamtbewertung der Zielerreichung		
Vollständig erreicht	7	Die ursprünglichen Erfolgskriterien wurden insgesamt weitgehend erreicht. Einschränkungen bestehen bei der detaillierten Speicherdimensionierung.
Erreicht mit Einschränkung	1	
Nicht erreicht	0	

Quelle: Eigene Darstellung[36]

Die definierten Projektziele konnten insgesamt weitgehend erreicht werden. Die technischen und energetischen Untersuchungen wurden vollständig durchgeführt. Bei der wirtschaftlichen Bewertung besteht insofern eine Einschränkung, als die vollständige dynamische Wirtschaftlichkeitsberechnung über 30 Jahre nur für die ausgewählte Variante 1 durchgeführt wurde. Für die übrigen Varianten erfolgte die wirtschaftliche Beurteilung im Rahmen des Variantenvergleichs auf Grundlage der jeweiligen Investitions- und Planungsannahmen.

Eine Einschränkung besteht bei der detaillierten Dimensionierung des Batteriespeichers. Für Variante 3 wurde im Rahmen der Diplomarbeit eine Speichergrösse von 100 kWh als Grobannahme untersucht. Eine definitive Speicherdimensionierung anhand vollständiger Produktions- und Verbrauchsprofile ist nicht Bestandteil dieser Arbeit.

[36] **KI-Hinweis:** Tabellenstruktur und textliche Aufbereitung wurden mit Unterstützung von ChatGPT (OpenAI) erstellt. Die Zielerreichung und fachliche Bewertung wurden durch den Verfasser festgelegt und geprüft.

Trotz dieser Einschränkung wurde das übergeordnete Projektziel erreicht. Der TBS Strom AG liegt eine technisch und wirtschaftlich begründete Entscheidungsgrundlage für die mögliche Finanzierung, Eigentümerschaft und den Betrieb der Photovoltaikanlage auf dem Neubau Schulhaus Dorf vor.

9.3 Reflexion Weg zum Ziel

Die Bearbeitung der Diplomarbeit zeigte, dass eine frühzeitige Strukturierung des Projekts einen wesentlichen Beitrag zur Zielerreichung leistete. Durch die Aufteilung in Analyse, Variantenbildung, Evaluation und vertiefte Ausarbeitung konnte die umfangreiche Aufgabenstellung schrittweise bearbeitet werden. Besonders hilfreich war, dass bei der TBS Strom AG bereits verschiedene technische Unterlagen, Netzpläne und Viertelstundenmessdaten vorhanden waren. Dadurch konnten viele Fragestellungen auf realen Betriebsdaten und nicht ausschliesslich auf theoretischen Annahmen aufgebaut werden.

Förderlich war ebenfalls der direkte Bezug der Arbeit zur praktischen Tätigkeit bei der TBS Strom AG. Die vorhandenen Kenntnisse über das Verteilnetz, die Messkonzepte und die betrieblichen Abläufe erleichterten insbesondere die Beurteilung des geplanten vZEV. Gleichzeitig musste darauf geachtet werden, vorhandenes Praxiswissen nicht ungeprüft zu übernehmen, sondern die verwendeten Annahmen nachvollziehbar zu dokumentieren und mit geeigneten Quellen zu plausibilisieren.

Hinderlich war insbesondere die teilweise schwierige Beschaffung externer Daten. Trotz mehrerer Anfragen konnte keine verbindliche Offerte für die geplante Photovoltaikanlage eingeholt werden. Dadurch musste für die Wirtschaftlichkeitsberechnung mit veröffentlichten Referenzwerten gearbeitet werden. Auch die zukünftige Entwicklung von Strompreisen, Rückliefervergütungen und Förderbedingungen konnte nicht abschliessend bestimmt werden, weshalb mehrere Planungsannahmen erforderlich waren.

Eine weitere Herausforderung bestand in der Bewertung der zukünftigen Photovoltaikproduktion. Die zunächst verwendete Hochrechnung anhand einer bestehenden Referenzanlage führte zu einem hohen Jahresertrag. Im weiteren Verlauf wurde diese Annahme kritisch überprüft und durch konservativere Referenzwerte des Bundes ersetzt. Dadurch mussten verschiedene bereits erstellte Tabellen und Berechnungen erneut angepasst werden. Der zusätzliche Aufwand verbesserte jedoch die Qualität und Nachvollziehbarkeit der Arbeit.

Die Zusammenarbeit mit den beteiligten internen Stellen verlief insgesamt konstruktiv. Besonders hilfreich waren die zur Verfügung gestellten Netz-, Mess- und Verbrauchsdaten sowie die Möglichkeit, technische Fragestellungen direkt mit den vorhandenen betrieblichen Informationen abzugleichen. Eine klare Formulierung der jeweils benötigten Informationen erwies sich dabei als wichtig, da dadurch Rückfragen reduziert und Daten gezielter beschafft werden konnten.

Rückblickend wäre es sinnvoll gewesen, einige zentrale Berechnungsgrundlagen bereits zu Beginn stärker zu verifizieren. Insbesondere Investitionskosten, spezifischer PV-Ertrag und Betriebs- und Unterhaltskosten hätten frühzeitig anhand mehrerer unabhängigen Quellen plausibilisiert werden können. Dadurch hätten spätere Anpassungen und Wiederholungen einzelner Berechnungsschritte reduziert werden können.

Insgesamt hat sich das schrittweise und strukturierte Vorgehen jedoch bewährt. Die während der Bearbeitung auftretenden Unsicherheiten führten nicht zu einer Änderung des übergeordneten Projektziels, sondern zu einer kritischeren Auseinandersetzung mit den verwendeten Daten und Annahmen. Dadurch konnte am Ende eine nachvollziehbare Entscheidungsgrundlage für die TBS Strom AG erstellt werden.

9.4 Lessons Learned

Die Diplomarbeit hat mir gezeigt, dass eine gute technische Lösung allein nicht ausreicht. Genauso wichtig ist, die verwendeten Daten und Annahmen sauber zu hinterfragen und nachvollziehbar zu begründen. Gerade bei den Ertrags- und Kostenannahmen hat sich gezeigt, dass erste Werte nicht einfach übernommen werden sollten, auch wenn sie auf den ersten Blick plausibel erscheinen.

Eine wichtige Erkenntnis war für mich, zentrale Berechnungsgrundlagen möglichst früh abzusichern. Bei der Photovoltaikproduktion und bei den Investitionskosten mussten im Verlauf der Arbeit bereits erstellte Berechnungen nochmals angepasst werden. Rückblickend hätte sich hier Zeit sparen lassen, wenn die Referenzwerte von Beginn weg mit mehreren Quellen verglichen worden wären.

Ebenfalls gelernt habe ich, wie wertvoll reale Betriebsdaten sind. Die vorhandenen Lastgangdaten der TBS Strom AG haben die Beurteilung des Eigenverbrauchspotenzials deutlich verbessert und ermöglicht, das Projekt näher an der späteren Realität zu untersuchen. Gleichzeitig wurde mir bewusst, dass auch gute Messdaten immer nur einen Teil der zukünftigen Situation abbilden können, wenn ein Gebäude noch nicht in Betrieb ist.

Bei der Zusammenarbeit mit internen und externen Stellen hat sich gezeigt, dass konkrete und gezielte Anfragen meist schneller zu brauchbaren Informationen führen. Gleichzeitig muss damit gerechnet werden, dass nicht alle benötigten Angaben verfügbar sind. Besonders die fehlende verbindliche PV-Offerte hat gezeigt, dass bei einer solchen Arbeit genügend Alternativen für die Datenbeschaffung vorgesehen werden sollten.

Auch das strukturierte Vorgehen über Analyse, Variantenbildung, Bewertung und anschliessende Vertiefung der ausgewählten Variante hat sich für mich bewährt. Dadurch blieb die Arbeit trotz der vielen technischen und wirtschaftlichen Themen übersichtlich und einzelne Entscheidungen konnten Schritt für Schritt nachvollzogen werden.

Für zukünftige Projekte nehme ich deshalb vor allem mit, frühzeitig die wichtigsten Annahmen zu prüfen, Unsicherheiten offen zu dokumentieren und nicht zu lange an einer einmal getroffenen Annahme festzuhalten. Wenn neue Erkenntnisse zeigen, dass eine Berechnung angepasst werden muss, ist es sinnvoller, diese konsequent zu korrigieren, als an einem bereits erstellten Ergebnis festzuhalten.

Insgesamt hat mir die Arbeit gezeigt, wie eng technische Planung, Wirtschaftlichkeit und Projektmanagement miteinander verbunden sind. Gerade diese Kombination war für mich eine der wichtigsten Erkenntnisse aus dem gesamten Projekt.

9.5 Ausblicke

Mit dem Abschluss dieser Diplomarbeit liegt eine Entscheidungsgrundlage für die weitere Behandlung der Photovoltaikanlage auf dem Neubau Schulhaus Dorf vor. Die Arbeit zeigt, dass die ausgewählte Dach-PV-Anlage technisch umsetzbar und unter den getroffenen Annahmen wirtschaftlich interessant ist. Der nächste Schritt wäre deshalb, auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse zu entscheiden, ob die TBS Strom AG die Anlage tatsächlich finanzieren, als Eigentümerin übernehmen und langfristig betreiben möchte.

Falls sich die TBS Strom AG für eine Umsetzung entscheidet, sollte als Nächstes eine konkrete Ausführungsplanung erfolgen. Dazu gehören insbesondere das Einholen verbindlicher Offerten, die definitive Auslegung der Photovoltaikanlage, die Prüfung der Dach- und Tragwerksplanung sowie die Abstimmung der elektrischen Schnittstellen mit dem Neubau. Erst mit diesen Angaben können die in dieser Arbeit verwendeten Investitions- und Ertragsannahmen durch objektspezifische Werte ersetzt werden.

Auch der geplante vZEV sollte in der nächsten Projektphase weiter konkretisiert werden. Neben dem definitiven Mess- und Abrechnungskonzept müssen die organisatorischen Zuständigkeiten, die vertraglichen Beziehungen zwischen den beteiligten Parteien sowie der interne Verrechnungspreis festgelegt werden. Sobald der Neubau in Betrieb ist, stehen zudem reale Verbrauchsdaten zur Verfügung. Dadurch kann das tatsächlich erreichbare Eigenverbrauchspotenzial wesentlich genauer beurteilt werden als mit den heute verwendeten Referenz- und Planungswerten.

Eine spätere Erweiterung der Anlage bleibt ebenfalls möglich. Insbesondere die Fassadenflächen können erneut geprüft werden, falls sich Investitionskosten, Förderbedingungen oder Strompreise verändern. Gleiches gilt für einen Batteriespeicher. Dieser wurde in der vorliegenden Arbeit als Variante untersucht, ist unter den heutigen Annahmen jedoch nicht die bevorzugte Lösung. Sinkende Speicherpreise oder neue Tarifmodelle könnten eine spätere Ergänzung wirtschaftlich interessanter machen.

Nach der Inbetriebnahme wäre es sinnvoll, die tatsächlichen Produktions-, Verbrauchs- und Wirtschaftlichkeitsdaten regelmässig mit den Annahmen dieser Arbeit zu vergleichen. Dadurch kann überprüft werden, wie gut die Prognosen mit dem realen Betrieb übereinstimmen und welche Erkenntnisse für zukünftige Photovoltaikprojekte der TBS Strom AG übernommen werden können.

Damit schliesst die Diplomarbeit nicht mit einem fertigen Bauprojekt ab, sondern mit einer fundierten Grundlage für den nächsten Entscheidungs- und Planungsschritt.

10 Eigenständigkeitserklärung

Die Die Verfasserinnen und Verfasser bestätigen mit ihrer Unterschrift, dass die vorliegende Arbeit selbstständig, ohne fremde Hilfe und ohne Benutzung anderer als die angegebenen Hilfsmittel erstellt wurde.

Dokumentation der Nutzung künstlicher Intelligenz

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wurde das KI-Werkzeug ChatGPT von OpenAI unterstützend eingesetzt. Die Nutzung beschränkte sich insbesondere auf folgende Bereiche:

- sprachliche Überprüfung von selbst verfassten Texten hinsichtlich Rechtschreibung, Grammatik und Formulierung,
- Unterstützung bei der Erstellung und Formatierung von leeren Tabellenstrukturen für die anschliessende Verwendung in der Diplomarbeit,
- Unterstützung bei der Erstellung und Überprüfung mathematischer Formeln und Excel-Formeln,
- Unterstützung bei der strukturierten Darstellung bereits erarbeiteter Berechnungen und Ergebnisse.

Die technischen Ausgangsdaten, Planungsannahmen, Bewertungen, Variantenentscheide sowie die fachlichen Schlussfolgerungen wurden durch den Verfasser festgelegt beziehungsweise überprüft. Von der KI vorgeschlagene Inhalte und Berechnungen wurden vor der Übernahme auf Plausibilität geprüft und bei Bedarf angepasst.

Die KI wurde damit als unterstützendes Hilfsmittel verwendet und nicht zur selbstständigen Erstellung der gesamten Diplomarbeit eingesetzt.

Die aus fremden Quellen (einschliesslich elektronischer Quellen) direkt oder indirekt übernommenen Inhalte sind als solche kenntlich gemacht.

Die Arbeit ist in gleicher oder ähnlicher Form noch nicht vorgelegt worden.

Unterschriften: Datum/Ort:



05.11.2026, Suhr

Fisnik Kadriu

11 Verzeichnisse

11.1 Abkürzungsverzeichnis

BFE	=	Bundesamt für Energie
HKN	=	Herkunftsnachweis
NPV	=	Net Present Value (Kapitalwert)
PV	=	Photovoltaik
PVA	=	Photovoltaikanlage
TBS	=	TBS Strom AG
TS	=	Trafostation
ZEV	=	Zusammenschluss zum Eigenverbrauch
vZEV	=	virtueller Zusammenschluss zum Eigenverbrauch
WACC	=	Weighted Average Cost of Capital (Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)
GIS	=	Geografisches Informationssystem
VK	=	Verteilkabine
EIV	=	Einmalvergütung

11.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lebenslauf Fisnik Kadriu 6
Abbildung 2: Projektstrukturplan 13
Abbildung 3: Projektablaufplan 14
Abbildung 4: Kommunikationsplanung 15
Abbildung 5: Risikoanalyse 16
Abbildung 6: Risikotabelle 17
Abbildung 7: Geplanter Netzanschluss des Neubaus Schulhaus Dorf 19
Abbildung 8: Geplante Photovoltaikflächen und zusätzliche Flächen für die Minergie-A-Variante 23
Abbildung 9: ZEV-Aufbau 26
Abbildung 10: Funktionsweise der 10% Regel 27
Abbildung 11: Unterschied ZEV, vZEV und LEG 28
Abbildung 12: Elektrische Zuordnung der Gebäude zu den Trafostationen TS 20 und TS 41 32
Abbildung 13: Vereinfachte Messtopologie des geplanten virtuellen ZEV 33
Abbildung 14: Messanordnung in der Verteilkabine zur Erfassung des Bezirksschulhauses und der nachgelagerten Gebäude 34
Abbildung 15: Ergebnis der Variantenevaluation der drei Photovoltaikvarianten 53
Abbildung 16: Phasenübersicht zur Umsetzung 54
Abbildung 17: Visualisierung des wirtschaftlichen Fazits der Variante 1 75

11.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ziele & Endergebnisse 9
Tabelle 2: Auswertung der Viertelstunden-Lastgänge der untersuchten Gebäude 20
Tabelle 3: Übersicht der verfügbaren Photovoltaikflächen 21
Tabelle 4: Erwartete Jahresproduktion der Photovoltaikanlage 25
Tabelle 5: Potenzielle Teilnehmer des ZEV 29
Tabelle 6: Prüfung Mindestproduktionsleistung 30
Tabelle 7: Jahresenergiebilanz des geplanten vZEV 37
Tabelle 8: Berechnung Flachdach + Fassadenanlage 39
Tabelle 9: nur Flachdachanlage 40
Tabelle 10: Morphologischer Kasten zur Bildung der Photovoltaikvarianten 41
Tabelle 11: Paarweiser Vergleich der Bewertungskriterien 42
Tabelle 12: Gewichtung der Bewertungskriterien 43
Tabelle 13: Übersicht der 3 Varianten 44
Tabelle 14: Präferenzmatrix der drei Photovoltaikvarianten 48
Tabelle 15: Nutzwertanalyse der drei Photovoltaikvarianten 50
Tabelle 16: Gewichtung der Kriterien in den drei Sensitivitätsszenarien 51
Tabelle 17: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse 51
Tabelle 18: SWOT-Analyse-Variante 1 56
Tabelle 19: Risikoanalyse der ausgewählten Variante 1 58
Tabelle 20: Kosten-Nutzen-Analyse 63
Tabelle 21: Kumulierte Cashflow Betrachtung 64
Tabelle 22: 30-Jahres-Entwicklung Cashflow 65
Tabelle 23: Kapitalwertbetrachtung 67
Tabelle 24: Entwicklung des kumulierten Kapitalwerts 68
Tabelle 25: Sensitivitätsanalyse 69
Tabelle 26: 30-Jahres-NPV-Berechnung des Basisszenarios und der Sensitivitätsszenarien 71
Tabelle 27: Wirtschaftliche Entwicklung der PV-Anlage über 30 Jahre 73
Tabelle 28: Evaluation der Zielerreichung 77

11.4 Diagrammverzeichnis

Diagramm 1: Sensitivitätsvergleich des Kapitalwerts der Variante 1 70
Diagramm 2: Break-even-Analyse der PV-Anlage über 30 Jahre 74

11.5 Literatur- und Quellenverzeichnis

AG, P. (2026). Von Pronovo AG: https://pronovo.ch/de/services/tarifrechner/ abgerufen
AG, T. S. (2026). *Richtkosten Elektroanschluss Neubau Schulhaus Dorf.* Suhr.
Bundesamt für Energie. (2023). Von pupdbtest.bfe.admin.ch abgerufen
Bundesamt für Energie. (2025). Von pubdb.bfe.admin.ch abgerufen
Bundesamt für Energie. (2026). *Solarpotenzial des Neubaus Schulhaus Dorf*. Von Bundesamt für Energie: https://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach abgerufen
Energie Werke Luzern. (2026). Von ewl.ch abgerufen
pool Architekten. (2026). *Neubau Schulhaus Dorf, Dachaufsicht.* Zürich: pool Architekten.
TBS Strom AG. (21. 09 2026). *GIS-Auszug Schulareal Dorf Suhr*. Von GeoPro Suisse: https://webgis.geoprosuisse.ch/ abgerufen
TBS Strom AG. (2026). *IS-E.*
Verwaltung, G. H. (2026). *GLB*. Von https://www.glb.ch/onlinemagazin/vzev-2025 abgerufen

11.6 Projektstatusberichte

Projekt: Diplomarbeit - Photovoltaikanlage Schulhaus Dorf Suhr **Statusbericht:** 1 | 14.09.-20.09.2026

Projektleiter	Projektziele	Verteiler
Fisnik Kadriu	Technische und wirtschaftliche Untersuchung von PV-Varianten. Prüfung, ob die TBS Strom AG die Anlage finanziert, Eigentümerin bleibt und betreibt. Zusätzlich Prüfung des vZEV-Potenzials.	•TBS Strom AG Gemeinde Suhr Betreuung Diplomarbeit / TEKO Olten

Gesamtbeurteilung	Projektverlauf	Projektklima	Termine	Risiken	Ressourcen
Grün planmässig					
Tendenz	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil

Aktueller Projektstand

• Projektinitialisierung, Pflichtenheft und Aufgabenstellung definiert.
- Gebäude-, Netz- und Verbrauchsdaten gesichtet.
- Analyse der elektrischen Ausgangslage und der PV-Flächen begonnen.

Was läuft gut?

• Klare Abgrenzung der Arbeit.
- Reale Lastgangdaten und Netzunterlagen verfügbar.

Was läuft nicht gut?

• Noch keine verbindliche PV-Offerte.
- Wirtschaftliche Kennwerte teils nur Annahmen.

Geplante nächste Schritte / getroffene Massnahmen

- Lastgangdaten auswerten und Energieverbrauch bestimmen.
- PV-Flächen und erwarteten Ertrag analysieren.
- vZEV-Voraussetzungen und mögliche Teilnehmer prüfen.

Projekt: Diplomarbeit - Photovoltaikanlage Schulhaus Dorf Suhr **Statusbericht:** 2 | 21.09.-27.09.2026

Projektleiter	Projektziele	Verteiler
Fisnik Kadriu	Technische und wirtschaftliche Untersuchung von PV-Varianten. Prüfung, ob die TBS Strom AG die Anlage finanziert, Eigentümerin bleibt und betreibt. Zusätzlich Prüfung des vZEV-Potenzials.	•TBS Strom AG Gemeinde Suhr Betreuung Diplomarbeit / TEKO Olten

Gesamtbeurteilung	Projektverlauf	Projektklima	Termine	Risiken	Ressourcen
Grün planmässig					
Tendenz	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil

Aktueller Projektstand

• Lastgangdaten der Schulgebäude ausgewertet und Verbrauchsprofil geprüft.
- PV-Flächen und erwarteter Jahresertrag weiter konkretisiert.
- vZEV-Voraussetzungen und mögliche Teilnehmer vorgeprüft.

Was läuft gut?

• Datengrundlage für Lastgang, Netz und Gebäude ist nutzbar.
- Technische Analyse kommt planmässig voran.

Was läuft nicht gut?

• Noch keine verbindliche PV-Offerte verfügbar.
- Strompreise, Rückliefervergütung und Investitionskosten bleiben Annahmen.

Geplante nächste Schritte / getroffene Massnahmen

- Wirtschaftlichkeit mit Förderbeitrag, Eigenverbrauch und Einspeisung berechnen.
- Variantenvergleich und vZEV-Abgrenzung fertigstellen.
- Risiken, Massnahmen und Entscheidungsgrundlage ausarbeiten.

Projekt: Diplomarbeit - Photovoltaikanlage Schulhaus Dorf Suhr **Statusbericht:** 3 | 28.09.-04.10.2026

Projektleiter	Projektziele	Verteiler
Fisnik Kadriu	Technische und wirtschaftliche Untersuchung von PV-Varianten. Prüfung, ob die TBS Strom AG die Anlage finanziert, Eigentümerin bleibt und betreibt. Zusätzlich Prüfung des vZEV-Potenzials.	•TBS Strom AG Gemeinde Suhr Betreuung Diplomarbeit / TEKO Olten

Gesamtbeurteilung	Projektverlauf	Projektklima	Termine	Risiken	Ressourcen
Grün planmässig	■ □ □	■ □ □	■ □ □	□ ■ □	■ □ □
Tendenz	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil

Aktueller Projektstand

· Standort-, Flächen- und Verbrauchsanalyse abgeschlossen (gemäss Plan bis 02.10.2026).
- vZEV-Prüfung vorgezogen abgeschlossen (Plan: bis 09.10.).
- Variantenbildung und -evaluation vorgezogen abgeschlossen; Variante 1: Dach-PV 123,5 kWp ausgewählt (Variantenwahl laut Plan: 28.10. bis 30.10.).
- Kapitel 8 mit Phasenplan, SWOT, Risikoanalyse und Kosten-Nutzen-Analyse vorgezogen weit fortgeschritten.

Was läuft gut?

· Analyse gemäss Plan abgeschlossen; Folgearbeiten vorgezogen.
- Inhaltlicher Arbeitsstand liegt vor dem Projektablaufplan.
- Ertragsannahmen konservativer korrigiert.

Was läuft nicht gut?

· Keine verbindliche PV-Offerte; Bundes-/Planungswerte verwendet.
- Investitionskosten und Erträge bleiben mit Unsicherheiten behaftet.

Geplante nächste Schritte / getroffene Massnahmen

- Ab 05.10.: vorgezogene Varianten mit technischen Berechnungen und Simulationen überprüfen (Plan: bis 23.10.).
- Ab 12.10.: Kosten-Nutzen-Analyse konsolidieren; Bundes-/Planungswerte und Ertragsannahmen dokumentieren.
- Bis 30.10.: Variantenentscheid absichern; Empfehlung gemäss Plan vom 02.11. bis 06.11. fertigstellen.
- Dokumentation laufend ergänzen; Projektabschluss gemäss Plan ab 02.11.2026.

Projekt: Diplomarbeit - Photovoltaikanlage Schulhaus Dorf Suhr **Statusbericht:** 4 | 05.10.-11.10.2026

Projektleiter	Projektziele	Verteiler
Fisnik Kadriu	Technische und wirtschaftliche Untersuchung von PV-Varianten. Prüfung, ob die TBS Strom AG die Anlage finanziert, Eigentümerin bleibt und betreibt. Zusätzlich Prüfung des vZEV-Potenzials.	•TBS Strom AG Gemeinde Suhr Betreuung Diplomarbeit / TEKO Olten

Gesamtbeurteilung	Projektverlauf	Projektklima	Termine	Risiken	Ressourcen
Grün Planstatus	■ □ □	■ □ □	■ □ □	□ ■ □	■ □ □
Tendenz	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil

Projektstand / Wochenziel (Entwurf)

Planvorschau, erstellt am 05.10.2026; Ist-Stand noch zu prüfen.
- Analyse abgeschlossen; vZEV-Prüfung bereits vorgezogen.
- Wochenziel: vZEV-Ergebnisse bis 09.10. abschliessend prüfen.
- Vorgezogene Varianten ab 05.10. technisch überprüfen.
- Berechnungen und Simulationen gemäss Plan vertiefen.

Was läuft gut?

- Technische Grundlagen und vorgezogener Variantenentscheid sind als Ausgangsbasis vorhanden.
- Kapitel 8 ist bereits weit fortgeschritten.

Was läuft nicht gut?

- PV-Offerte bisher nicht verbindlich; Bundes-/Planungswerte.
- Kosten- und Ertragsunsicherheiten bleiben zu überprüfen.

Geplante nächste Schritte / getroffene Massnahmen

- Bis 12.10.: technische Ausarbeitung der Varianten überprüfen und konsolidieren.
- Ab 12.10.: Wirtschaftlichkeitsberechnung mit den korrigierten Annahmen überprüfen.
- Technische Berechnungen und Simulationen bis 23.10. weiterführen.
- Dokumentation laufend ergänzen; Bundes-/Planungswerte transparent ausweisen.

Projekt: Diplomarbeit - Photovoltaikanlage Schulhaus Dorf Suhr **Statusbericht:** 5 | 12.10.-18.10.2026

Projektleiter	Projektziele	Verteiler
Fisnik Kadriu	Technische und wirtschaftliche Untersuchung von PV-Varianten. Prüfung, ob die TBS Strom AG die Anlage finanziert, Eigentümerin bleibt und betreibt. Zusätzlich Prüfung des vZEV-Potenzials.	•TBS Strom AG Gemeinde Suhr Betreuung Diplomarbeit / TEKO Olten

Gesamtbeurteilung	Projektverlauf	Projektklima	Termine	Risiken	Ressourcen
Grün Planstatus	■ □ □	■ □ □	■ □ □	□ ■ □	■ □ □
Tendenz	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil

Projektstand / Wochenziel (Entwurf)

Planvorschau, erstellt am 05.10.2026; Ist-Stand noch zu prüfen.
- Wochenziel: Variantenausarbeitung bis 12.10. konsolidieren.
- Technische Berechnungen und Simulationen weiterführen.
- Wirtschaftlichkeitsberechnung ab 12.10. überprüfen.
- Vorzeigetermin 2 gemäss Plan: 12.10.2026.

Was läuft gut?

- Drei Varianten und deren Evaluation liegen bereits vor.
- Konservativ korrigierte Ertragsannahmen bilden die Grundlage für die wirtschaftliche Überprüfung.

Was läuft nicht gut?

- PV-Offerte bisher nicht verbindlich; Bundes-/Planungswerte.
- Kosten- und Ertragsunsicherheiten bleiben zu überprüfen.

Geplante nächste Schritte / getroffene Massnahmen

- Bis 23.10.: technische Berechnungen, Simulationen und Wirtschaftlichkeitsprüfung abschliessen.
- Ab 19.10.: vorgezogene Präferenzmatrix anhand der überprüften Ergebnisse abgleichen.
- Ab 22.10.: Nutzwertanalyse überprüfen; ab 26.10. Sensitivitätsanalyse überprüfen.
- Erkenntnisse und offene Punkte des Vorzeigetermins nach Durchführung dokumentieren.

Projekt: Diplomarbeit - Photovoltaikanlage Schulhaus Dorf Suhr **Statusbericht:** 6 | 19.10.-25.10.2026

Projektleiter	Projektziele	Verteiler
Fisnik Kadriu	Technische und wirtschaftliche Untersuchung von PV-Varianten. Prüfung, ob die TBS Strom AG die Anlage finanziert, Eigentümerin bleibt und betreibt. Zusätzlich Prüfung des vZEV-Potenzials.	•TBS Strom AG Gemeinde Suhr Betreuung Diplomarbeit / TEKO Olten

Gesamtbeurteilung	Projektverlauf	Projektklima	Termine	Risiken	Ressourcen
Grün Planstatus	■ □ □	■ □ □	■ □ □	□ ■ □	■ □ □
Tendenz	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil

Projektstand / Wochenziel (Entwurf)

Planvorschau, erstellt am 05.10.2026; Ist-Stand noch zu prüfen.
- Wochenziel: Berechnungen und Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäss Plan bis 23.10. abschliessen.
- Präferenzmatrix vom 19.10. bis 22.10. überprüfen.
- Nutzwertanalyse ab 22.10. anhand der Ergebnisse abgleichen.

Was läuft gut?

- Vorgezogene Evaluation ermöglicht einen gezielten Abgleich mit den technischen und wirtschaftlichen Ergebnissen.
- Variante 1 ist als bisherige Auswahl dokumentiert.

Was läuft nicht gut?

- PV-Offerte bisher nicht verbindlich; Bundes-/Planungswerte.
- Kosten- und Ertragsunsicherheiten bleiben zu überprüfen.

Geplante nächste Schritte / getroffene Massnahmen

- Bis 28.10.: Nutzwertanalyse abschliessend abgleichen.
- Vom 26.10. bis 30.10.: Sensitivitätsanalyse auf korrigierte Ertrags- und Kostenannahmen prüfen.
- Vom 28.10. bis 30.10.: Auswahl der Variante 1 anhand der überprüften Ergebnisse bestätigen.
- Auswirkungen der fehlenden verbindlichen PV-Offerte auf die Entscheidung dokumentieren.

Projekt: Diplomarbeit - Photovoltaikanlage Schulhaus Dorf Suhr **Statusbericht:** 7 | 26.10.-01.11.2026

Projektleiter	Projektziele	Verteiler
Fisnik Kadriu	Technische und wirtschaftliche Untersuchung von PV-Varianten. Prüfung, ob die TBS Strom AG die Anlage finanziert, Eigentümerin bleibt und betreibt. Zusätzlich Prüfung des vZEV-Potenzials.	•TBS Strom AG Gemeinde Suhr Betreuung Diplomarbeit / TEKO Olten

Gesamtbeurteilung	Projektverlauf	Projektklima	Termine	Risiken	Ressourcen
Grün Planstatus	■ □ □	■ □ □	■ □ □	□ ■ □	■ □ □
Tendenz	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil

Projektstand / Wochenziel (Entwurf)

Planvorschau, erstellt am 05.10.2026; Ist-Stand noch zu prüfen.
- Wochenziel: Nutzwertanalyse bis 28.10. abschliessen.
- Sensitivitätsanalyse bis 30.10. abschliessend überprüfen.
- Vorgezogene Variantenwahl im geplanten Zeitfenster vom 28.10. bis 30.10. absichern und dokumentieren.

Was läuft gut?

- Variantenentscheid und fortgeschrittenes Kapitel 8 bilden die Grundlage für die abschliessende Empfehlung.
- Wesentliche Unsicherheiten sind benannt.

Was läuft nicht gut?

- PV-Offerte bisher nicht verbindlich; Bundes-/Planungswerte.
- Kosten- und Ertragsunsicherheiten bleiben zu überprüfen.

Geplante nächste Schritte / getroffene Massnahmen

- Vom 02.11. bis 06.11.: Empfehlung und gewählte Variante abschliessend ausarbeiten.
- Vom 02.11. bis 06.11.: Management Summary fertigstellen.
- Ab 05.11.: Schlussredaktion und Qualitätskontrolle durchführen.
- Quellen, Annahmen, Berechnungen und Querverweise für den Abschluss prüfen.

Projekt: Diplomarbeit - Photovoltaikanlage Schulhaus Dorf Suhr **Statusbericht:** 8 | 02.11.-08.11.2026

Projektleiter	Projektziele	Verteiler
Fisnik Kadriu	Technische und wirtschaftliche Untersuchung von PV-Varianten. Prüfung, ob die TBS Strom AG die Anlage finanziert, Eigentümerin bleibt und betreibt. Zusätzlich Prüfung des vZEV-Potenzials.	•TBS Strom AG Gemeinde Suhr Betreuung Diplomarbeit / TEKO Olten

Gesamtbeurteilung	Projektverlauf	Projektklima	Termine	Risiken	Ressourcen
Grün Planstatus	■ □ □	■ □ □	■ □ □	□ ■ □	■ □ □
Tendenz	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil	→ stabil

Projektstand / Wochenziel (Entwurf)

Planvorschau, erstellt am 05.10.2026; Ist-Stand noch zu prüfen.
- Wochenziel: Empfehlung und Variantenausarbeitung gemäss Plan bis 06.11. fertigstellen.
- Management Summary bis 06.11. fertigstellen.
- Schlussredaktion und Qualitätskontrolle vom 05.11. bis 08.11.; laufende Dokumentation bis 08.11. abschliessen.

Was läuft gut?

- Der vorgezogene Arbeitsstand schafft Zeit für die abschliessende Prüfung und eine konsistente Dokumentation.
- Variante 1 und verbleibende Risiken sind klar benannt.

Was läuft nicht gut?

- PV-Offerte bisher nicht verbindlich; Bundes-/Planungswerte.
- Kosten- und Ertragsunsicherheiten bleiben zu überprüfen.

Geplante nächste Schritte / getroffene Massnahmen

- Abgabe der Diplomarbeit gemäss Plan am 09.11.2026 vorbereiten und durchführen.
- Vom 10.11. bis 19.11.: Präsentation vorbereiten.
- Präsentation gemäss Plan am 20.11. bis 21.11. durchführen.
- Vor Abgabe Vollständigkeit, Quellen, Zahlen, Layout und erforderliche Erklärungen prüfen.