

Masterarbeit

Bewertung von Konzepten zur Nutzung und Speicherung von Strom aus Photovoltaikanlagen im Rahmen von Power Purchase Agreements

Evaluation of concepts for the use and storage of electricity from photovoltaic systems within the framework of Power Purchase Agreements

Diese Arbeit wurde vorgelegt am Lehrstuhl für Solartechnik von:

Michael Leinert, B.Sc.
Matrikelnummer: 313009

Betreuender Professor: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Robert Pitz-Paal

Betreuender wissenschaftlicher Mitarbeiter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Robert Pitz-Paal

Fachlicher Mitarbeiter: Dr. Ing. Tobias Hirsch

Externer Betreuer: Sascha Link, M.Sc.

Aachen, den 18.09.2020

Köln, den 05.03.2020

Prof. Dr. Robert Pitz-Paal - Tel.: +49 2203 601-2744

Masterarbeit

für Herrn

Michael Leinert

Matrikelnummer: 313009

Thema: Bewertung von Konzepten zur Nutzung und Speicherung von Strom aus Photovoltaikanlagen im Rahmen von Power Purchase Agreements

Hintergrund:

Mit dem Auslaufen der ersten EEG-Verträge Ende 2020 rückt die Frage in den Fokus, wie bestehende Photovoltaik-Anlagen oder neue Projekte dieser Art weiterhin finanziert werden können. Derzeit hauptsächlich im Ausland eingesetzt, wird für das Post-EEG-Zeitalter mit einer starken Zunahme von sogenannten Power-Purchase-Agreements auch in Deutschland gerechnet. Unter einem Power Purchase Agreement (PPA) wird ein direkter Stromliefervertrag zwischen Produzent und Verbraucher verstanden, in dem Liefermengen, Lieferzeitpunkte und Vergütungen festgelegt sind. Aus Sicht eines Erzeugers stellen sich für die Gestaltung des PPA vielfältige Fragen. Insbesondere für volatile Erzeuger wie die Photovoltaik muss ein Kompromiss zwischen der zur Verfügung stehenden Ressource und dem Wunsch des Abnehmers nach kontinuierlicher und planbarer Lieferung gefunden werden. Es ist davon auszugehen, dass die erzielbaren Preise in einem PPA mit der Verlässlichkeit der Stromlieferung korrelieren. Anbieter prüfen daher auch technische Möglichkeiten, die Erzeugung aus PV-Anlagen zu verstetigen. Ideen sind hier der Einsatz von Batteriespeichern, der Einsatz von Power-to-X-Anlagen oder die Ergänzung um Backup-Erzeuger. Die bisherige Vergütung nach zeitunabhängigen Einspeisetarifen erforderte für die wirtschaftliche Bewertung keine genaue Analyse der Lieferzeitpunkte, sondern basierte in erster Linie auf erwarteten Jahresproduktionsmengen. Um die Wirtschaftlichkeit einer Anlage oder einer Kombination unterschiedlicher Anlagen unter den neuen, flexibleren Rahmenbedingungen zu bewerten, muss die Erzeugungsleistung zeitlich aufgelöst und in Verbindung mit variablen Abnahmepreisen betrachtet werden. Hierfür sind Simulationsmodelle erforderlich, welche die technischen Zusammenhänge zwischen den Teilsystemen hinreichend genau abbilden und somit die technischen Ertragszahlen liefern können, die für eine wirtschaftliche Bewertung erforderlich sind.

Ziel der Masterarbeit:

Im Rahmen der Masterarbeit soll das Themenfeld der Vermarktung mittels PPA aus Sicht eines Erzeugers aufbereitet werden. Dazu sind zunächst die Randbedingungen zu recherchieren und aufzubereiten. Es sollen dann verschiedene technische Optionen zur Verstetigung der Erzeugungsleistung konzipiert und anschließend anhand eines zu erstellenden Simulationsmodells bewertet werden. Die Bewertung soll sowohl anhand wirtschaftlicher als auch ökologischer Kriterien erfolgen.

Übergeordnetes Ziel der Masterarbeit ist es, Konzepte darzustellen, wie das Angebot eines Dienstleisters im Bereich der Erneuerbaren Energien wie der STEAG Solar Energy Solutions den Marktbedürfnissen entsprechend vergrößert werden kann. Vor dem Hintergrund des Klimawandels sollen dabei intelligente Lösungen stehen, die die Versorgungssicherheit gewährleisten, zur Einsparung von Treibhausgasemissionen beitragen und gleichzeitig wirtschaftlich sind.

Arbeitsschritte

1. Recherche zu den Marktrandbedingungen
 - a. Aufbereitung verschiedene PPA-Strukturen im In- und Ausland und Gründe für den zu erwartenden Anstieg dieser Vertragsform in Deutschland
 - b. Zusammenhänge bei der Energieversorgung mit regenerativen Energieträgern im Allgemeinen und der Photovoltaik im Speziellen
 - c. Grad an zeitlicher Übereinstimmung von Produktion und Nachfrage
 - d. Ausblick, wie sich die Produktion von Strom aus Photovoltaik und dessen Nachfrage entwickeln werden
2. Zusammenstellung der Herausforderungen des Betriebs von PV-Anlagen unter den Randbedingungen eines Power-Purchase-Agreements
3. Zusammenstellen der Möglichkeiten zur Reduktion von Überschussstrommengen (Umwandlung in andere Energieträger, Export in andere Netze, Abregeln)
4. Entwicklung einer Methodik zur Bewertung der verschiedenen Optionen nach wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten
5. Zusammenstellung und Bewertung der Möglichkeiten zur Umwandlung von Strom in andere Energieträger
6. Entwicklung eines Simulationsmodells zur technischen Simulation ausgewählter Konzepte, dabei insbesondere Berücksichtigung der zeitlichen Verläufe der Produktion/Umwandlung unter den Randbedingung von PPAs.
7. Analyse und Bewertung ausgewählter Konzepte
8. Ableiten von Empfehlungen für PV-Erzeuger

I Inhaltsverzeichnis

I	Inhaltsverzeichnis	i
II	Formelzeichen und Abkürzungen	iii
III	Abbildungsverzeichnis	vii
IV	Tabellenverzeichnis	xiii
1	Einleitung	1
2	Grundlagen	3
2.1	Begriffsklärung.....	3
2.1.1	Erneuerbare und regenerative Energien.....	3
2.1.2	Primärenergie.....	3
2.1.3	Erzeugung und Produktion.....	3
2.1.4	Residuallast.....	4
2.2	Energieversorgung mit regenerativen Energieträgern.....	4
2.3	EEG.....	10
2.4	Power Purchase Agreements.....	12
2.5	Bedeutung von Speichern für ein regeneratives Energiesystem.....	15
3	Stand der Technik	17
3.1	Umgesetzte PPAs.....	17
3.1.1	Europa.....	17
3.1.2	In Deutschland.....	18
3.2	Photovoltaik.....	18
3.3	Umwandlungstechnologien.....	20
3.3.1	Elektrische Energiespeicher.....	22
3.3.2	Mechanische Energiespeicher.....	22
3.3.3	Elektrochemische Energiespeicher – Batteriespeicher.....	23
3.3.4	Chemische Energiespeicher.....	26
3.3.5	Kostenannahmen für die Speichertechnologien.....	27
4	Methoden	31
4.1	Grundprinzip der Untersuchung.....	31
4.1.1	Simulation.....	32
4.1.2	Berechnungsschema.....	34

4.2	Technisches Modell	37
4.2.1	Modellierung der Photovoltaikanlage.....	37
4.2.2	Modellierung des Speichersystems	39
4.2.3	Modellierung der Power-to-Gas-Anlage.....	41
4.2.4	Gesamtsystemmodell	42
4.3	Validierung des technischen Modells	46
4.3.1	Validierung der Ertragssimulation.....	46
4.3.2	Validierung des Jahresrechnungstools	49
4.4	Ökonomisches Modell.....	51
4.4.1	Investitionsrechnung	51
4.4.2	Bewertung der Wirtschaftlichkeit	56
4.5	Ökologische Bewertung	58
5	Ergebnisse	62
5.1	Darstellung und Erläuterung der verwendeten Parameter.....	62
5.2	Reihenfolge der Varianten	63
5.3	Darstellung der Simulations-Ergebnisse.....	64
5.3.1	Darstellung Ergebnisse Anlage „Magdeburg“	65
5.3.2	Darstellung Ergebnisse Anlage „Aalen“	76
5.4	Analyse der Simulations-Ergebnisse.....	86
6	Fazit	90
6.1	Diskussion	90
6.1.1	Zeitliche Auflösung der Berechnung	90
6.1.2	Abschätzung der Investitionskosten	90
6.1.3	Modellierung.....	90
6.1.4	Implementierung	91
6.1.5	Gewählte Beispiele.....	91
6.2	Zusammenfassung und Ausblick.....	91
7	Literaturverzeichnis.....	93
8	Anhang	101

II Formelzeichen und Abkürzungen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
a_0	€	Anschaffungszahlung zum Zeitpunkt t_0
$c_{a,e}(\tau)$	m/s	Geschwindigkeit des aus-/eintretenden Massenstroms
c_t	€	Überschuss der Einzahlungen (b_t) über die Auszahlungen (a_t) in der Periode t (jeweils kumuliert am Ende der Periode t)
$\frac{dE(\tau)}{d\tau}$	kWh/s	Zeitliche Änderung der Gesamtenergie des Systems
Diff	kWh/m ²	Diffusstrahlung
DNI	kWh/m ²	Direkt-Normalstrahlung
e_{ges}	ct/kWh	Gesamtstrompreis für den Kunden
e_{PV}	ct/kWh	Erzielbarer Strompreis inkl. 5% Gewinnmarge
$e_{PV,1}$	ct/kWh	Strompreis des Kunden im ersten Jahr inkl. 5% Gewinnmarge
$e_{PV,Grenz}$	ct/kWh	Erforderlicher Strompreis, damit der Kapitalwert der Investition positiv wird
e_{ref}	ct/kWh	Vom Kunden bislang bezahlter Strompreis
η_{P2G}		Wirkungsgrad der Power-to-Gas-Anlage
g	m/s ²	Erdbeschleunigung
GHI	kWh/m ²	Global-Horizontalstrahlung
$h_{a,e}(\tau)$	kJ/kg	Spezifische Enthalpie des aus-/eintretenden Massenstroms
i_{peak}	€/kW _p	Spezifische Investitionskosten der Photovoltaikanlage
i_{sp}	€/kWh	Spezifische Investitionskosten des Speichers

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
KEA	kWh	Kumulierter Energieaufwand
K_{Strom}	€	Stromkosten des Kunden in einem Jahr
kW_p	kW	Kilowatt Peak: Leistung unter Standard-Bedingungen
$\dot{m}_{a,e}(\tau)$	kg/s	In das System aus-/eintretender Massenstrom
P_{con}	kW	Verbraucher-Leistung
P_{el}	kW	Elektrische Leistung
P_{gen}	kW	PV-Erzeugungs-Leistung
P_{Peak}	kW_p	Peak-Leistung der Photovoltaikanlage
P_{PV}	kW	Erzeugte elektrische Leistung der Photovoltaikanlage
P_{res}	kW	Residuallast
$P_t(\tau)$	kW	Über die Systemgrenze transferierter Arbeitsstrom
P_{Ver}	kW	Überschüssige Leistung
$\dot{Q}(\tau)$	kW	Über die Systemgrenze transferierter Wärmestrom
SOC	kWh	Speicherstand
SOC_{max}	[%]	Maximaler Speicherstand
SOC_{min}	[%]	Minimaler Speicherstand
T_{amb}	°C	Umgebungstemperatur
τ	h	Zeitintervall
τ_{Arm}	Jahre	Energetische Amortisationszeit
W_{el}	kWh	Elektrische Energie
W_{Bat}	kWh	Durch den Stromspeicher bereitgestellte elektrische Energie in einem Jahr

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
W_{con}	kWh	Stromverbrauch des Kunden in einem Jahr
W_{Ver}	kWh	Überschüssige Energiemenge in einem Jahr
$W_{Ver,1}$	kWh	Überschüssige Energiemenge im ersten Jahr der Projektlaufzeit
W_{gen}	kWh	Erzeugte elektrische Energie der Photovoltaikanlage in einem Jahr
W_{ges}	kWh	Aus der Photovoltaikanlage und dem Speicher bereitgestellte elektrische Energie in einem Jahr
$W_{ges,1}$	kWh	Aus der Photovoltaikanlage und dem Speicher bereitgestellte elektrische Energie im ersten Jahr der Projektlaufzeit
W_{Netz}	kWh	Aus dem Netz bezogene elektrische Energie in einem Jahr
$W_{Netz,1}$	kWh	Aus dem Netz bezogene Energiemenge im ersten Jahr der Projektlaufzeit
W_{P2G}	kWh	Energiegehalt des produzierten Wasserstoffs in einem Jahr
W_{PV}	kWh	Aus der Photovoltaikanlage direkt an den Kunden gelieferte Energiemenge in einem Jahr
W_{Sp}	kWh	Speicherkapazität
W_{Ver}	kWh	Überschüssige Energiemenge in einem Jahr
Wind	m/s	Windgeschwindigkeit
$z_{a,e}(\tau)$	m	Geodätische Höhe des aus-/eintretenden Massenstroms

Abkürzung		Beschreibung
EEG		Erneuerbare-Energien-Gesetz
GKD		Gewässerkundlicher Dienst Bayern
KEA		Kumulierter Energieaufwand
Li-Batterie		Lithium-Batterie
Pb-Batterie		Blei-Säure-Batterie
PPA		Power Purchase Agreement
PV		Photovoltaik

III Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Beobachtete globale Temperaturänderung und modellierte Reaktionen auf stilisierte anthropogene Emissions- und Strahlungsantriebspfade [IPCC18, S.10].....	5
Abbildung 2.2: Ergänzungen zu Abbildung 2.2 [IPCC18, S.10].....	5
Abbildung 2.3: Jährliche Treibhausgas-Emissionen in Deutschland nach Kategorie (Stand: 12/19) [UMWE20a].....	6
Abbildung 2.4: Die Sektorziele im Klimaschutzplan 2050 (in Mt CO ₂ -Äquivalenten) [BMUD20]	7
Abbildung 2.5: Anteile der Treibhausgase an den Emissionen (berechnet in Kohlendioxid-Äquivalenten) in Deutschland 2017 (Stand 01/2019) [UMWE20b]	7
Abbildung 2.6: Trend der Emissionen von Kohlendioxid, Methan und Distickstoffmonoxid (Stand 01/2019) [UMWE20c].....	8
Abbildung 2.7: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2018 nach Energieträgern [LAUF19].....	9
Abbildung 2.8: Netzoptimierte Speicherung von Solarstrom [MAYE14]	9
Abbildung 2.9: Feste Einspeisevergütung für sonstige Anlagen bis 100kWp nach dem EEG 2014 [BUND20a]	10
Abbildung 2.10: Ausbau und Vergütungssumme der Photovoltaik in Deutschland [FRAU20, S.14].....	11
Abbildung 2.11: Typen von Power Purchase Agreements [NEXT20].....	12
Abbildung 2.12: Prinzip eines on-site PPAs [KLIN18, S.10].....	13
Abbildung 2.13: Prinzip eines Sleeved PPAs [KLIN18, S.10].....	14
Abbildung 2.14: Jahrgang der Globalstrahlung 2020 im Vergleich zum langjährigen Mittel 1981 – 2010 (deutschlandweites Flächenmittel) [DWDD20]	16
Abbildung 3.1: Aufbau einer klassischen netzgekoppelten Photovoltaikanlage [MERT20, S.34].....	19

Abbildung 3.2: Aufbau eines Solarmoduls aus Solarzellen [MERT20, S.33].....	19
Abbildung 3.3: Schematische Darstellung eines Energiespeichers [STER17, S.27]	21
Abbildung 3.4: Schema einer Lithium-Zelle [STER17, S.284].....	25
Abbildung 3.5: Prinzip der Elektrolyse [KURZ18, S.380].....	27
Abbildung 4.1: Grundprinzip der Untersuchung	32
Abbildung 4.2: Reihenfolge Simulation (eigene Darstellung nach [BUNG09, S.3]).....	33
Abbildung 4.3: Schema für die Berechnung der PV-Erzeugungsleistung.....	35
Abbildung 4.4: Schema für die Berechnung der transferierten Energiemengen.....	35
Abbildung 4.5: Schema der Kapitalwertberechnung	36
Abbildung 4.6: Schema der Optimierung	37
Abbildung 4.7: Schema zur Berechnung der transferierten Energiemengen.....	43
Abbildung 4.8: Parameter der verwendeten Module	47
Abbildung 4.9: Kenngrößen des Wechselrichters	47
Abbildung 4.10: Wochenverlauf der Momentanleistungen im April in der Anlage „Magdeburg“	49
Abbildung 4.11: Wochenverlauf der Momentanleistungen im Oktober in der Anlage „Magdeburg“	50
Abbildung 4.12: Strompreis für die Industrie [BDEW19].....	58
Abbildung 4.13: Durchschnittliche CO _{2eq} -Emissionen verschiedener Stromerzeugungstechnologien. *ohne Einbeziehung der Endlagerung von Atommüll. [ENER17]	60
Abbildung 5.1: Jahresverlauf der simulierten Energiemengen der Anlage „Magdeburg“ ohne Erweiterung um einen Speicher	66
Abbildung 5.2: Charakteristischer Lastgang des Kunden für die Anlage „Magdeburg“	67
Abbildung 5.3: Variante #1 Anlage „Magdeburg“: Nennleistung, Direktvermarktung, volle Investitionskosten	67

Abbildung 5.4: Variante #2 Anlage „Magdeburg“: Nennleistung, Direktvermarktung, halbierte Investitionskosten	68
Abbildung 5.5: Variante #3 Anlage „Magdeburg“: Nennleistung, EEG-Förderung, volle Investitionskosten	69
Abbildung 5.6: Variante #4 Anlage „Magdeburg“: Nennleistung, EEG-Förderung, halbierte Investitionskosten	69
Abbildung 5.7: Links: Variante #5 Anlage „Magdeburg“: Nennleistung, P2G, volle Investitionskosten. Rechts: Variante #6 Anlage „Magdeburg“: Nennleistung, P2G, halbierte Investitionskosten.....	70
Abbildung 5.8: Jahresverlauf der simulierten Energiemengen der Anlage „Magdeburg“ mit doppelter PV-Erzeugung ohne Erweiterung um einen Speicher (erstellt in Matlab)	71
Abbildung 5.9: Änderung der direkt verkauften Energiemenge W_{ges} mit steigender Speicherkapazität in der Anlage „Magdeburg“	71
Abbildung 5.10: Änderung der aus dem Netz bezogenen Energiemenge W_{Netz} mit steigender Speicherkapazität in der Anlage „Magdeburg“	72
Abbildung 5.11: Änderung der überschüssigen Energiemenge W_{Ver} mit steigender Speicherkapazität in der Anlage „Magdeburg“	73
Abbildung 5.12: Änderung der Energiemenge des erzeugten Wasserstoffs W_{P2G} mit steigender Leistung des Elektrolyseurs in der Anlage „Magdeburg“	73
Abbildung 5.13: Variante #7 Anlage „Magdeburg“: Doppelte Nennleistung, Direktvermarktung, volle Investitionskosten	74
Abbildung 5.14: Variante #8 Anlage „Magdeburg“: Doppelte Nennleistung, Direktvermarktung, halbierte Investitionskosten.....	74
Abbildung 5.15: Variante #9 Anlage „Magdeburg“: Doppelte Nennleistung, EEG-Förderung, volle Investitionskosten.....	75
Abbildung 5.16: Variante #10 Anlage „Magdeburg“: Doppelte Nennleistung, EEG-Förderung, halbierte Investitionskosten.....	75
Abbildung 5.17: Links: Variante #11 Anlage „Magdeburg“: Doppelte Nennleistung, P2G, volle Investitionskosten. Rechts: Variante #12 Anlage „Magdeburg“: Doppelte Nennleistung, P2G, halbierte Investitionskosten.....	76

Abbildung 5.18: Jahresverlauf der simulierten Energiemengen der Anlage „Aalen“ ohne Erweiterung um einen Speicher	77
Abbildung 5.19: Charakteristischer Lastgang des Kunden für die Anlage „Aalen“.....	77
Abbildung 5.20: Variante #1 Anlage „Aalen“: Nennleistung, Direktvermarktung, volle Investitionskosten	78
Abbildung 5.21: Variante #2 Anlage „Aalen“: Nennleistung, Direktvermarktung, halbierte Investitionskosten	78
Abbildung 5.22: Variante #3 Anlage „Aalen“: Nennleistung, EEG-Förderung, volle Investitionskosten	79
Abbildung 5.23: Variante #4 Anlage „Aalen“: Nennleistung, EEG-Förderung, halbierte Investitionskosten	79
Abbildung 5.24: Links: Variante #5 Anlage „Aalen“: Nennleistung, P2G, volle Investitionskosten. Rechts: Variante #6 Anlage „Aalen“: Nennleistung, P2G, halbierte Investitionskosten.	80
Abbildung 5.25: Jahresverlauf der simulierten Energiemengen der Anlage „Aalen“ mit doppelter PV-Erzeugung ohne Erweiterung um einen Speicher	81
Abbildung 5.26: Änderung der direkt verkauften Energiemenge <i>Wges</i> mit steigender Speicherkapazität in der Anlage „Aalen“	81
Abbildung 5.27: Änderung der aus dem Netz bezogenen Energiemenge <i>WNetz</i> mit steigender Speicherkapazität in der Anlage „Aalen“	82
Abbildung 5.28: Änderung der überschüssigen Energiemenge <i>WVer</i> mit steigender Speicherkapazität in der Anlage „Aalen“	82
Abbildung 5.29: Änderung der Energiemenge des erzeugten Wasserstoffs <i>WP2G</i> mit steigender Leistung des Elektrolyseurs in der Anlage „Aalen“	83
Abbildung 5.30: Variante #7 Anlage „Aalen“: Doppelte Nennleistung, Direktvermarktung, volle Investitionskosten.....	83
Abbildung 5.31: Variante #8 Anlage „Aalen“: Doppelte Nennleistung, Direktvermarktung, halbierte Investitionskosten.....	84
Abbildung 5.32: Variante #7 Anlage „Aalen“: Doppelte Nennleistung, EEG-Förderung, volle Investitionskosten	84

Abbildung 5.33: Variante #7 Anlage „Aalen“: Doppelte Nennleistung, EEG-Förderung, halbierte Investitionskosten.....	85
Abbildung 5.34: Variante #5 Anlage „Aalen“: Doppelte Nennleistung, P2G, volle Investitionskosten. Rechts: Variante #6 Anlage „Aalen“: Doppelte Nennleistung, P2G, halbierte Investitionskosten.....	85

IV Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Zusammenfassung der Vor- und Nachteile verschiedener PPA-Strukturen.....	14
Tabelle 3.1: Ergebnisse der Recherche zu Kosten der ausgewählten Speichertechnologien - aktuell.....	28
Tabelle 3.2: Übersicht verschiedener Anbieter von Lithium-Batteriespeichern [PVMA20a]...	29
Tabelle 3.3: Zusammenfassung der Kosten für jede Speichertechnologie.....	30
Tabelle 4.1: Transferierte Energiemengen in einem Jahr	36
Tabelle 4.2: Übersicht der meteorologische Parameter	39
Tabelle 4.3: Maximale Entladetiefen und Beladungszustände der Speichertechnologien	40
Tabelle 4.4: Wirkungsgrade der Speichertechnologien [STER17, S.649]	40
Tabelle 4.5: Selbstentladung in Prozent pro Tag der verschiedenen Speichertechnologien [STER17 S.649ff].....	41
Tabelle 4.6: Meteorologische Daten eines Referenzjahres für den Standort Magdeburg (Quelle: Meteonorm).....	46
Tabelle 4.7: Ergebnisse der Ertragssimulation	48
Tabelle 4.8: Übersicht der eingesetzten Werte für die Einstrahlung.....	48
Tabelle 4.9: Zusammenfassung der Vergütung pro Kilowattstunde überschüssiger Energie	56
Tabelle 4.10: Vermiedene Emissionen der untersuchten Anlagen pro Jahr	60
Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Investitionskosten der Speichertechnologien	62
Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Vergütung pro Kilowattstunde überschüssiger Energie	63
Tabelle 5.3: Übersicht der untersuchten Varianten	64
Tabelle 5.4: Überblick Anlagendaten	65
Tabelle 5.5: Zusammenfassung der Ergebnisse „Magdeburg“	86
Tabelle 5.6: Zusammenfassung „Aalen“	87

1 Einleitung

I'd put my money on the sun and solar energy. What a source of power! I hope we don't have to wait until oil and coal run out before we tackle that. – Thomas Alva Edison

Diesen visionären Ausspruch tätigte der bekannte US-amerikanische Erfinder und Unternehmer (dem die Erfindung der Glühlampe übrigens fälschlicherweise zugeschrieben wird [PLAN20]) bereits im Jahr 1931 [NEWT87, S. 31]. Zu diesem Zeitpunkt sollte und konnte er natürlich noch nicht wissen, dass knapp 100 Jahre später Öl und Kohle zwar nicht verbraucht sind, sich aber bereits viel früher ein weitaus größeres Problem abzeichnen würde: der durch menschliche Treibhausgasemissionen verursachte Klimawandel. Womit er jedoch Recht behalten sollte, ist die effektive Nutzung der Sonnenenergie zur Gewinnung regenerativen Stroms (und regenerativer Wärme).

Bereits im Jahr 1992 ist Deutschland zusammen mit 196 weiteren Staaten der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC), der wichtigsten internationalen Institution zur Bekämpfung des Klimawandels beigetreten. Deren Ziel ist es, eine gefährliche vom Menschen verursachte Störung des globalen Klimasystems zu verhindern. Das zunächst weltweit einzige rechtsverbindliche Instrument zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen ist das Kyoto-Protokoll von 1997. Dieses wurde von 192 der UNFCCC-Vertragsstaaten ratifiziert, darunter auch von der EU und ihren Mitgliedsstaaten. Da jedoch viele große Emittenten nicht Teil des Kyoto-Protokolls waren und sind, deckte es nur etwa 12% der weltweiten Treibhausgasmissionen ab. Im Dezember 2015 konnte dann das von allen UNFCCC-Vertragsstaaten unterzeichnete Pariser Abkommen als das erste universelle, rechtsverbindliche globale Klimaabkommen überhaupt verabschiedet werden. [ECEU20a] Weitere Details hierzu werden in Kapitel 2.2 erläutert.

In Deutschland wird als Reaktion auf die sich abzeichnenden Folgen des Klimawandels und zur Reduktion von Treibhausgasemissionen der Ausbau Erneuerbarer Energien aktiv gefördert. Als weltweit erstes Gesetz zur vorrangigen Einspeisung von Strom aus regenerativen Quellen trat 1991 das Stromeinspeisegesetz (StrEG) in Kraft [HEIN14, S.439]. Dieses wurde im Jahr 2000 durch das weitaus bekanntere Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ersetzt. Das EEG wurde seit Einführung mehrmals novelliert. Durch bevorzugte Einspeisung und festgelegte Subventionen sollen bis 2030 65% und bis 2050 80% des Bruttostromverbrauchs in Deutschland aus regenerativen Quellen stammen [GESE17, §1]. So konnten im Jahr 2019 bereits 42,1% des verbrauchten Stroms durch Erneuerbare Energien bereitgestellt werden. Mit einem Anteil von 19,5% daran ist die Photovoltaik nach Onshore-Windenergieanlagen (41,5%) die zweitwichtigste Technologie zur Erzeugung regenerativen Stroms. Die gesetzlichen Rahmenbedingungen einer Förderung über das EEG werden in Kapitel 2.3 näher ausgeführt.

Die Einspeisevergütung regenerativ erzeugten Stroms ist jedoch seit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 kontinuierlich gesunken (vgl. Abbildung 2.9). Zudem ist die vertraglich festgelegte Förderung auf einen Zeitraum von 20 Jahren begrenzt – was bedeutet, dass Ende dieses Jahres die ersten Anlagen aus ebenjener Förderung fallen werden.

Parallel zu dieser Entwicklung sind die Investitionskosten für die Installation von Photovoltaikanlagen in Deutschland stark zurückgegangen. [PHOT20, S.42] Somit ergeben sich für PV-Erzeuger gegenwärtig neue Herausforderungen zur Finanzierung weiterer EE-Projekte; bieten die gesunkenen Kosten jedoch auch einen größeren Handlungsspielraum an. Energieversorger sind folglich an der Erschließung neuartiger und innovativer Vergütungsmodelle interessiert.

Eine wichtige Rolle im Post-EEG-Zeitalter können sogenannte Power-Purchase-Agreements (PPAs) einnehmen. Darunter werden Verträge zur direkten Stromlieferung vom Erzeuger zum Verbraucher verstanden. Diese können festgelegte Projektlaufzeiten, Abnahmepreise, Liefermengen und -zeitpunkte beinhalten. Bislang spielen in Deutschland Power-Purchase-Agreements aufgrund der bestehenden Einspeisevergütungen durch das EEG noch keine große Rolle. Grundlegende Formen und Rahmenbedingungen von Power Purchase Agreements werden in Kapitel 2.4 beschrieben. Umsetzungen dieser in anderen Ländern etablierten und in Deutschland neuartigen Vertragsform werden in Kapitel 3.1 vorgestellt.

Aufgrund der Volatilität Erneuerbarer Energieerzeuger, insbesondere der Photovoltaik, sind Stromanbieter dazu angehalten, ihre Lieferungen zu verstetigen. Dazu muss der erzeugte Strom zwischengespeichert werden und zum benötigten Zeitpunkt wieder zur Verfügung stehen. Die technischen Möglichkeiten hierzu werden in Kapitel 3.3 aufgezeigt.

Power Purchase Agreements sind für PV-Erzeuger wie die Steag SENS GmbH mit Chancen, aber auch mit Risiken verbunden. In Deutschland sind bislang nur wenige PPAs abgeschlossen worden; keines davon beinhaltet eine Photovoltaikanlage mit ergänzendem Stromspeicher. Es gibt also derzeit keine Erfahrungswerte, unter welchen Bedingungen sich diese Art des Contractings als rentabel erweisen kann. Ziel dieser Arbeit ist es daher, auf Basis einer fundierten Investitionsrechnung ein neues Geschäftsmodell zu entwickeln, das einerseits Gewinne für den Anbieter und Ersparnis für den abnehmenden Kunden garantiert.

Dafür müssen zunächst die Markttrandbedingungen bestimmt werden. Die Rechercheergebnisse fließen in die ökonomische Bewertung ein, die in Kapitel 4.4 entwickelt wird. Um das technische System bestehend aus Photovoltaikanlage und ergänzender Speichertechnologie realitätsnah abbilden zu können, ist die Entwicklung eines Simulationsmodells erforderlich. Die technische Modellierung erfolgt in Kapitel 4.2. Auf Basis der in das Gesamtsystem ein- und ausgehenden simulierten Energiemengen wird eine Investitionsrechnung durchgeführt, deren Ergebnisse in Kapitel 5 dargestellt werden.

Die durchgeführte Untersuchung soll technische und kommerzielle Kennzahlen zur ökonomischen und ökologischen Bewertung einer Investition in ein System, bestehend aus einer Photovoltaikanlage mit ergänzender Speichertechnologie, das sich über ein Power Purchase Agreement finanziert, liefern. Mithilfe der Erkenntnisse sollen Anreize für Unternehmen geschaffen werden, auf günstigen grünen PV-Strom umzusteigen, der Gewinne für die Steag SENS GmbH generiert und gleichzeitig Treibhausgasemissionen einspart.

2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden dem Leser einige Grundlagen zum besseren Verständnis der vorliegenden Arbeit vermittelt. Zunächst wird auf einige grundlegende Begrifflichkeiten eingegangen (vgl. Kapitel 2.1). Weiterhin sollen die Gründe für eine Energieversorgung mit regenerativen Energieerzeugern erläutert werden (vgl. Kapitel 2.2). Anschließend werden die aktuellen Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Allgemeinen und der Photovoltaik im Speziellen erörtert (vgl. Kapitel 2.3). Als Alternative zur „klassischen“ Finanzierung von EE-Projekten über das EEG kommen sogenannte Power-Purchase-Agreements in Frage, die in Kapitel 2.4 vorgestellt werden. Aufgrund der Volatilität regenerativer Energieerzeuger ist eine bedeutende Frage, inwieweit die Produktion und Nachfrage zeitlich übereinstimmen. Daraus entsteht die Bedeutung für Stromspeicher im Zusammenhang mit einer vollständig regenerativen Energieversorgung in Deutschland (vgl. Kapitel 2.5).

2.1 Begriffsklärung

2.1.1 Erneuerbare und regenerative Energien

Nicht nur in der vorliegenden Arbeit, sondern auch im Alltag ist häufig von Erneuerbaren beziehungsweise regenerativen Energien oder Energieträgern zu lesen und zu hören. Beide Begriffe sind synonym zu gebrauchen. Definiert sind sie als „Energiequellen, die unter menschlichen Zeithorizonten unerschöpflich sind“. Darunter fallen Sonnen-, Wind- und Wasserenergie, sowie Geothermie und Biomasse. [WIRT20a] Ebenfalls oft ist von „grünem“ oder Öko-Strom die Rede. Auch damit ist Strom aus den genannten Energiequellen gemeint.

2.1.2 Primärenergie

Unter Primärenergie versteht man den Energiegehalt eines Energieträgers, der keiner Umwandlung unterzogen wurde. [QUAS19, S.17]

2.1.3 Erzeugung und Produktion

Häufig ist von Strom- beziehungsweise Energieproduktion oder -erzeugung die Rede. Da Energie laut dem 1. Hauptsatz der Thermodynamik weder „erzeugt“ noch „vernichtet“ werden kann (vgl. Gleichung ((3.1))), ist diese Wortwahl genau genommen falsch. Jedoch hat sie sich im allgemeinen Sprachgebrauch etabliert. Zum einfacheren Verständnis werden diese Formulierungen auch in dieser Arbeit genutzt. Es ist jedoch zu erwähnen, dass unter „Produktion“ und „Erzeugung“ immer die AC-Leistung einer Photovoltaikanlage im Sinne einer Umwandlung von solarer Strahlungs- in elektrische Energie unter Berücksichtigung aller auftretenden Verluste zu verstehen ist.

2.1.4 Residuallast

Mit dem Begriff der Residuallast wird ganz allgemein die Differenz zwischen nachgefragter und erbrachter Leistung verstanden. In der vorliegenden Arbeit ist damit die Differenz zwischen der Last des Kunden und der erbrachten elektrischen Leistung der Photovoltaikanlage gemeint. Weiteres hierzu findet sich in Kapitel 4.2.4.

2.2 Energieversorgung mit regenerativen Energieträgern

Der Planet Erde hat schon immer einem Wandel des Klimas unterlegen. Warm- und Kaltzeiten haben sich stets abgewechselt. Für viele Menschen ein Argument dafür, dass das allgegenwärtige Thema „Klimawandel“ keine große Rolle in Politik und Wirtschaft spielen sollte. Dabei sollte jedoch beachtet werden, mit welcher Geschwindigkeit und Intensität solche Veränderungen ablaufen und welche Folgen diese auf das Leben auf der Erde hatten. Weiterhin ist auch die Unterscheidung zwischen den Begriffen „Wetter“ und „Klima“ von fundamentaler Bedeutung: Das „Wetter“ beschreibt lediglich tagesaktuelle, lokale Phänomene, wohingegen „Klima“ eine ganzheitliche, langfristige und überregionale Betrachtung verschiedener Wetterlagen bedeutet [RANK19]. Von einem besonders kalten Winter im Osten der USA darauf zu schließen, dass der menschengemachte Klimawandel nicht existiert, ist also nicht zulässig [TWIT17].

Die Frage, ob die Erderwärmung existiert und ob sie menschengemacht ist oder nicht, muss wissenschaftlich geklärt werden. In den letzten Jahrzehnten sind hierzu tausende Studien durchgeführt worden [IPCC20]. Bereits im Jahr 1988 wurde das „Intergovernmental Panel on Climate Change“ (kurz: IPCC) Umweltprogramm der Vereinten Nationen und der Weltorganisation für Meteorologie gegründet. Das IPCC ist eine aus 195 Ländern bestehende zwischenstaatliche Organisation, die die aktuelle Forschung zum Klimawandel zusammenfasst und bewertet. In unregelmäßigen Abständen werden Sachstandsberichte veröffentlicht, die über den derzeitigen Stand der Forschung bezüglich der Änderungen des Klimas und dessen Folgen informieren. Diese können als Grundlage für umweltpolitische Entscheidungen herangezogen werden und gelten in der Wissenschaft als zuverlässigste Quelle [RAHM07, S.88]. Zusätzlich werden Sonderberichte herausgegeben, die sich auf spezielle Problematiken konzentrieren.

Im Dezember 2015 sind 195 Staaten in Paris zusammengekommen, um sich auf ein Übereinkommen zum Klimaschutz zu einigen. Darin wurde festgehalten, dass das bisherige Ziel, den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf 2°C zu beschränken, auf 1,5°C herabgesetzt werden soll. Die Risiken durch die Folgen des Klimawandels sollen dadurch erheblich gesenkt werden. [ECEU20b]

Im IPCC-Sonderbericht über 1,5°C globale Erwärmung werden die „Folgen einer globalen Erwärmung um 1,5°C gegenüber vorindustriellem Niveau und die damit verbundenen globalen Treibhausgasemissionspfade“ diskutiert. Daraus geht hervor, dass sich die Erde durch menschliches Handeln und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen um 0,8°C – 1,2°C gegenüber vorindustriellem Niveau erwärmt hat. Diese Veränderung hat weitreichende und zu Teilen nicht absehbare Konsequenzen für Klima und Ökosysteme weltweit. Das Ausmaß dieser hängt auch von der Geschwindigkeit und Höhe der Erwärmung ab. So sind die

Risiken des Klimawandels bei einer Erwärmung um 2°C höher als bei einer Erwärmung um 1,5°C. Es wurden bereits Auswirkungen auf Ökosysteme zu Land und Wasser beobachtet. Dies zieht wiederum Folgen für die vor Ort lebenden Menschen nach sich.

Die Menschheit hat bereits begonnen, Maßnahmen zur Begrenzung der globalen Erwärmung zu treffen. Dies ist auch zwingend erforderlich, um eine Erwärmung auf über 1,5°C gegenüber vorindustriellem Niveau zu vermeiden. Abbildung 2.1 zeigt die wahrscheinlich zu erwartende Bandbreite der weltweiten Temperaturänderung bis zum Jahr 2100. Darin ist deutlich zu erkennen, dass eine schnelle Reduktion der weltweiten CO₂-Emissionen zu einer Begrenzung der Erwärmung auf 1,5°C führen kann. Das Unterlassen einer Verminderung würde jedoch wahrscheinlich nicht dazu führen, dieses Ziel zu erreichen. Sowohl aus ökologischer, als auch aus sozialer und ethisch-moralischer Sicht muss eine Erwärmung über 1,5°C zwingend vermieden werden. Das Ziel muss daher eine drastische Verringerung der Treibhausgasemissionen sein.

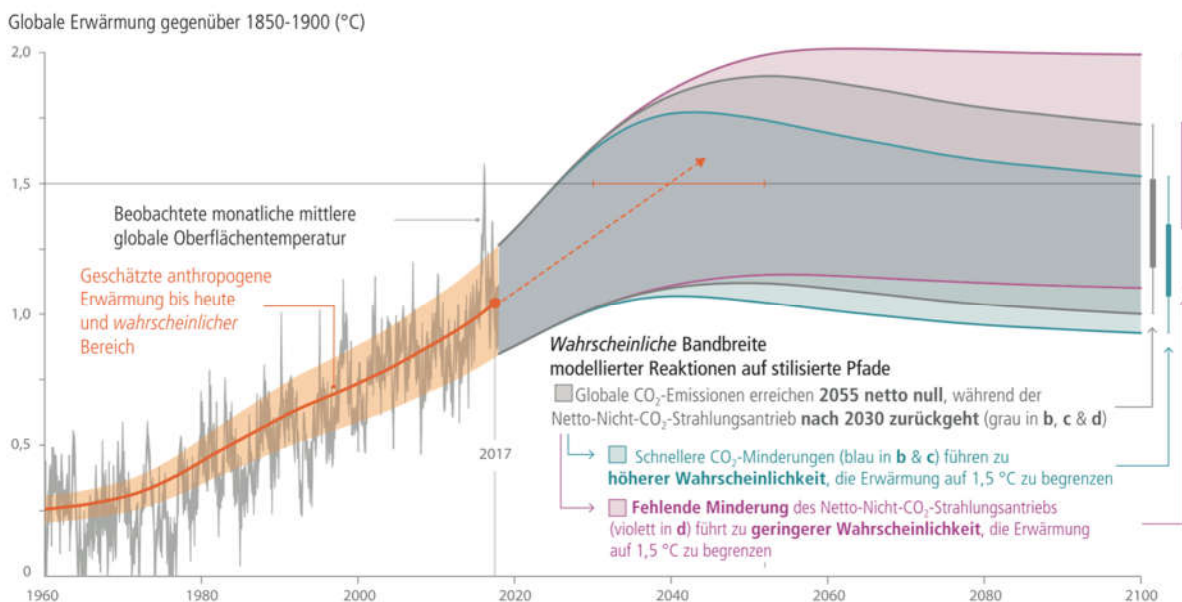


Abbildung 2.1: Beobachtete globale Temperaturänderung und modellierte Reaktionen auf stilisierte anthropogene Emissions- und Strahlungsantriebspfade [IPCC18, S.10]

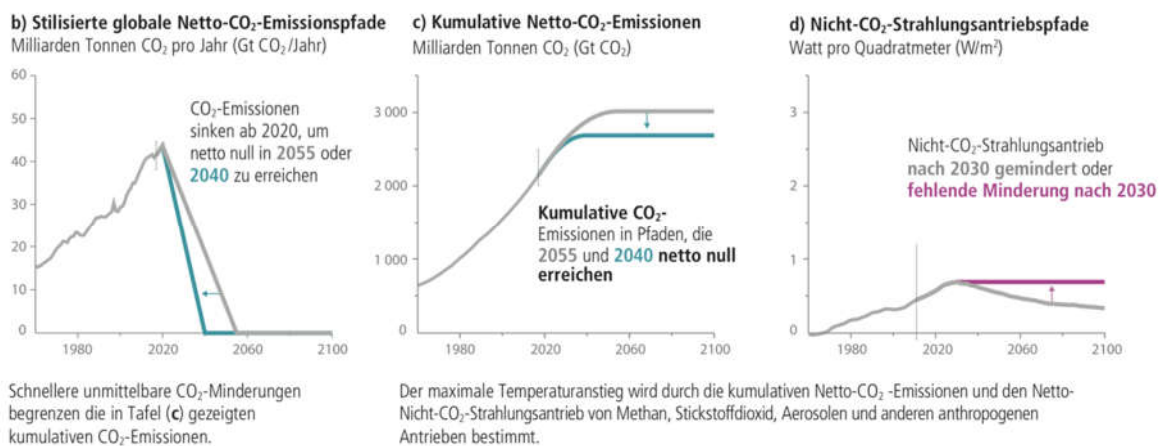


Abbildung 2.2: Ergänzungen zu Abbildung 2.2 [IPCC18, S.10]

In Deutschland sind die Emissionen von Treibhausgasen von noch 1251 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten im Jahr 1990 auf 858 Millionen Tonnen 2018 kontinuierlich gesunken. Dies ist Abbildung 2.3 zu entnehmen. Der untere Balken in Gelb zeigt die Emissionen der Energiewirtschaft, die sich für rund ein Drittel der Gesamtemissionen verantwortlich zeigt. Das Ziel der Bundesregierung sieht jedoch eine weitere drastische Reduktion vor. So sollen bis zum Jahr 2030 insgesamt 55% weniger Treibhausgase als im Vergleichsjahr 1990 emittiert werden. Für die Energiewirtschaft ist eine Vermeidung von 283 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalenten vorgesehen (vgl. Abbildung 2.4).

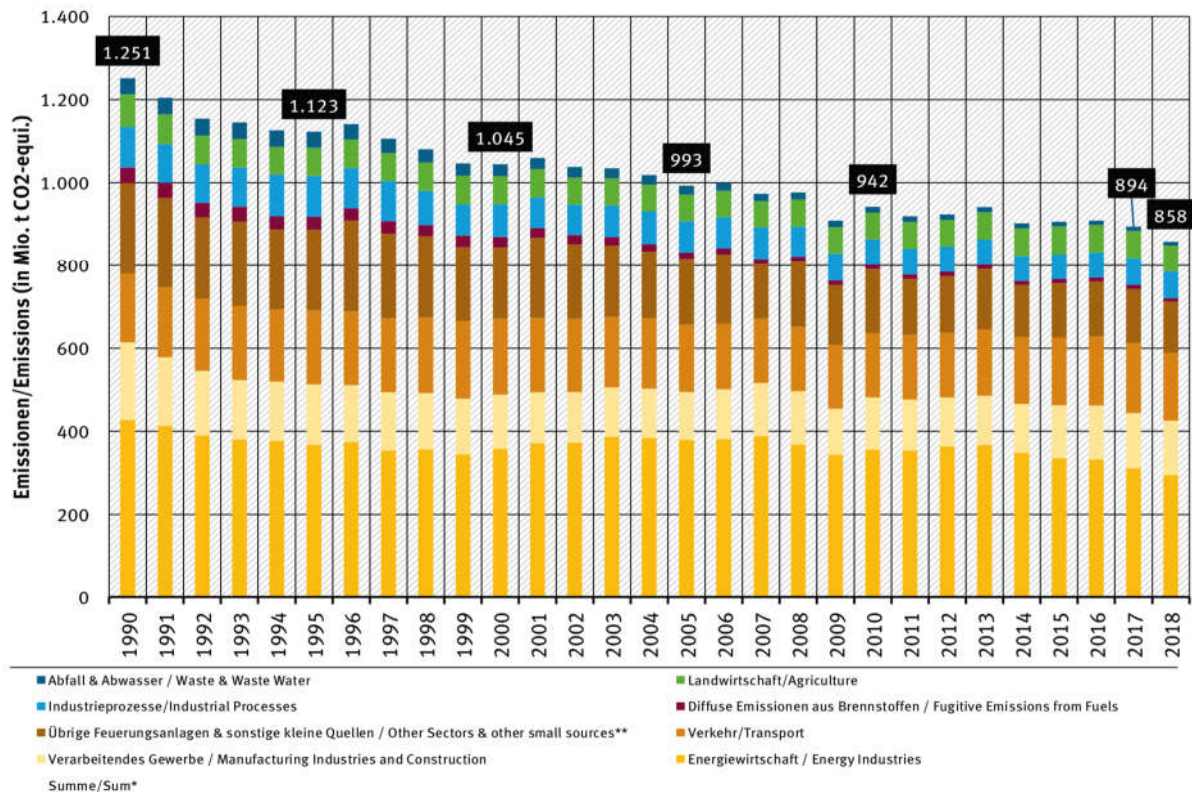


Abbildung 2.3: Jährliche Treibhausgas-Emissionen in Deutschland nach Kategorie (Stand: 12/19) [UMWE20a]

Die Verteilung der Treibhausgase an den Gesamtemissionen in CO₂-Äquivalenten stellt sich nach Abbildung 2.5 dar. Offensichtlich hat Kohlendioxid (CO₂) mit 88% den mit Abstand größten Anteil an den Emissionen in Deutschland. Daher sollte zur Minderung der gesamten Treibhausgasemissionen insbesondere eine Reduktion der CO₂-Emissionen stattfinden. Zudem sollte dieser Priorität gegenüber anderen Treibhausgasen gegeben werden, da sich in den vergangenen 30 Jahren die CO₂-Emissionen am geringsten reduziert haben (vgl. Abbildung 2.6).

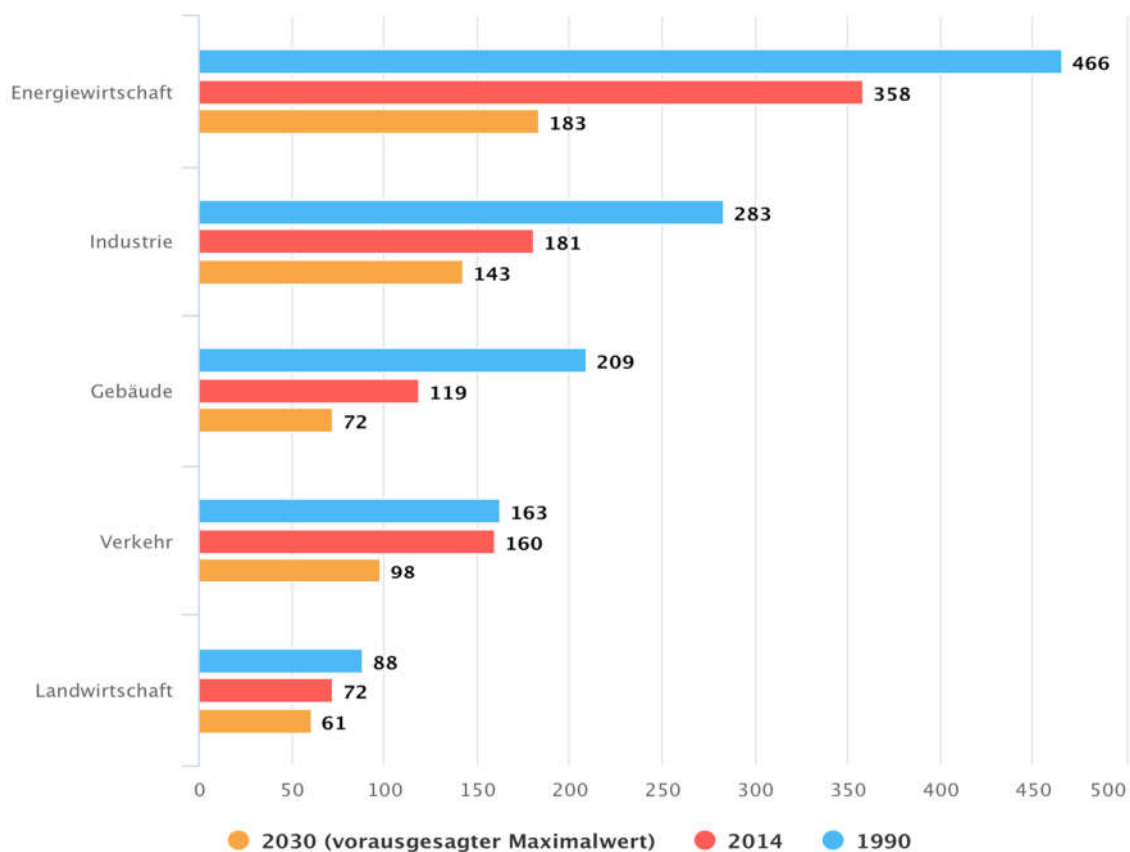


Abbildung 2.4: Die Sektorziele im Klimaschutzplan 2050 (in Mt CO₂-Äquivalenten) [BMUD20]

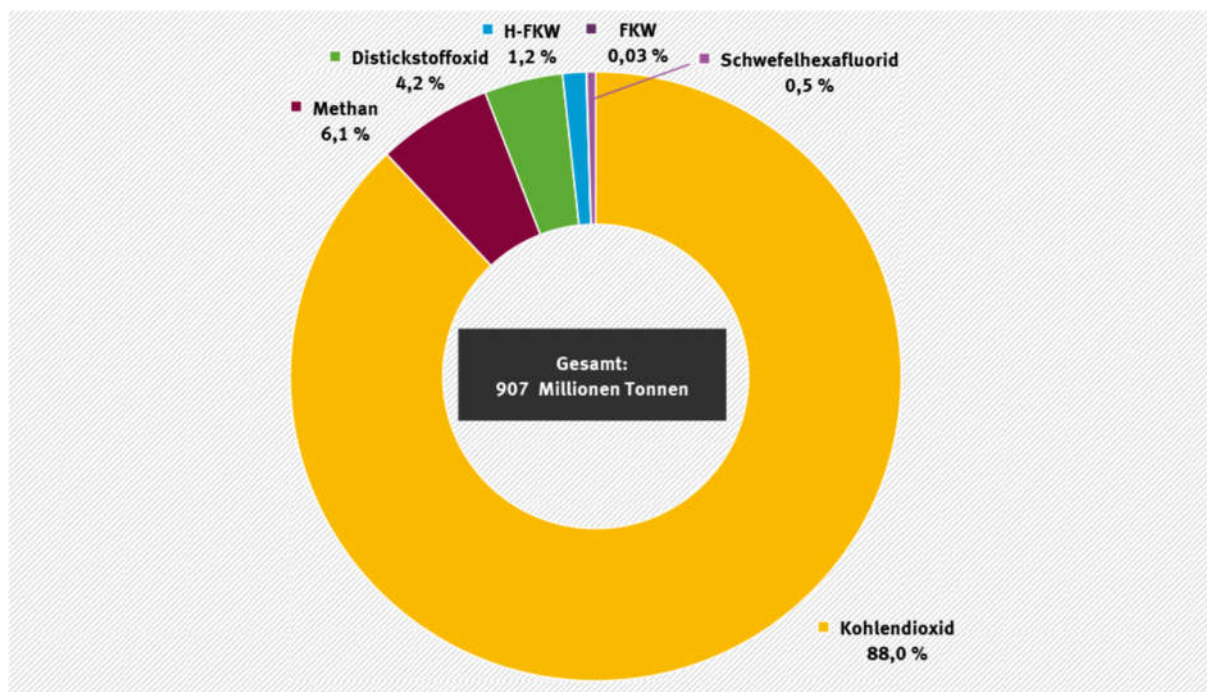


Abbildung 2.5: Anteile der Treibhausgase an den Emissionen (berechnet in Kohlendioxid-Äquivalenten) in Deutschland 2017 (Stand 01/2019) [UMWE20b]

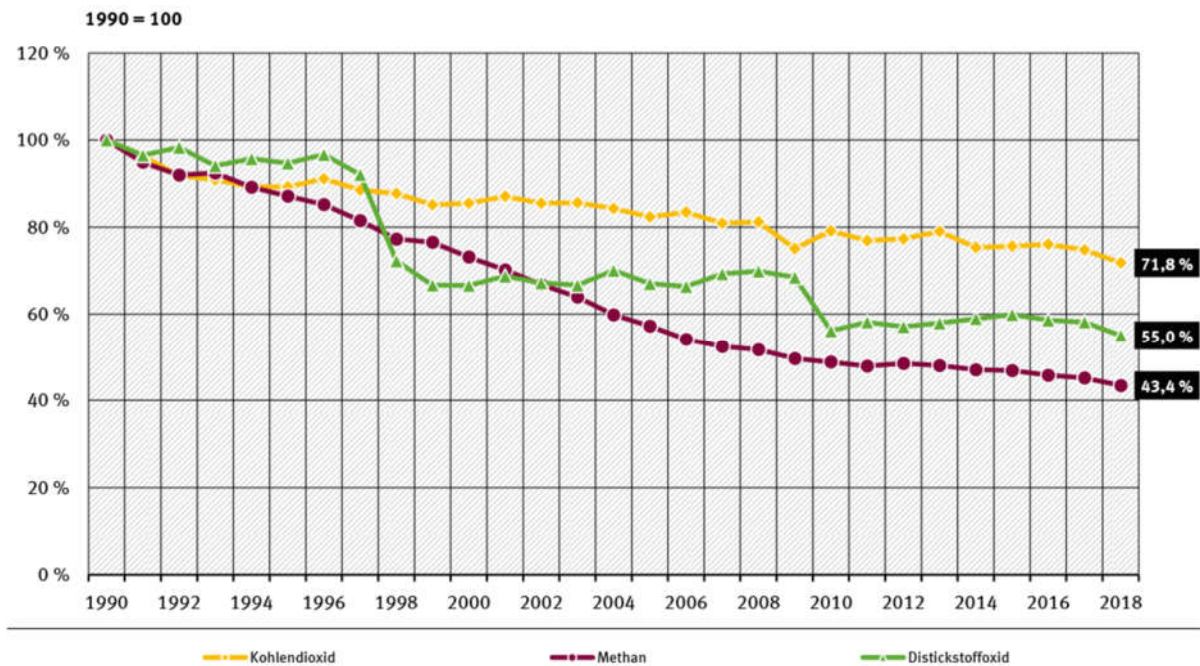


Abbildung 2.6: Trend der Emissionen von Kohlendioxid, Methan und Distickstoffmonoxid (Stand 01/2019) [UMWE20c]

Zusätzlich gibt es für die Staaten auch einen finanziellen Anreiz, die gesetzten Klimaschutzziele einzuhalten: So wird Deutschland nach einer Studie der Agora Energiewende sein Ziel bis 2030 möglicherweise um bis zu 616 Millionen Tonnen CO₂ verfehlen. Dies kann mit Kosten in Höhe von bis zu 60 Milliarden Euro verbunden sein. Die Umsetzung von klimaschutzpolitischen Maßnahmen ist sicherlich ebenfalls mit Kosten verbunden. Doch sollte hier berücksichtigt werden, dass die Entwicklung, Planung und Installation von innovativen Technologien in beispielsweise den Sektoren Verkehr und Energie Investitionen und Wachstum generieren. Daraus resultiert auch die Schaffung neuer Arbeitsplätze. [AGOR18, S.3]

Zur Reduktion und Vermeidung von Treibhausgasemissionen ist daher eine Dekarbonisierung des Energiesektors durch den Einsatz regenerativer Energieerzeuger zu vollziehen. In Abbildung 2.7 sind die verursachten und vermiedenen Emissionen verschiedener regenerativer Energiesysteme dargestellt. Alle haben gemein, dass sie netto Treibhausgasemissionen vermeiden, selbst wenn sie wie im Fall der Photovoltaik und des Biogases nicht unerhebliche Mengen verursachen.

Zusammengefasst wird deutlich, dass die durch menschliche Treibhausgasemissionen verursachte globale Erwärmung weitreichende Konsequenzen hat. Diese Folgen gilt es nach Möglichkeit zu mindern oder sogar abzuwenden. Dazu müssen unter anderem Treibhausgasemissionen insbesondere in Form von CO₂ vermindert werden. Es kann gezeigt werden, dass sich dieses Ziel durch den Einsatz regenerativer Energieerzeuger erreichen lässt.

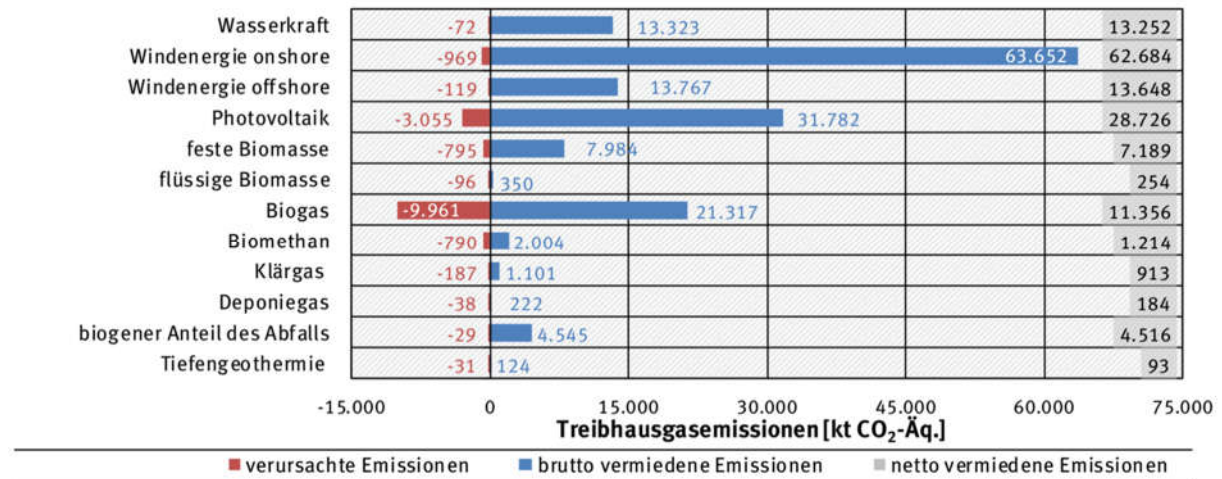


Abbildung 2.7: Durch den Einsatz erneuerbarer Energien zur Brutto-Stromerzeugung vermiedene und verursachte Treibhausgasemissionen im Jahr 2018 nach Energieträgern [LAUF19]

Die Primärenergieträger Wind und Sonne haben jedoch den entscheidenden Nachteil, nur in gewissem Maße vorhersagbar zu sein. Das heißt, die Energieerzeugung ist nur begrenzt steuerbar. Das Stromnetz ist darauf ausgelegt, zu jedem Zeitpunkt die Leistung zur Verfügung zu stellen, die auch gerade nachgefragt wird. Konventionelle Kraftwerke können dementsprechend geregelt werden. Die Leistung einer Photovoltaikanlage kann jedoch nicht erhöht werden, wenn die Sonne aufgrund der Tageszeit oder des Wetters nicht scheint. Als Ausgleich können Stromspeicher eingesetzt werden, die positive wie negative Residuallasten ausgleichen können. Daraus ergibt sich der zusätzliche Vorteil, dass das Stromnetz in Zeiten hoher Stromproduktion entlastet wird (vgl. Abbildung 2.8).

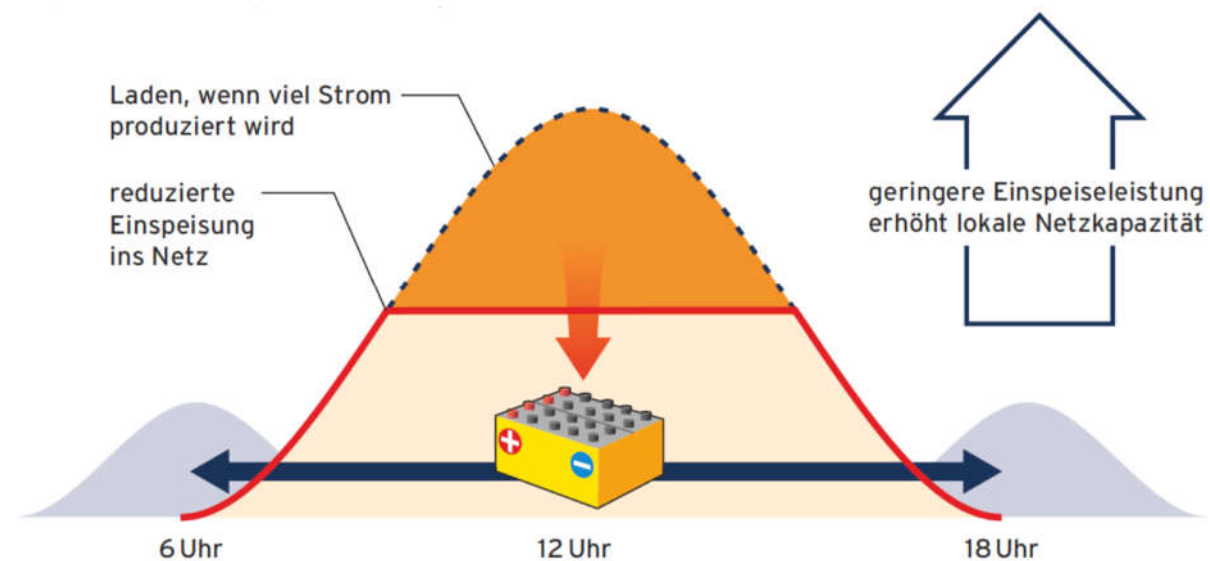


Abbildung 2.8: Netzoptimierte Speicherung von Solarstrom [MAYE14]

2.3 EEG

In Deutschland wird der Ausbau Erneuerbarer Energien aktiv vorangetrieben und von der Bundesregierung gefördert. Grundlage dafür ist das am 29. März 2000 beschlossene „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes“. Explizit genannte Ziele dieses Gesetzes sind

- Das Ermöglichen einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung im Interesse des Klima- und Umweltschutzes.
- Die deutliche Erhöhung des Beitrags Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung.
- Die Erreichung des Ziels, den Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2020 zu verdoppeln.

Darin wird die Abnahme und Vergütung der Stromerzeugung aus Biomasse, Deponie-, Gruben- und Klärgas, Geothermie, solarer Strahlungsenergie, Wind- und Wasserkraft geregelt. So wird Strom aus Erneuerbaren Energien bevorzugt ins Netz eingespeist. [BUND00] Im weiteren Verlauf wird lediglich auf die Regelungen zur solaren Strahlungsenergie eingegangen, da sich diese Arbeit primär mit der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen und ergänzenden Umwandlungs- beziehungsweise Speichertechnologien befasst.

Besonderes Augenmerk soll auf der Einspeisevergütung und deren Verlauf von Strom aus Photovoltaikanlagen liegen. Diese soll einen finanziellen Anreiz anbieten, in die anfänglich sehr kostenintensiven Anlagen zu investieren. So wurden im Jahr 2010 noch bis zu 40 ct/kWh gezahlt [BUND10]. Dieser Satz ist in den vergangenen zehn Jahren aufgrund des hohen Zubaus an Photovoltaik (vgl. Abbildung 2.10) stark gesunken, sodass eine ins Stromnetz eingespeiste Kilowattstunde inzwischen mit weniger als 7 Cent vergütet wird. In Abbildung 2.9 ist die Entwicklung der Vergütungssätze von Anfang 2019 bis April 2020 zu sehen.

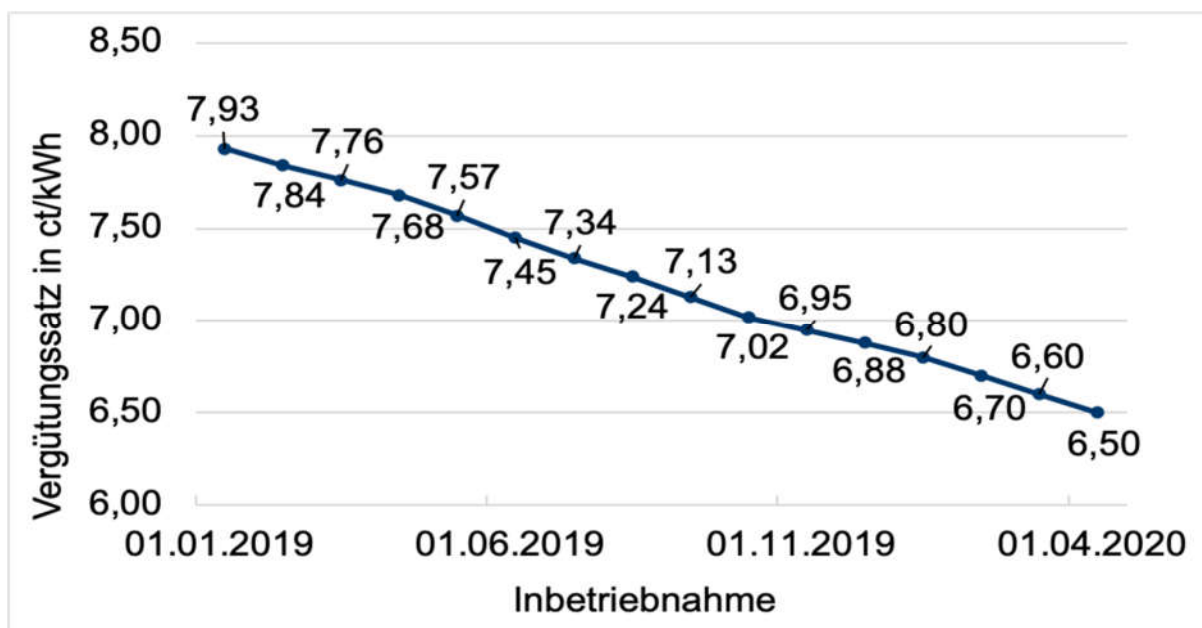


Abbildung 2.9: Feste Einspeisevergütung für sonstige Anlagen bis 100kWp nach dem EEG 2014 [BUND20a]

Die feste Einspeisevergütung gilt nur für Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW_p . Bei Anlagen mit einer Leistung von $100 \text{ kW}_p < P_{PV} \leq 750 \text{ kW}_p$ ist der Betreiber zur Direktvermarktung verpflichtet. Zusätzlich bekommt er eine Bezuschussung durch die Marktprämie, die zusätzlich zum durchschnittlichen monatlichen Erlös an der Strombörse ausgezahlt wird. Die Höhe der Vergütung von Photovoltaikanlagen mit einer Größe von mehr als 750 kW_p werden in Ausschreibungen ermittelt. Diese ist jedoch an zwei Restriktionen gebunden: Zum einen darf die Anlage eine Größe von 10 MW nicht überschreiten und zum anderen darf sie nur auf dafür vorgesehenen Flächen errichtet werden. Von den Größenbeschränkungen ausgenommen sind jedoch Anlagen, die auf Deponien oder ehemaligem Militärgelände errichtet werden.

Die finanziellen Förderungen haben zu einem hohen Ausbau der installierten PV-Leistung in Deutschland geführt (vgl. Abbildung 2.10). Da die Vergütung durch das EEG jedoch stetig gesunken ist und wahrscheinlich weiter sinken wird, geht dieser finanzielle Anreiz verloren. [AGOR20]

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz sind für eine Vergütung Vertragslaufzeiten von 20 Jahren vorgesehen. Das bedeutet, dass bald erste Anlagen aus der Förderung fallen und die Frage nach der weiteren wirtschaftlichen Vermarktung aufkommt. Allerdings steigt auch unabhängig davon das Interesse an alternativen Finanzierungsmodellen [PWCD20]. Die Entscheidung hinsichtlich der Finanzierung wird wirtschaftlich abgewogen werden. Dazu muss untersucht werden, ob ein innovatives Modell im Vergleich zur konventionellen Vergütung über das EEG in Zukunft kostengünstiger ist.

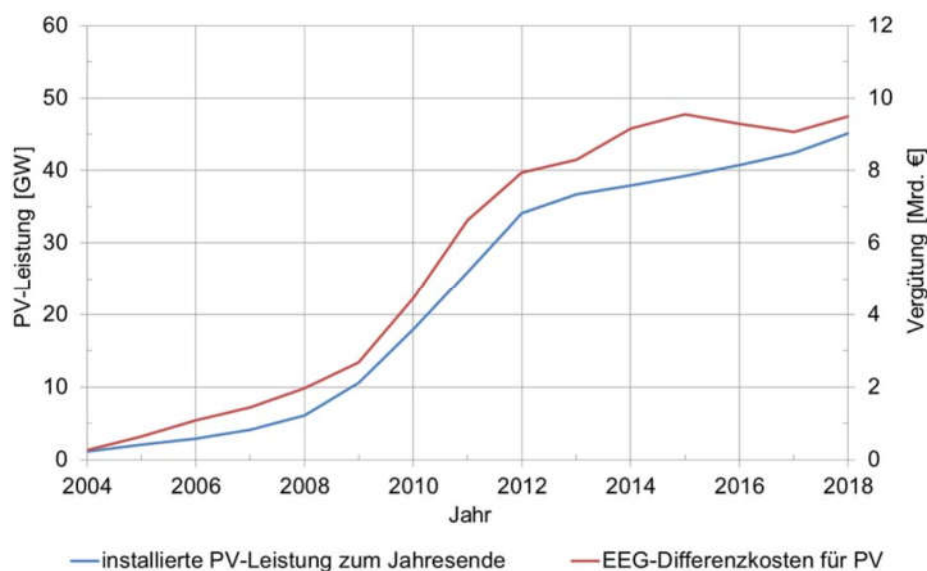


Abbildung 2.10: Ausbau und Vergütungssumme der Photovoltaik in Deutschland [FRAU20, S.14]

2.4 Power Purchase Agreements

Eine alternative Finanzierung eines Projekts mit Erneuerbaren Energien ist das Power Purchase Agreement (kurz: PPA), übersetzt Stromabnahmevertrag. Ein PPA wird in der Regel zwischen zwei Parteien geschlossen: Zum einen dem Stromproduzenten und zum anderen dem Stromabnehmer. In diesem Vertrag kann unter anderem vereinbart werden, wie viel Strom zu welchen Zeiten geliefert werden soll, wie hoch die maximale elektrische Leistung sein muss und auch welche Strafen bei Nichteinhaltung fällig werden können. Die Laufzeit eines PPA kann individuell vereinbart werden: Es werden Vertragslaufzeiten von häufig 10 bis 15 Jahren [EUWI20] und bis zu 20 Jahren [HUNE18] angegeben.

Für Photovoltaik-Freiflächenanlagen bestehen im Rahmen einer Förderung über das EEG Restriktionen hinsichtlich des Ortes und der Größe der Anlage. Für Dachanlagen sinkt die Vergütung mit steigender Peak-Leistung der Anlage. So werden für eine Anlage mit 10kW_p noch $12,70\text{ct/kWh}$ gezahlt. Für eine Anlage mit 750kW_p beträgt die Vergütung seit dem 01.04.2019 nur noch $8,90\text{ct/kWh}$. Noch größere Anlagen erhalten keine Einspeisevergütung. [GESE17, §38a] Bei der Finanzierung im Rahmen eines PPA fallen die Förderungen über das EEG weg. Somit sind die besagten Restriktionen irrelevant.

Die Unterteilung von verschiedenen PPA-Strukturen erfolgt hauptsächlich nach den jeweiligen Vertragspartnern. In einem sogenannten Corporate (dt.: Unternehmen) PPA schließt ein Kunde mit einem gewissen Strombedarf einen direkten Vertrag mit einem Stromproduzenten ab. Es findet eine direkte oder bilanzierte Stromlieferung statt, weshalb man auch von Physischen (engl.: Physical) PPAs spricht. Bei einem Merchant (dt.: Händler) PPA wird der erzeugte Strom an beispielsweise einen Energieversorger verkauft, der diesen an seine eigenen Endkunden vertreibt. In Abbildung 2.11 ist gut zu erkennen, dass sich die verschiedenen Strukturen nicht zwingend komplett voneinander abgrenzen lassen. Vielmehr überschneiden sich verschiedene Vertragsformen je nach spezifizierten Konditionen.

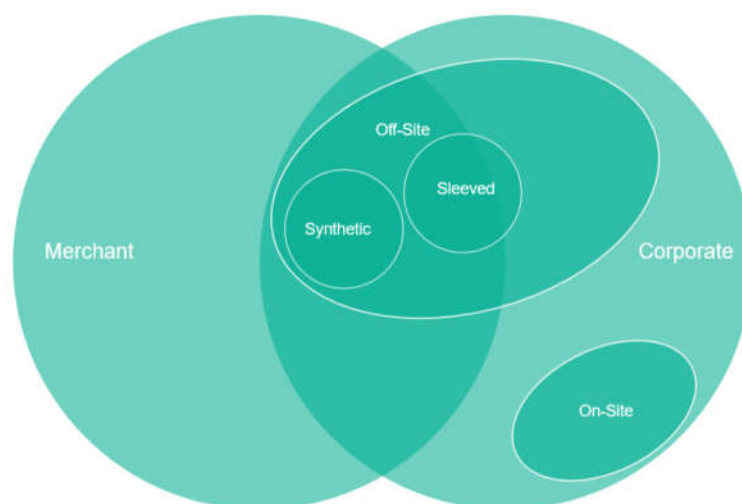


Abbildung 2.11: Typen von Power Purchase Agreements [NEXT20]

Weiterhin kann zwischen drei verschiedenen Physical PPAs unterschieden werden:

1. On-site PPA: Übersetzt bedeutet on-site ganz einfach „vor Ort“. Bei dieser PPA-Struktur ist die Technologie der Energieerzeugung direkt beim Kunden verbaut. Im Falle einer Photovoltaikanlage könnte sich diese beispielsweise auf dem Hallendach eines produzierenden Gewerbes befinden. Die Belieferung des Kunden findet also physisch statt; der produzierte Strom wird also on-site beziehungsweise direkt vor Ort wieder verbraucht. Vorteile dieser Form sind der Wegfall von Netzentgelten, da das öffentliche Stromnetz nicht tangiert wird und die Möglichkeit besteht, die Anlage nach den Bedürfnissen des Kunden zu dimensionieren.

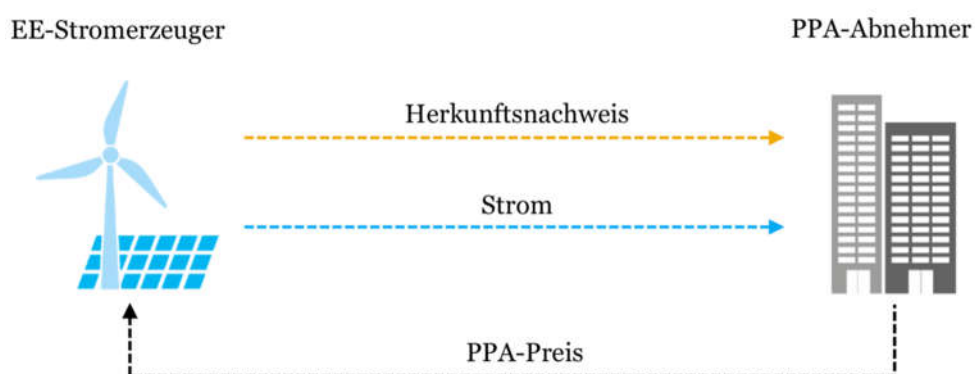


Abbildung 2.12: Prinzip eines on-site PPAs [KLIN18, S.10]

2. Off-site PPA: Das Gegenteil zu on-site ist off-site. Die Stromerzeugung findet nicht in lokaler Nähe zum Abnehmer statt. Auch die Lieferung muss nicht zwangsläufig physisch erfolgen, sondern in der Regel bilanziell. So erhält der Kunde eine festgelegte Menge Strom zu einem festgelegten Preis über das öffentliche Netz. Somit fallen natürlich Netzentgelte an. Vorteilhaft jedoch ist die Möglichkeit des Erzeugers, den Strom aus verschiedenen Quellen liefern zu können. Aufgrund der Volatilität Erneuerbarer Energien kann somit ein höheres Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet werden.
3. Sleeved PPA: Die dritte und letzte Art eines Physical PPA ist das Sleeved PPA. Hierbei handelt es sich weitestgehend um ein off-site PPA, in dem ein externer Dienstleister diverse Aufgaben zur Abwicklung übernimmt. Dazu gehört unter anderem, überschüssigen Strom zu verkaufen oder zusätzlichen Bedarf zu decken. Dabei fallen jedoch zusätzliche Kosten zur Bezahlung des Stromhändlers an. Im Gegensatz zu einem Merchant PPA wird der Stromliefervertrag zwischen Erzeuger und Abnehmer geschlossen; der Stromhändler gleicht lediglich etwaige Residuallasten aus.

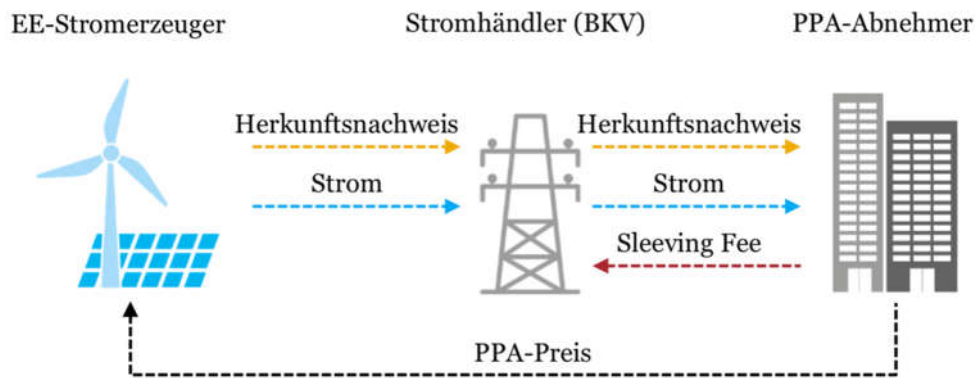


Abbildung 2.13: Prinzip eines Sleeved PPA [KLIN18, S.10]

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die verschiedenen Typen von Physischen PPAs jeweils Vor- und Nachteile mit sich bringen. Tabelle 2.1 schafft dazu einen Überblick. In jedem Anwendungsfall sind diese gegeneinander abzuwägen und genau zu überlegen, welche Konditionen im Vertrag auszuhandeln sind. Grundsätzlich kann der Abnehmer jedoch über einen Herkunftsnachweis des Stroms sein Unternehmen nach außen hin durch die Verwendung des regenerativ erzeugten Stroms positiv darstellen.

Tabelle 2.1: Zusammenfassung der Vor- und Nachteile verschiedener PPA-Strukturen

	On-site PPA	Off-site PPA	Sleeved PPA
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> - Kurze Lieferwege - Keine Netzentgelte - Bedarfsgerechte Anlagengröße 	<ul style="list-style-type: none"> - Höheres Produktportfolio zum Ausgleich der Volatilität 	<ul style="list-style-type: none"> - Abgabe der Verantwortung zum Ausgleich der Residuallasten
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Gesamte Steuerung der Anlage liegt bei Stromerzeuger 	<ul style="list-style-type: none"> - Gegebenenfalls lange Lieferwege - Netzentgelte 	<ul style="list-style-type: none"> - Gegebenenfalls lange Lieferwege - Netzentgelte - Zusätzliche Kosten „sleeving fee“

Weiterhin lassen sich Power Purchase Agreements hinsichtlich der vereinbarten Abnahmemengen kategorisieren. Es wird unterschieden zwischen PPAs mit

1. Pay-as-produced-Mechanismus und
2. Fixed-volume-Mechanismus.

Bei einem PPA mit Pay-as-Produced Mechanismus ist der Vertragsgeber verpflichtet, den gesamten in der bilanzierten Anlage erzeugten Strom an den Vertragsnehmer zu liefern, der

seinerseits zur Abnahme verpflichtet ist. Diese Variante ist aus Erzeugersicht sehr risikoarm, da der Abnehmer etwaige negative Residuallasten mithilfe des Stromnetzes selbst ausgleichen muss. Der Erzeuger kann jedoch sicher sein, die gesamte erzeugte Energiemenge verkaufen zu können. Aufgrund der Unvorhersagbarkeit der Stromlieferung und des damit einhergehenden Risikos sind für diesen Mechanismus nur niedrigere Strompreise verhandelbar. [KLIN18, S.14]

Dem gegenüber steht ein PPA nach dem Fixed-volume-Mechanismus. Hier wird festgelegt, dass der Erzeuger dem Abnehmer eine bestimmte Energiemenge über einen festgelegten Zeitraum liefern muss. Bei Bedarf obliegt dem Produzenten die Pflicht, Residuallasten durch Vermarktung oder Netzbezug auszugleichen. Für den Vertragsnehmer besteht hier das geringste Risiko, da die Stromlieferung vertraglich bindend und damit planbar und verlässlich ist. [KLIN18, S.14]

Die weitere Betrachtung erfolgt unter der Annahme eines on-site PPAs mit Fixed-volume-Mechanismus. Aus Sicht der Steag SENS GmbH stellt dieser Fall ein potentiell Geschäftsmo- dell dar. Die damit verbundenen Risiken sollen durch sorgsame Planung und Dimensionierung minimiert werden. Ziel der Arbeit ist daher, das System möglichst realitätsnah abzubilden, um wirtschaftliche Kenngrößen mit hoher Genauigkeit ableiten zu können.

2.5 Bedeutung von Speichern für ein regeneratives Energiesystem

Durch die Förderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes sind regenerative Energieerzeu- ger in den letzten Jahren massiv ausgebaut worden. Der Anteil am Strommix betrug im Jahr 2000 lediglich rund 6% [BMW18] und ist inzwischen auf über 50% angestiegen [DEST20]. Die Ausbauziele der Bundesregierung sehen vor, dies bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80% zu erhöhen [ERNE20]. Wie bereits ins Kapitel 2.2 angedeutet, sind die Erneuerbaren Energien nur bedingt vorhersagbar.

Im Allgemeinen bedeutet Volatilität die zeitliche Schwankung einer Größe. Erneuerbare Ener- gieträger, insbesondere Wind und Sonne werden ebenfalls als volatil bezeichnet. Ihr Auftreten ist abhängig von der Tages- und Jahreszeit und nur begrenzt vorhersagbar. Die Fluktuation der Erzeugung muss daher ausgeglichen werden. Dazu sind verschiedene Lösungsansätze denkbar. Sicher ist jedoch, dass das zukünftige Energiesystem mit regenerativen Energieer- zeugern mit flexiblen Speichern ausgestattet werden muss. [STIL15, S.339] Der Bedarf an Speichern ist jedoch weitgehend von der zeitlichen Auflösung der Nachfrage abhängig. Kann sich diese nicht flexibel an die Erzeugung anpassen, so werden insbesondere bei einem hohen Anteil an PV-Erzeugung an der gesamten Stromerzeugung Kurzzeitspeicher benötigt. Es wird davon ausgegangen, dass bis zu einem Anteil von 60% Erneuerbarer Energien an der gesam- ten Stromerzeugung in Deutschland keine Speicher für den weiteren Ausbau dieser benötigt werden [PAPE14, S.13].

In der vorliegenden Arbeit soll eine Photovoltaikanlage untersucht werden. Das Energiesystem soll dabei einen hohen Autarkiegrad aufweisen. Um die Stromversorgung in diesem Fall mög-

lichst zu verstetigen, muss ein zusätzlicher Speicher installiert werden. Nur so können Lastspitzen und die fehlende Erzeugung in der Nacht ausgeglichen werden, ohne auf das öffentliche Stromnetz zurückgreifen zu müssen. Es werden daher Kurzzeitspeicher benötigt, die Energie ohne nennenswerte Zeitverzögerung ein- und wieder ausspeichern können.

Für die Sonneneinstrahlung und damit auch für die Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen in Deutschland ergeben sich zudem aufgrund der Lage fern des Äquators ebenfalls starke Unterschiede zwischen Sommer und Winter. In Abbildung 2.14 sind in rot die flächen-gemittelten monatlichen Summen der Globalstrahlung in Deutschland dargestellt. Im Vergleich dazu finden sich in grün die von 1981 bis 2010 gemittelten Werte. Gut zu erkennen ist, dass in den Sommermonaten ungleich mehr Sonneneinstrahlung vorliegt. Im Winter sind demnach die elektrische Leistung und der erzeugte Strom wesentlich geringer. PV-Erzeuger können also ebenfalls ein Interesse an langfristigen Speichern haben, die Überschüsse im Sommer einspeichern und im Winter wieder ausspeichern.

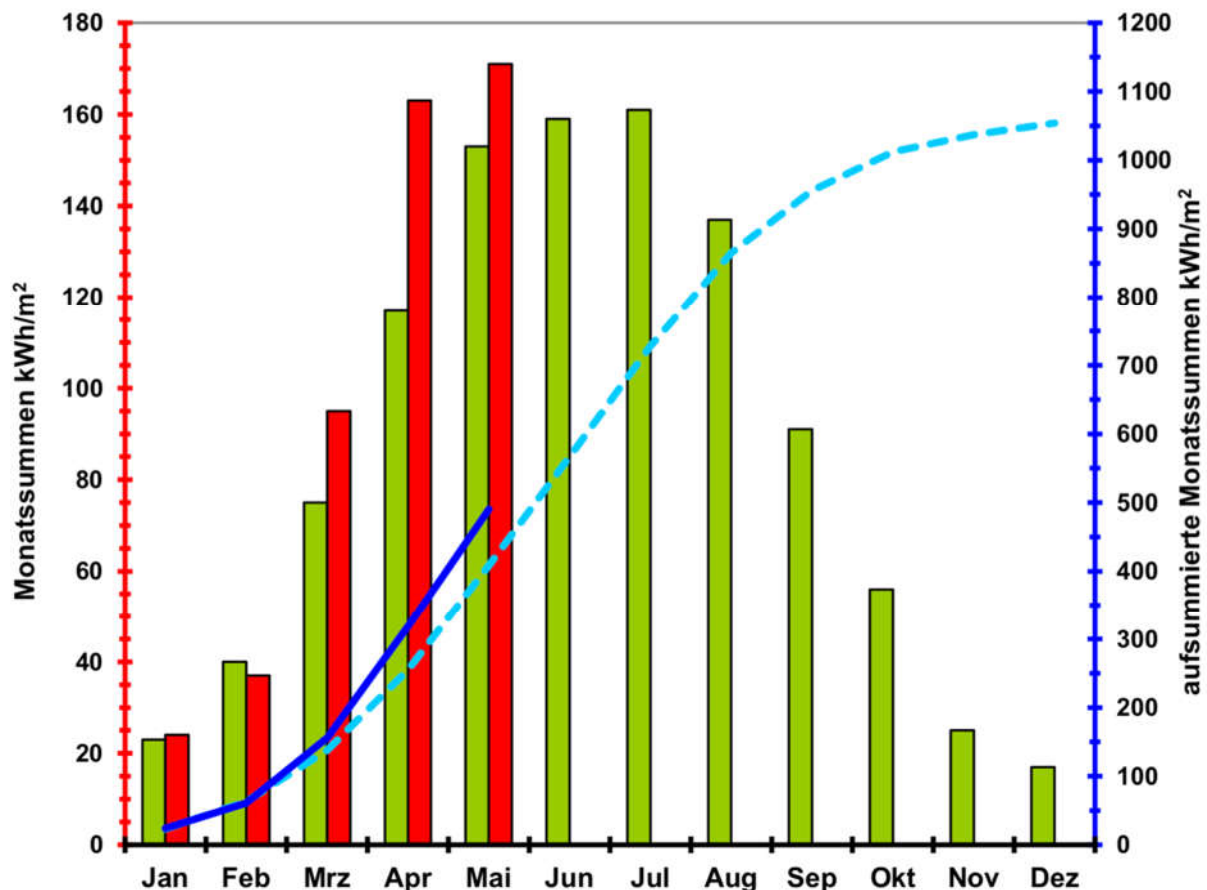


Abbildung 2.14: Jahresgang der Globalstrahlung 2020 im Vergleich zum langjährigen Mittel 1981 – 2010 (deutschlandweites Flächenmittel) [DWDD20]

3 Stand der Technik

In einer ebenfalls bei der Steag SENS GmbH geschriebenen Masterarbeit wurde die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Freiflächenanlagen innerhalb von Power Purchase Agreement untersucht. Im Rahmen dessen wurden die Stromgestehungskosten verschiedener großskaliger Anlagen-Konfigurationen ermittelt. Die vorliegende Arbeit soll daran anknüpfen und untersucht deswegen die Wirtschaftlichkeit von Aufdach-Photovoltaikanlagen mit ergänzendem Stromspeicher im Rahmen eines PPAs. In diesem Kapitel wird zunächst ein Überblick über bereits abgeschlossene Power Purchase Agreements im europäischen Ausland (vgl. Kapitel 3.1.1) und in Deutschland (vgl. Kapitel 3.1.2) gegeben. Anschließend werden verschiedene Speichertechnologien vorgestellt und deren Einsatzmöglichkeiten im Anwendungsfall diskutiert (vgl. Kapitel 3.3). Zum Ende dieses Abschnitts werden die Kosten der ausgewählten Speicher zusammengestellt und für die Verwendung in dieser Arbeit festgelegt (vgl. Kapitel 3.3.5).

3.1 Umgesetzte PPAs

Zum heutigen Zeitpunkt sind bereits einige Photovoltaikanlagen im Rahmen von Power Purchase Agreements in Betrieb. Wie eingangs erwähnt, befinden sich diese vorrangig im Ausland. Die nachfolgenden Unterkapitel informieren über die Vertragsformen und insofern vorhanden Preisstrukturen der abgeschlossenen PPAs in Europa und Deutschland.

3.1.1 Europa

In Europa gewinnen PPA-finanzierte Photovoltaikanlagen zunehmend an Bedeutung [PVMA20b]. Im Haus der Steag Solar Energy Solutions sind mehrere PPAs abgeschlossen worden. Dazu gehören die Anlagen Twin Yards und Manmoel Road in Großbritannien. Bei beiden handelt es sich um Merchant PPAs, abgeschlossen mit dem Energieversorger Gazprom. Weiterhin zu nennen sind die Anlagen Baking Board Solar Farm und Maryroughrough in Australien. Außerdem liefert die Photovoltaikanlage auf der LIDL-Filiale in Sofia Strom im Rahmen eines PPAs.

Das erste Projekt in Europa, das sich über ein Power Purchase Agreement refinanziert, war jedoch das Kraftwerk Don Rodrigo im Süden Spaniens. Der von der BayWa r.e. errichtete Solarpark mit einer Gesamtleistung von 175 MW wurde im Dezember 2018 fertiggestellt [PVMA18]. Daran schließt sich das Projekt Don Rodrigo II mit 50 MW an, bei dem ebenfalls ein PPA vereinbart wurde [PVMA20c].

Das schweizerische Unternehmen Edisun Power hat in Portugal zwei Power Purchase Agreements mit einer Anlagenleistung von 49 MW [PVMA19a] und 23 MW [PVMA19b] abgeschlossen. In beiden Fällen sollen Abnahmeverpflichtungen zu fixen Kosten bestehen. Über die Preisstrukturen ist jedoch nichts bekannt.

3.1.2 In Deutschland

In Deutschland sind Finanzierungen über Power Purchase Agreements wegen der wirtschaftlich bislang attraktiven EEG-Förderung die Ausnahme. Experten vermuten, dass der Markt in etwa fünf bis acht Jahren dafür offen sein wird [PVMA19c]. Wenige Pilotprojekte sind jedoch schon ans Netz gegangen; vorrangig um Erfahrungen mit der neuen Vertragsform zu sammeln und sich am Markt zu positionieren.

Die erste Photovoltaikanlage in Deutschland, die über ein PPA finanziert wird, wurde Anfang Juli 2019 von der MaxSolar GmbH in Betrieb genommen. [MAXS19]

Ein weiteres PPA-Projekt wurde von der EnBW AG und der Energiekontor entwickelt. Die förderfreie Anlage soll Ende 2020 mit einer Vertragslaufzeit von 15 Jahren ans Netz gehen. [PVMA19d]

Das norwegische Unternehmen Statkraft schließt zunehmend mehr Power Purchase Agreements als erzeugender Energieversorger ab. Dabei handelt es sich um Merchant PPAs, da Statkraft auf ein breit gestreutes Anlagen-Portfolio mit Wind- Wasser- und Sonnenenergie zurückgreifen kann. Somit kann eine unterbrechungsfreie Stromversorgung aus regenerativen Energieträgern sichergestellt werden. [PVMA20d]

Zusammengefasst lässt sich sagen, dass es erst wenige über Power-Purchase-Agreements finanzierte Anlagen in Europa und speziell in Deutschland gibt. Hierzulande liegt dies vor allem an der EEG-Förderung, die PV-Projekte in den letzten Jahren wirtschaftlich gemacht hat. Der Markt hat sich allerdings durch die kontinuierlich sinkende Vergütung inzwischen verschoben, sodass sich PV-Erzeuger zunehmend nach neuen Absatzmöglichkeiten umsehen. Auch für die Steag SENS GmbH, die bislang kein PPA-Projekt vorzuweisen hat, sind die neuartigen Finanzierungsmodelle von Interesse.

Bis dato sind noch keine PPAs mit einer um einen Stromspeicher erweiterten Photovoltaikanlage in Deutschland bekannt. Daher ist von besonderem Interesse, wie sich Speichertechnologien für eine solche Konfiguration wirtschaftlich integrieren lassen.

3.2 Photovoltaik

In einer Photovoltaikanlage wird die Strahlungsenergie der Sonne in elektrische Energie umgewandelt. Dieses Kapitel geht nicht auf die physikalischen und elektrotechnischen Details ein, sondern informiert lediglich über Grundlagen, die dem Leser zum besseren Verständnis dienen sollen. Wie eine klassische netzgekoppelte Photovoltaikanlage aufgebaut ist, kann Abbildung 3.1 entnommen werden. Hierbei handelt es sich um eine sogenannte Aufdach-Anlage, die auf Dächern oder an Fassaden montiert wird und in dieser Arbeit vorrangig behandelt wird. Dem gegenüber stehen Freiflächen-Anlagen, die auf im Boden fixierten Fundamenten montiert werden und in der Regel wesentlich größer sind. Üblicherweise werden in Deutschland Vergütungen und Vorgaben zur Errichtung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt (vgl. Kapitel 2.3). Dadurch ist die Größe vieler Aufdach-Anlagen in Deutschland auf 750kW_p begrenzt.

Jede Photovoltaikanlage besteht aus **Solarzellen**, die in Reihe geschaltet ein **Modul** ergeben. Mehrere Module in Reihe geschaltet ergeben einen **String**. Die PV-Anlage kann aus einem oder einer Vielzahl von Strings bestehen, die an einem **Wechselrichter** angeschlossen sind. Dieser wandelt den in den PV-Modulen erzeugten Gleichstrom in Wechselstrom um, der ins öffentliche Netz eingespeist wird.

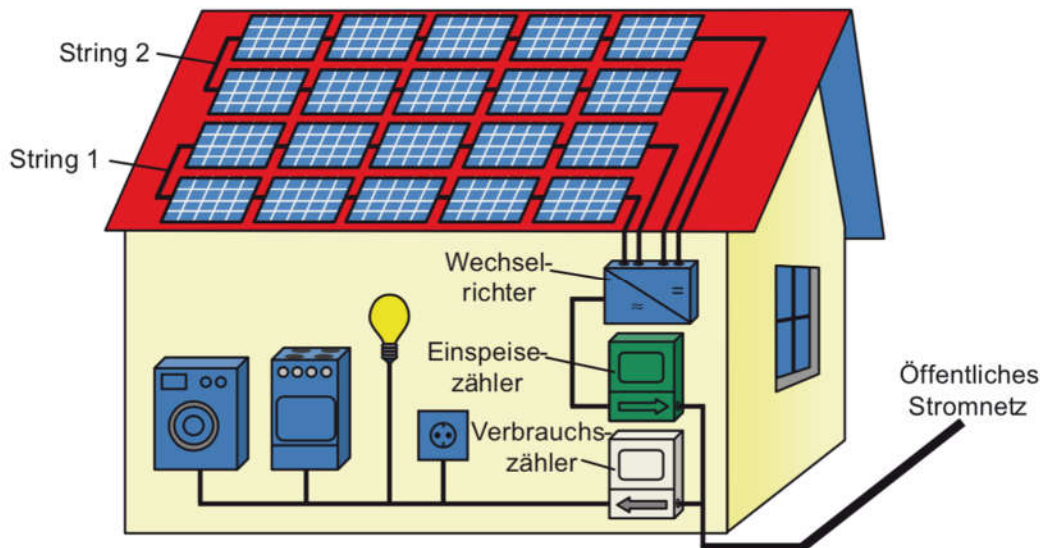


Abbildung 3.1: Aufbau einer klassischen netzgekoppelten Photovoltaikanlage [MERT20, S.34]

Eine Solarzelle besteht in der Regel aus dem Halbleiter Silizium. In das Kristallgitter werden Fremdatome eingebracht, Dotieren genannt. Dadurch entsteht zum Beispiel mit Phosphor eine n-Dotierung und mit Bor eine p-Dotierung. Das heißt, die eine Seite des Halbleiters hat mehr freie Elektronen als die andere, die wiederum jene Elektronen aufnehmen kann. [GÖBE19, S.7f]

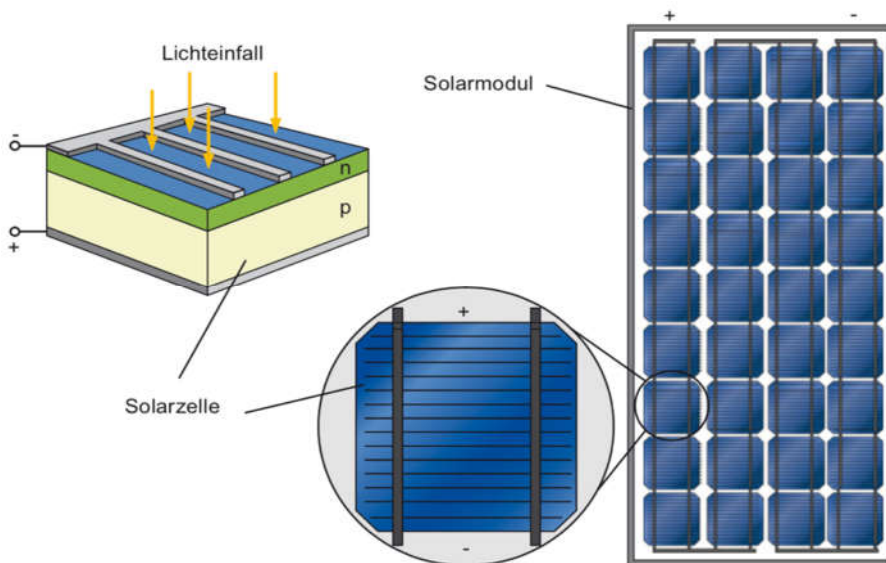


Abbildung 3.2: Aufbau eines Solarmoduls aus Solarzellen [MERT20, S.33]

Wird die Solarzelle der Sonneneinstrahlung ausgesetzt, lösen sich die Elektronen aus dem Kristallgitter und werden zu den außen liegenden Kontakten der Solarzelle transportiert. Dadurch entsteht eine Spannung von ca. 0,5V. Wie in Abbildung 3.2 zu sehen ist, werden viele Solarzellen zu einem Modul in Reihe geschaltet, wodurch eine Spannung von 20V bis 50V entsteht. Der elektrische Strom beträgt in Abhängigkeit der Einstrahlung 0A bis 10A. Heutige Solarmodule erreichen damit eine Nennleistung von 300W bis 400W. [MERT20, S.33]

Wie bereits erwähnt, liefern die zu Strings in Reihe geschalteten Module Gleichstrom (DC). Unser Stromnetz ist jedoch auf Wechselstrom (AC) ausgelegt, sodass ein Wechselrichter erforderlich ist. Dieser wandelt die eintretende Gleichspannung in Wechselspannung um. Dabei geht ein Teil der elektrischen Energie verloren. Zusammen mit den Verlusten, die in den elektrischen Leitungen entstehen, kann somit die angegebene Peak-Leistung der Anlage nie vollständig erreicht werden. Die nutzbare Leistung des Wechselrichters ist daher die Netto-AC-Leistung der Photovoltaikanlage.

3.3 Umwandlungstechnologien

In diesem Kapitel soll ein Überblick gegeben werden, welche Möglichkeiten zur Speicherung und Umwandlung in andere Energieträger von Strom aus Photovoltaikanlagen generell bestehen. Ein Energiespeicher kann definiert werden als „eine energietechnische Einrichtung, welche die drei folgenden Prozesse beinhaltet: Einspeichern (Laden), Speichern und Ausspeichern (Entladen)“ [STER17, S. 26]. Dies ist schematisch in Abbildung 3.3 dargestellt.

Strom ist elektrische Energie, also ein Sekundärenergieträger. Das heißt, eine aus dem Primärenergieträger Sonne umgewandelte Form von Energie. Wichtig zu verstehen ist es, dass Energie im Sinne einer Speicherung immer in eine andere Form umgewandelt wird. Demnach werden nachfolgend Speicher- und Umwandlungstechnologien synonym behandelt und abkürzend als Speicher bezeichnet. Gemäß des 1. Hauptsatzes der Thermodynamik ändert sich „Die Energie eines Systems [...] nur durch Zu- oder Abfuhr von Energie über die Systemgrenzen“ [LUCA08, S.147]. Für ein allgemeines offenes System gilt:

$$\begin{aligned} \frac{dE(\tau)}{d\tau} + \dot{m}_a(\tau) \left[h_a(\tau) + \frac{1}{2} c_a^2(\tau) + g_{z_a}(\tau) \right] \\ - \dot{m}_e(\tau) \left[h_e(\tau) + \frac{1}{2} c_e^2(\tau) + g_{z_e}(\tau) \right] = \dot{Q}(\tau) + P_t(\tau) \end{aligned} \quad (3.1)$$

$\frac{dE(\tau)}{d\tau}$ = Zeitliche Änderung der Gesamtenergie des Systems [kWh/s]

$\dot{m}_{a,e}(\tau)$ = In das System aus-/eintretender Massenstrom [kg/s]

$h_{a,e}(\tau)$ = Spezifische Enthalpie des aus-/eintretenden Massenstroms [kJ/kg]

$c_{a,e}(\tau)$ = Geschwindigkeit des aus-/eintretenden Massenstroms [m/s]

$g = \text{Erdbeschleunigung [m/s}^2\text{]}$

$z_{a,e}(\tau) = \text{Geodätische Höhe des aus-/eintretenden Massenstroms [m]}$

$\dot{Q}(\tau) = \text{Über die Systemgrenze transferierter Wärmestrom [kW]}$

$P_t(\tau) = \text{Über die Systemgrenze transferierter Arbeitsstrom [kW]}$

Bezogen auf das in Abbildung 3.3 dargestellte Schema ergibt sich unabhängig von der Speichertechnologie:

$$E_{aus} = E_{ein} * \eta_{ein} * \eta_{sp} * \eta_{aus} = E_{ein} * E_{aus} = E_{ein} * \eta_{ges} \quad (3.2)$$

Die in den Prozessschritten „Laden“, „Halten“ und „Entladen“ auftretenden Verluste werden zusammengefasst und über den Gesamtwirkungsgrad des Speichervorgangs η_{ges} berücksichtigt. Bei der eingespeicherten Energie E_{ein} in der hier untersuchten Anwendung handelt es sich um elektrische Energie aus der Photovoltaikanlage. Die ausgespeicherte Energie E_{aus} kann je nach Speichertechnologie verschiedene Formen annehmen.

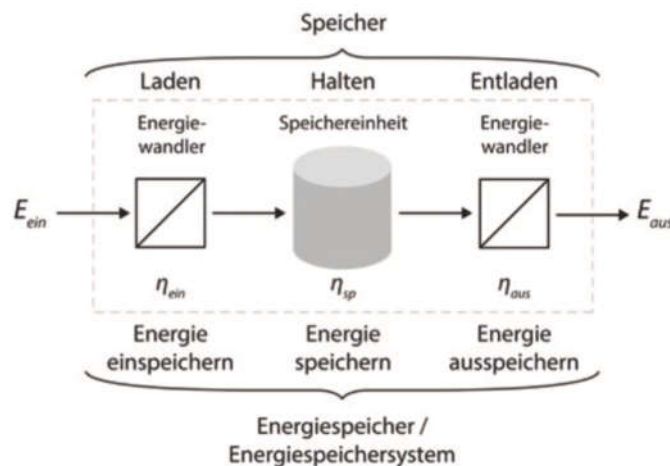


Abbildung 3.3: Schematische Darstellung eines Energiespeichers [STER17, S.27]

Wird über einen gewissen Zeitraum einmal die gesamte theoretisch speicherbare Energiemenge ein- und wieder ausgespeichert, wird von einem Zyklus gesprochen. Werden nur Teilmengen des Speichers ein- und ausgespeichert, so ist von einem Teilzyklus die Rede. Diese Teilzyklen kumulieren sich zu einem gesamten Zyklus. Die Anzahl aller durchlaufenen Zyklen hat einen Einfluss auf die Lebensdauer des Speichers. Wird die maximale Anzahl der Zyklen erreicht, so ist die sogenannte Zyklenlebensdauer überschritten. [STER17, S.43]

Im Rahmen dieser Arbeit soll eine Photovoltaikanlage durch einen Speicher erweitert werden, um Erzeugungsspitzen einzuspeichern und Lastspitzen des Kunden abzufedern. Im Rahmen eines Power Purchase Agreement soll so die Stromversorgung des Kunden verstetigt werden. Dazu muss der Speicher gewisse Eigenschaften erfüllen.

Der Speicher muss über die Projektlaufzeit intakt bleiben, um zusätzliche Investitions- und Betriebskosten zu vermeiden. Zudem muss er in der Lage sein, über seine gesamte Lebensdauer die gesamte geforderte Energiemenge ein- und auszuspeichern zu können. Es soll keine experimentelle Speichertechnologie verwendet werden, mit der noch keine oder nur wenige praktische Erfahrungen gemacht wurden. Zuletzt soll die zusätzliche Investition auch wirtschaftlich sein, weshalb die Kosten des Speichers übersichtlich bleiben müssen.

Zusammenfassend sind die Anforderungen an den Speicher also:

- Hohe Lebensdauer
- Hohe Zyklenlebensdauer
- Technisch ausgereift
- Tragbare Kosten

Nachfolgend sollen einige Speichertechnologien vorgestellt und abschließend für die weitere Untersuchung ausgewählt werden.

3.3.1 Elektrische Energiespeicher

Zu den elektrischen Energiespeichern gehören Kondensatoren – sogenannte SuperCaps – und Supraleitende Magnetische Spulen (SMES). Diese haben zwar eine hohe Zyklenlebensdauer, bieten aber nur geringe Speicherkapazitäten an und sind mehr als Leistungs-, denn Energiespeicher. Außerdem sind vor allem SMES mit sehr hohen Kosten verbunden. Beide Technologien werden daher nur in Spezialfällen, wie zum Beispiel in der Pitchregelung von Windkraftanlagen verwendet. Dabei werden in einem kurzen Zeitraum sehr hohe Leistungen benötigt. Sie werden folgend nicht weiter berücksichtigt. [STER17, S. 216ff]

3.3.2 Mechanische Energiespeicher

Zunächst gilt es zwischen Schwungmassenspeicher, Pumpspeicherwerken und Druckluftspeichern zu unterscheiden.

Bei Schwungmassenspeichern erfolgt die Speicherung der elektrischen Energie durch Wandlung in rotatorische Bewegungsenergie. Letztlich ist jede Turbine eines Kraftwerks ein Schwungmassenspeicher. Diese eignen sich besonders zur Frequenzhaltung des Stromnetzes und sind mehr Leistungs- denn Energiespeicher. Schwungmassenspeicher sind jedoch mit einer hohen Selbstentladung verbunden. [STER17, S.548ff]

Pumpspeicherwerke sind großtechnische Anlagen, in denen Wasser bei günstigen Strompreisen in große Oberbecken gepumpt werden. Bei Bedarf wird dieses durch Fallrohre über Turbinen geleitet, die die eingespeicherte potentielle Energie wieder rückverstromen. Pumpspeicherwerke sind für sehr große Energiemengen vorgesehen und dementsprechend mit sehr hohen Investitionskosten verbunden. [STER17, S.520ff]

In der Nähe großer Kavernen können Druckluftspeicher betrieben werden. Luft wird darin komprimiert und bei der Ausspeicherung über Gasturbinen wieder entspannt. Dabei muss der Turbine jedoch Wärme zugeführt werden. Es ist Gegenstand der Forschung, wie das gesamte

Konzept regenerativ dargestellt werden kann. Es ist daher nicht davon auszugehen, dass diese Art der Speicherung zeitnah wirtschaftlich umgesetzt werden kann. [STER17, S.497ff]

Aus den genannten Gründen werden mechanische Energiespeicher nicht weiter betrachtet. Zudem soll der Stromspeicher in räumlicher Nähe zur Photovoltaikanlage (also on-site) errichtet werden, was vor allem bei den beiden letztgenannten Beispielen kaum zu realisieren ist.

3.3.3 Elektrochemische Energiespeicher – Batteriespeicher

Die Speicherung von Energie in einer Batterie basiert auf Aufnahme beziehungsweise Abgabe von Ladungsträgern. Diese Vorgänge laufen in Form spezieller chemischer Reaktionen, den Redoxreaktionen ab. Der Transport der Ladungsträger findet zwischen Bereichen mit übereinstimmenden chemischen und physikalischen Charakteristika, den sogenannten Phasen, statt. Dieser Transport erzeugt einen elektrischen Strom. Die dafür erforderliche elektrische Arbeit führt zu dem inneren elektrischen Potenzial der jeweiligen Phase. Bei Akkumulatoren ist dieser Prozess (annähernd) reversibel, das heißt, es kann Energie ein- und gespeichert werden. Häufig werden die Begriffe Batterie und Akku(mulator) synonym gebraucht, was demnach streng genommen nicht korrekt ist.

Elektrochemische Speicher bestehen aus elektrischen Leitern, die sich in einer Elektrolytlösung (chemische Verbindung, die in wässriger Lösung in Ionen aufgespalten ist) befinden. Dieses Zweiphasensystem aus Metall und Elektrolyten wird Elektrode genannt. [STER17, S.234f]

Das Augenmerk der folgenden Abschnitte liegt weniger auf den technischen und physikalisch-chemischen Zusammenhängen als mehr auf der Tauglichkeit der jeweiligen Speichertechnologie zur Lösung der Aufgabenstellung beizutragen. Folgend werden einige der gängigsten Batterie-Formen vorgestellt.

3.3.3.1 Natrium-Schwefel-Batterie

Die Natrium-Schwefel-Batterie benötigt eine Betriebstemperatur von über 300°C [SCHÖ97] und wird deshalb auch als Hochtemperaturbatterie bezeichnet. Dadurch wird sichergestellt, dass die beteiligten Stoffe zu jeder Zeit flüssig vorliegen. Ein Heizsystem sorgt für die Aufrechterhaltung dieser hohen Temperatur. Im Batteriebetrieb reicht die Reaktionswärme jedoch dafür aus. Bei längerem Batteriebetrieb kann sogar eine Kühlung der Bauteile erforderlich sein. Da Photovoltaikanlagen aus offenkundigen Gründen nicht nachts betrieben werden können, sind lang andauernde Batteriebetriebe, insbesondere im Winter, zu erwarten. Außerdem sollten Natrium-Schwefel-Akkumulatoren aufgrund der hohen Energiebedarfe des Heiz- und Kühlsystems nur zur kurzzeitigen Speicherung von Energie genutzt werden. Daher ist diese Speichertechnologie im Anwendungsfall nicht geeignet und wird nicht weiter betrachtet. [STER17 S.306f]

3.3.3.2 Blei-Säure-Batterie

Als eine der ältesten bekannten Formen der Batterie, die seit etwa 150 Jahren erforscht wird, sind Blei-Säure-Akkumulatoren heutzutage zunehmend in erneuerbaren Energiesystemen im Einsatz. Es werden Batterien einer Größenordnung von etwa 10 kWh bis hin zu 1 MWh sowohl im Inselbetrieb als auch in netzgekoppelten Systemen betrieben. [STER17 S. 247]

Prinzipiell bilden zwei Elektroden aus Bleiverbindungen und verdünnte Schwefelsäure als Elektrolyt die Batterie. Zwischen den Elektroden ist ein Separator eingebracht, der Kurzschlüsse vermeiden und die mechanische Stabilität erhöhen soll. Um die Kapazität des Akkumulators zu erhöhen, können die Elektroden einer Zelle verlängert und viele Zellen in Serie geschaltet werden. Das Gehäuse wird häufig aus transparenten Kunststoffen gefertigt, das eine optische Kontrolle des Zustands der inneren Bauteile erlaubt.

Blei-Säure-Batterien können bei richtiger Betriebsweise eine hohe Lebensdauer erreichen. Dabei müssen Tiefentladungen stets vermieden werden. Außerdem muss eine Zelltemperatur zwischen 20°C und 45°C sichergestellt sein.

Diese schon seit langem etablierte Speichertechnologie ist inzwischen kostengünstig verfügbar und soll daher im Rahmen dieser Arbeit berücksichtigt werden.

3.3.3.3 Nickel-Cadmium-Batterie

Die Nutzung Cadmium-haltiger Batterien ist umstritten. Das „Inverkehrbringen von Gerätebatterien, die mehr als 0,002 Gewichtsprozent Cadmium enthalten“ ist laut § 3 des Batteriegesetzes verboten [GESE09, §3]. Aufgrund der ökologischen Bedenklichkeit dieser Speichertechnologie Nickel-Cadmium-Batterien nicht weiter betrachtet.

3.3.3.4 Nickel-Metall-Hydrid-Batterie

Eine weitere auf Nickel basierende Speichertechnologie ist die Nickel-Metall-Hydrid-Batterie. Das giftige Cadmium an der negativen Elektrode wird hierbei durch Wasserstoff substituiert. Das Ergebnis ist eine höhere Leistungs- und Energiedichte. Nickel-Metall-Hydrid-Batterien werden vor allem in der Consumer-Elektronik und im Hochleistungs-Bereich eingesetzt. [STER17 S.278] Zudem sind sie deutlich teurer als beispielsweise Lithium-Batterien [STER17, S.649]. Aus den genannten Gründen sind Nickel-Metall-Hydrid-Batterien nicht Gegenstand weiterer Untersuchungen innerhalb dieser Arbeit.

3.3.3.5 Lithium-Batterien

Die heute wahrscheinlich bekannteste und allgemein verbreitetste Form eines Stromspeichers sind die Lithium-Batterien. Die Energie wird eingespeichert, indem Lithium-Ionen in Aktivmaterialien eingelagert werden (vgl. Abbildung 3.4). Dieser Vorgang beruht auf Redoxreaktionen und ist reversibel. Für die Ein- und Auslagerung ist Lithium aufgrund seines geringen Atomradius sehr günstig.

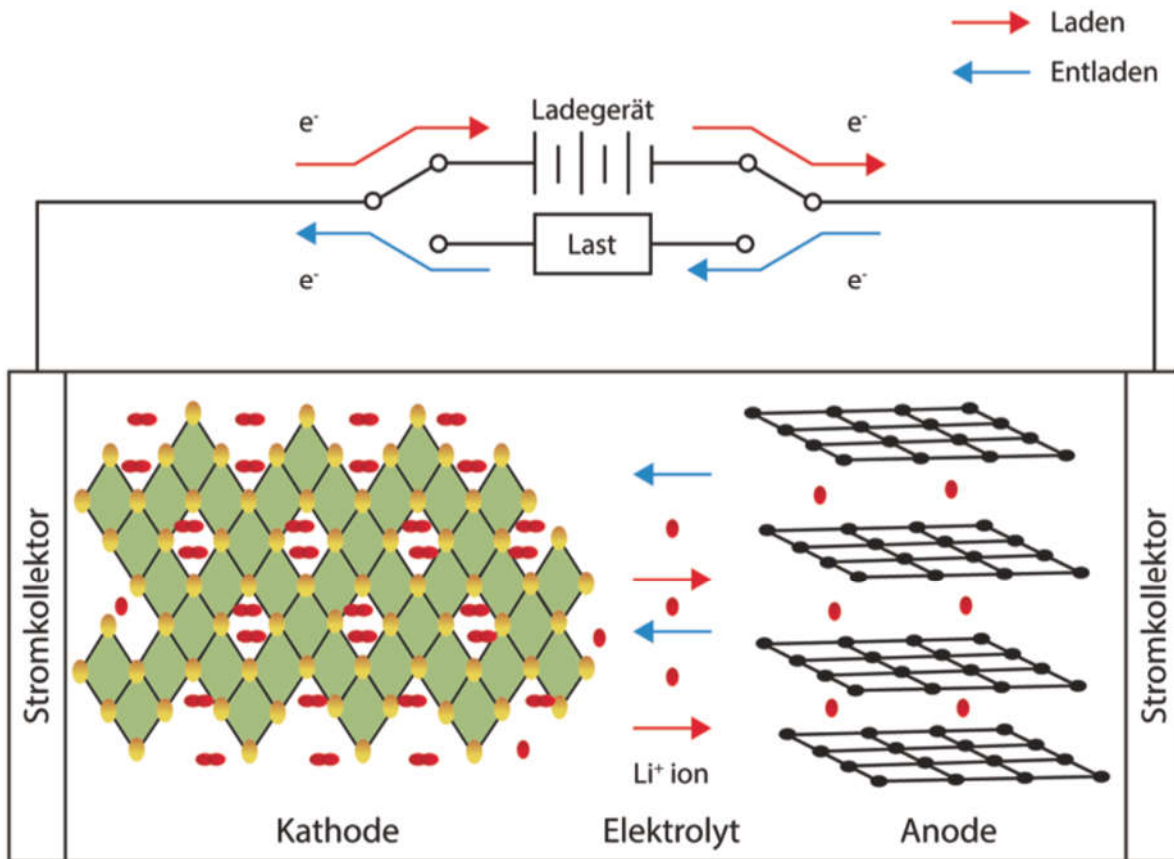


Abbildung 3.4: Schema einer Lithium-Zelle [STER17, S.284]

Lithium-Batterien weisen eine hohe Zyklenlebensdauer und eine geringe Selbstentladung auf. Sie können bis zu 20% ihrer Nennkapazität entladen werden. Außerdem haben sie einen hohen Wirkungsgrad. Sie sind zwar derzeit teurer als Blei-Säure-Batterien, sind aber weiterhin Gegenstand der Forschung, weshalb von Verbesserungen hinsichtlich der Leistungsfähigkeit und Kostenstruktur auszugehen ist. [KURZ18, S.231f]

3.3.3.6 Redox-Flow-Batterie

Eine Redox-Flow-Zelle besteht aus zwei Halbzellen, die durch eine Membran voneinander getrennt sind. In der einen Halbzelle findet die Elektronenaufnahme (Reduktion) und in der anderen die Elektronenabgabe (Oxidation) statt. Beide chemischen Reaktionen zusammengekommen bilden die namensgebende Redoxreaktion. Die elektrische Energie wird somit in chemische Energie umgewandelt.

Laut der vorherrschenden Meinung bei der Steag SENS GmbH, befindet sich diese Speichertechnologie noch in einer späten Entwicklungsphase und kann großtechnisch noch nicht über einen langen Zeitraum wirtschaftlich betrieben werden [SENS20]. Aus diesem Grund werden Redox-Flow-Batterien nicht weiter betrachtet.

3.3.4 Chemische Energiespeicher

Derzeit baut ein großer Teil der Energieversorgung und -speicherung auf konventionellen Energieträgern auf. Dabei kann die chemische Energie sowohl fest (in Form von Kohle oder Holz), flüssig (als Erdöl) als auch gasförmig (z.B. Methan) gespeichert sein. Die gespeicherte Energie wird bei Aufspaltung der chemischen Verbindung zum Beispiel bei einer Verbrennung in Form von Wärme wieder frei.

Die langzeitige Speicherung regenerativ erzeugter Energie kann aktuell nur durch chemische Speicherung erreicht werden, weshalb ihr vor dem Hintergrund der Energiewende eine tragende Rolle zuteil wird. Dabei kann insbesondere auf die vorhandene Infrastruktur für Erdgas zurückgegriffen werden. [STER17, S.327]

Chemische Energiespeicher sind im vorliegenden Fall durch die Erzeugung eines Gases oder einer Flüssigkeit mithilfe von elektrischem Strom charakterisiert. Die Einspeicherung findet statt, indem Energie für die Erzeugung dieser Produkte aufgewendet werden muss. Das Auspeichern erfolgt durch Aufspaltung der Produkte, meist durch Verbrennung.

Durch die von der Bundesregierung beschlossene „Nationale Wasserstoffstrategie“ rückt Wasserstoff (H_2) als Energieträger in den Fokus. Daher soll nachfolgend die chemische Energiespeicherung auf H_2 -Basis vorgestellt werden. [BMW120]

Wasserstoff bietet als Energieträger viele Vorteile. So ist er beinahe unerschöpflich verfügbar, bei der Verbrennung entsteht lediglich Wasser als Produkt und zeigt hohe Wirkungsgrade bei der Verstromung in Brennstoffzellen. Dem stehen nachteilig jedoch seine Explosionsgefahr und ein hohes Diffusionsvermögen, das Dichtungen und Leitungen verspröden lassen kann, gegenüber.

Die Herstellung und anschließende Speicherung von Wasserstoff aus regenerativen Quellen erfolgt häufig mit der Methode der Elektrolyse. Diese lässt sich definieren als „Zersetzung eines festen, flüssigen oder schmelzflüssigen Ionenleiters (Elektrolyt) durch den elektrischen Strom“ [KURZ18, S.380]. Im Anwendungsfall handelt es sich bei dem Elektrolyten um Wasser (H_2O), dem zur Verbesserung der elektrischen Leitfähigkeit eine Säure oder Base zugesetzt wird. Der Strom wird aus der untersuchten Photovoltaikanlage bezogen. Das Grundprinzip der Elektrolyse ist in Abbildung 3.5 dargestellt. Anode (in rot) und Kathode (in blau) werden in die Elektrolytlösung getaucht und ein Strom angelegt. An der Anode wird das Wasser gespalten, H^+ -Ionen gebildet und der Sauerstoff zu O_2 oxidiert. An der Kathode werden die H^+ -Ionen mit den überschüssigen Elektronen zu H_2 reduziert. Beide Gase steigen in der wässrigen Lösung auf und müssen zur weiteren Verwendung aufgefangen werden.

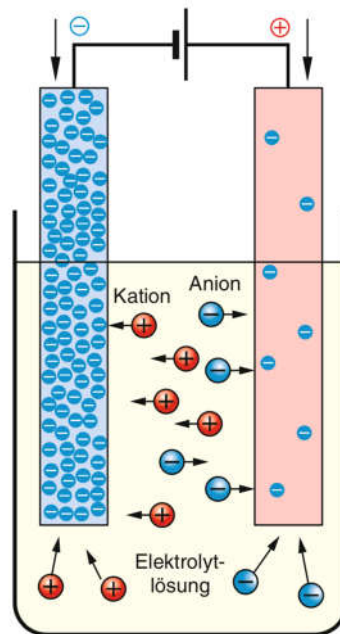


Abbildung 3.5: Prinzip der Elektrolyse [KURZ18, S.380]

Der gewonnene Wasserstoff kann anschließend in das Erdgasnetz eingespeist werden. Hier sind jedoch nur Beimischungen bis zu einer Höhe von 5% erlaubt. Andernfalls ist eine Methanisierung möglich: Das H_2 wird mit CO_2 zu Methan umgewandelt, das wiederum als erdgasähnlicher Brennstoff genutzt werden kann. Ebenfalls denkbar ist eine Lagerung des Wasserstoffs in Druckbehältern. Dabei entstehen jedoch zusätzliche Verluste bei der Verdichtung des Gases. [KURZ18, S.473]

3.3.5 Kostenannahmen für die Speichertechnologien

Abschließend sollen die Ergebnisse der Recherche zusammengefasst werden. Aus einer Vielzahl möglicher Speichertechnologien werden für den stationären Betrieb im Anwendungsfall drei ausgewählt:

1. Lithium-Ionen-Batterie
2. Blei-Säure-Batterie
3. Power-2-Gas (Wasserstoffelektrolyse)

Alle sind ausgereifte und beherrschbare Technologien, die sich bereits im Einsatz erwiesen haben. Die beiden Batterien sind Kurzzeitspeicher, die bei richtiger Betriebsweise eine hohe Lebensdauer erreichen können. Wirkungsgrad und Kosten sind in einem akzeptablen Bereich. Die Power-2-Gas-Anwendung ist für die Kurzzeitspeicherung noch mit hohen Kosten verbunden, gewinnt aber bei langzeitiger Speicherung bezüglich der Kosten und des Wirkungsgrads [STER17, S.662]. Eine Wasser-Elektrolyse soll daher nicht für eine unterbrechungsfreie Stromversorgung genutzt, sondern als zusätzlicher Langzeitspeicher untersucht werden.

Für eine ökonomische Bewertung müssen die Kosten jeder Speichertechnologie bekannt sein. Bei der Recherche fällt schnell auf, dass in der Literatur zum Teil hohe Spannweiten angegeben sind. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst. Für eine möglichst exakte Investitionsrechnung (vgl. Kap. 4.4.1) ist es wichtig, die einzelnen Parameter so genau wie möglich abzuschätzen. Daher werden möglichst viele Werte unterschiedlicher Quellen gesammelt und später zusammengefasst.

Tabelle 3.1: Ergebnisse der Recherche zu Kosten der ausgewählten Speichertechnologien - aktuell

Quelle	Li-Batterie		Pb-Säure-Batterie		P2G	
	i_{Sp} [€/kWh]	k_{Sp} [€/kWh]	i_{Sp} [€/kWh]	k_{Sp} [€/kWh]	i_{Sp} [€/kW]	k_{Sp} [€/kWh]
STER17	170-600	0,13-0,76	90-355	0,16-0,76	1000-3000	-
KURZ18	200-600	-	-	-	1000-5000	-
SPEI20	-	-	100-250	-	-	-
BVES16	-	-	145-450	$0,01 \cdot i_{Sp}$	-	-
PROG19	-	-	-	-	800-1850	-
BUKO20	-	-	-	-	500-1500	-
AGOR19	-	-	-	-	500-1800	-

In Tabelle 3.2 sind die Ergebnisse einer Untersuchung der Fachzeitschrift „PV magazine“ großer Batteriespeichersysteme zusammengestellt. Insbesondere für Lithium-Ionen-Speicher sind viele Preisinformationen verfügbar. Diese dienen einer genaueren Abschätzung des aktuellen Preisniveaus.

Tabelle 3.2: Übersicht verschiedener Anbieter von Lithium-Batteriespeichern [PVMA20a]

Anbieter	i_{sp} [€/kWh]
ABB AG – Power Quality Products	1000-1500
AKASOL AG	1100-1570
ASD Automatic Storage Device GmbH	500-700
AutarcTech GmbH	350-400
FENECON GmbH	450-550
Innogy SE	450-700
IRIS Energy GmbH	600-800
Leclanché SA	400-700
Smart Power GmbH	650-750

Der Mittelwert über alle gelisteten Investitionskosten beträgt knapp. 700€. Die Preise der ersten beiden Anbieter sind jedoch überdurchschnittlich hoch und werden als Ausreißer angesehen. Nachfolgend wird mit Investitionskosten in Höhe von 530€ für Lithium-Batterien gerechnet.

Die Investitionskosten der Power-to-Gas-Anwendung unterliegen aufgrund verschiedener Technologien und Anlagengrößen eine große Bandbreite auf. Zusätzlich spielt der Zeitpunkt der Veröffentlichung eine große Rolle, da von einer starken Kostensenkung bei Elektrolyseuren zu rechnen ist [BLOO19]. Schon heute ist die Technik auf dem chinesischen Markt bereits für 200\$/kW erhältlich [AGOR19]. Aus diesem Grund und wegen der geringen Anlagengröße werden die Investitionskosten der Power-to-Gas-Anlage für die Berechnung zu 800€/kW abgeschätzt. Zu den Wartungskosten konnte keine verlässliche Quelle gefunden werden. Daher werden diese analog zu den Wartungskosten der Photovoltaikanlage zu 10€/kW angenommen.

Nun gilt es, die jeweiligen spezifischen Investitions- und Wartungskosten zu analysieren und sinnvoll festzulegen. In der Literatur finden sich teils unterschiedliche Werte mit großen Spannbreiten. Mithilfe verschiedener Quellen sollen die Kosten-Bereiche verkleinert und anschließend konservativ auf einen festen Wert abgeschätzt werden. Dafür wird vereinfacht der Mittelwert gebildet. Die Ergebnisse der Abschätzung sind in Tabelle 3.3 zusammengefasst.

Tabelle 3.3: Zusammenfassung der Kosten für jede Speichertechnologie

Technologie	Spezifische Investitionskosten	spezifische Wartungskosten
Li-Batterie	530 €/kWh	0,45 €/kWh
Pb-Säure-Batterie	230 €/kWh	0,45 €/kWh
P2G	800 €/kW	10 €/kW

4 Methoden

Dieses Kapitel beinhalten die methodische Vorgehensweise. Der Ablauf der Untersuchung wird in Kapitel 4.1 dargelegt. Um die Zusammenhänge zwischen den einzelnen Teilsystemen hinreichend genau abbilden zu können, ist die Entwicklung eines Simulationsmodells erforderlich. Die technische Modellierung wird in Kapitel 4.2 vorgenommen. Das erarbeitete technische Modell wird anschließend in Kapitel 4.3 validiert. Grundlage für eine Investitionsentscheidung bei gewinnorientierten Unternehmen ist eine Wirtschaftlichkeitsrechnung. Daher wird in Kapitel 4.4 eine Methode zur ökonomischen Bewertung der entwickelten Konzepte vorgestellt. Eine Bewertung unter ökologischen Gesichtspunkten wird in Kapitel 4.5 vorgenommen.

4.1 Grundprinzip der Untersuchung

Der Ablauf der Vorgehensweise zur Lösung der Aufgabenstellung ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Das Ziel ist es, ein wirtschaftliches Konzept zur Speicherung von Strom aus Photovoltaikanlagen unter den Rahmenbedingungen eines Power Purchase Agreements zu erstellen. Dafür wird eine Investitionsrechnung (vgl. Kapitel 4.4) durchgeführt, die die Einnahmen aus dem Verkauf des erzeugten und gegebenenfalls zwischengespeicherten Stroms berücksichtigt.

Für die Berechnungen wird die Methode der Simulation verwendet. Diese wird in Kapitel 4.1.1 vorgestellt. Der erzielbare Strompreis hängt unter anderem von der durch die Photovoltaikanlage erzeugten elektrischen Leistung P_{gen} ab. Hierzu werden Ertragssimulationen durchgeführt, um die Erzeugungsleistung für ein standardisiertes Betriebsjahr zeitlich aufgelöst zur Verfügung stellen zu können. Die Durchführung wird in Kapitel 4.2.1 erläutert. Zum anderen steht der Erzeugung die durch den Kunden nachgefragte elektrische Leistung P_{con} gegenüber. Diese Lastgänge sind mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten von einigen Kunden der Steag SENS GmbH verfügbar. Zur weiteren Verarbeitung der Daten wird ein Tool entwickelt, das alle im System auftretenden Energieströme für jeden Zeitschritt eines Betriebsjahres berechnet (vgl. Kapitel 4.2.4). In dieses Jahresrechnungstool gehen die beiden Zeitreihen PV-Erzeugung und Last des Kunden ein. Die berechneten Energiemengen sind die Grundlage für die anschließende Investitionsrechnung. Die der Berechnung zugrunde liegenden Parameter werden im Laufe der Untersuchung variiert, um deren Einfluss auf das Ergebnis zu analysieren und eine wirtschaftlich optimale Konfiguration zu finden. Die unterschiedlichen Variationen werden in Kapitel 5.2 vorgestellt.

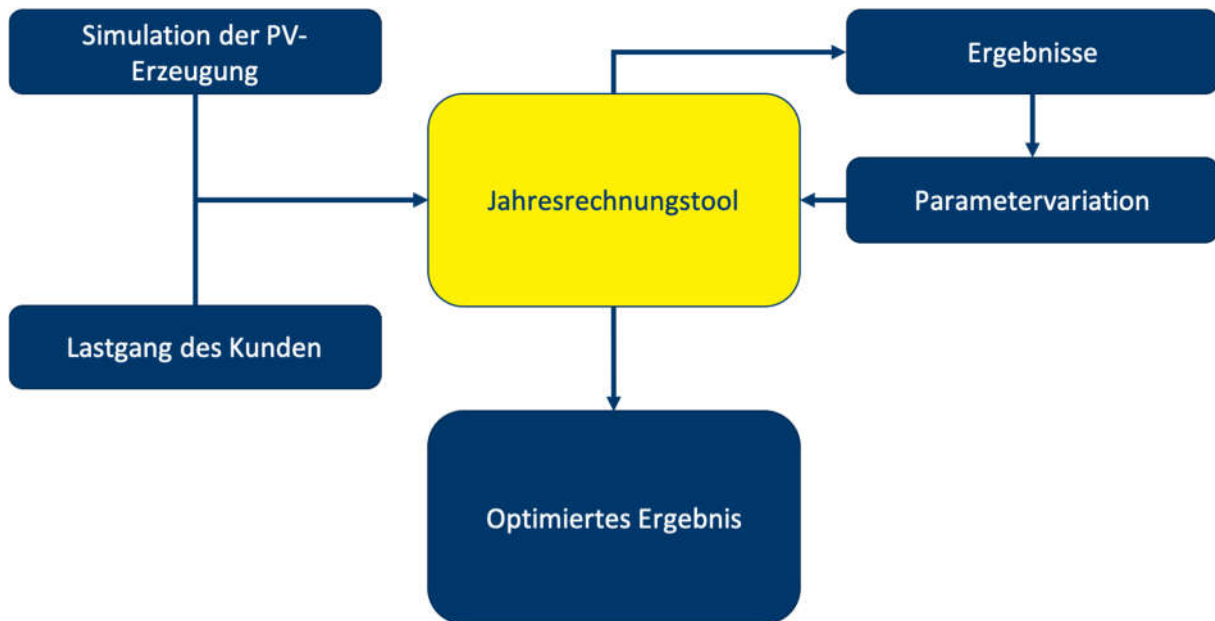


Abbildung 4.1: Grundprinzip der Untersuchung

4.1.1 Simulation

Die Methode der Simulation wird bei komplexen Problemen eingesetzt, die auf herkömmliche Weise nicht ohne Weiteres lösbar sind. Sie kann Experimente digital durchführen, jedoch nicht gänzlich ersetzen. Dadurch können Kosten und Zeit gespart werden, beziehungsweise manche Experimente überhaupt erst durchgeführt werden. Im Anwendungsfall bietet sich aufgrund der hohen Datenmenge und Anzahl von Parametern eine Simulation an, um zu überprüfen, ob sich eine zusätzliche Investition in eine ergänzende Speichertechnologie aus Sicht eines PV-Erzeugers wie der Steag SENS GmbH wirtschaftlich lohnen kann.

Die einzelnen Prozessschritte während einer Simulation stellen sich nach Abbildung 4.2 dar. Zunächst muss das zu untersuchende System **modelliert** werden (vgl. Kapitel 4.2). Die entstandene mathematische Beschreibung des Problems wird danach in einer entsprechenden Software **implementiert** (vgl. Kapitel 4.2.4). Das Programm führt dann die Berechnung, die eigentliche **Simulation** aus. Im letzten und wichtigsten Schritt müssen die Ergebnisse **validiert** (vgl. Kapitel 4.3) werden. Weichen diese von den erwarteten oder real gemessenen Werten zu stark ab, müssen die vorherigen Schritte überprüft und gegebenenfalls abgeändert werden. Sobald diese Feedbackschleife erfolgreich durchlaufen ist, können die **Ergebnisse** (vgl. Kapitel 5.3) interpretiert und entsprechende Lösungsansätze abgeleitet werden.

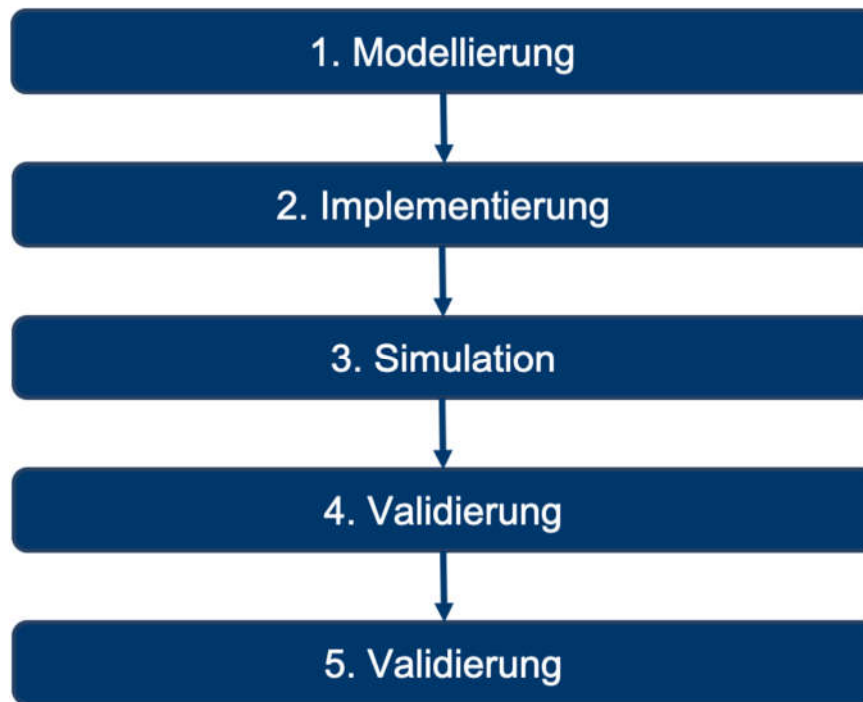


Abbildung 4.2: Reihenfolge Simulation (eigene Darstellung nach [BUNG09, S.3])

Um die technische Simulation durchführen zu können, bedarf es eines geeigneten Modells, das nachfolgend entwickelt werden soll (vgl. Kapitel 4.2). Ein mathematisches Modell ist als vereinfachendes Abbild der Realität zu verstehen [BUNG09, S. 5]. Die aufeinander folgenden Schritte bei der Herleitung eines mathematischen Modells von einem System wird als mathematische Modellbildung beziehungsweise Modellierung bezeichnet. Begonnen wird mit einer einfachen Beschreibung des untersuchten Systems. Daraus wird dann eine konsistente mathematische Beschreibung abgeleitet. Ein System ist definiert als „Menge miteinander in Beziehung stehender Elemente, die in einem bestimmten Zusammenhang als Ganzes gesehen und als von ihrer Umgebung abgegrenzt betrachtet werden“ [DIN14, S.21]. Es muss also weiterhin definiert werden, aus welchen Elementen das zu untersuchende System besteht und in welche Beziehung sie zueinander stehen. Außerdem muss eine sinnvolle Systemgrenze festgelegt werden. Das in dieser Arbeit zu betrachtende System besteht physisch aus einer Photovoltaikanlage und einer ergänzenden Speichertechnologie. Die Modellierung wird für die beiden Teilsysteme „Photovoltaikanlage“ (vgl. Kapitel 4.2.1) und „Speicher“ (vgl. Kapitel 4.2.2) getrennt durchgeführt. In einem abschließenden Schritt werden beide Teile zu einem gesamten Modell zusammengeführt.

Die Implementierung erfolgt in der Simulationsumgebung MATLAB des US-amerikanischen Unternehmens MathWorks. MATLAB ist eines der bekanntesten Simulationsprogramme weltweit und wird sowohl in der Industrie als auch an den Hochschulen zur Lösung von komplexen mathematischen und technischen Aufgaben eingesetzt. [INFO20]

Im nächsten Schritt werden die Simulationen durchgeführt. Diese unterteilen sich in vier Teilschritte:

1. Simulation des Ertrags der Photovoltaikanlage für ein typisches Betriebsjahr
2. Jahressimulation des Gesamtsystems mit Berechnung der transferierten Energiemengen
3. Wirtschaftlichkeitsberechnung
4. Optimierung durch Parametervariation

Die Validierung der Ertragssimulation erfolgt anhand real gemessener Ertragsdaten der jeweiligen Photovoltaikanlage. Für die Validierung der weiteren Simulationsergebnisse werden einzelne Tage ausgewählt und die zugehörigen Werte durch manuelle Berechnung überprüft (vgl. Kapitel 4.3).

Sobald die Validierung abgeschlossen ist, also sichergestellt ist, dass Modellierung und Simulation die richtigen Ergebnisse liefern, werden die Kapitalwerte der in Kapitel 5.2 vorgestellten Varianten berechnet. Durch die Variation der Parameter „Speichertechnologie“, „Speicherkapazität“ und „Anlagengröße“ kann eine wirtschaftlich optimale Lösung bestimmt werden.

Im Folgenden wird der Ablauf der Berechnung definiert und welche Daten in diese eingehen. Außerdem wird festgelegt, welche Ergebnisse dadurch geliefert werden sollen.

4.1.2 Berechnungsschema

Vor der Modellierung des technischen Systems werden die gesuchten Größen vorgestellt und ein Schema zu deren Berechnung entwickelt.

Die Zielgröße der Untersuchung ist der erzielbare Strompreis e_{PV} [€/kWh] innerhalb eines Power Purchase Agreements, das PV-Erzeuger wie die Steag SENS GmbH mit einem Vertragsnehmer schließen können. Gesucht wird dazu der Strompreis $e_{PV,Grenz}$ [€/kWh] der von einem Kunden mindestens verlangt werden muss, damit der Kapitalwert der zugehörigen Investition nach Gleichung (4.12) in einem festzulegenden Zeitraum einen zufriedenstellenden Wert annimmt. Dazu werden beispielhaft Rechnungen anhand bereits projektierte Photovoltaikanlagen der SENS GmbH durchgeführt.

Grundlage für alle weiteren Berechnungen sind die Erzeugungs-Daten einer Photovoltaikanlage. Wie bereits zuvor erwähnt, werden bereits projektierte Anlagen der Steag SENS GmbH evaluiert. Da die Untersuchung für einen Betrachtungszeitraum von mehr als einem Jahr erfolgt, können keine historischen Daten zur Berechnung herangezogen werden. Vielmehr soll ein standardisiertes Betriebsjahr erstellt werden, das Schwankungen der Wetterlagen berücksichtigt und die Erzeugung mehrerer Jahre hinreichend genau abbilden kann. Der Ablauf der Berechnung mit ein- und ausgehenden Daten wird in Abbildung 4.3 skizziert. Die Modellierung der Photovoltaikanlage und die anschließende Modellierung werden in Kapitel 4.2.1 ausführlich beschrieben. In die Simulation gehen alle anlagenspezifischen Werte, wie Anlagengröße, Ausrichtung und technische Konfiguration ein. Zusammen mit den meteorologischen Daten des jeweiligen Standorts liefert das Simulationsprogramm die Ertragsdaten der Photovoltaikanlage für ein typisches Betriebsjahr mit einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten.

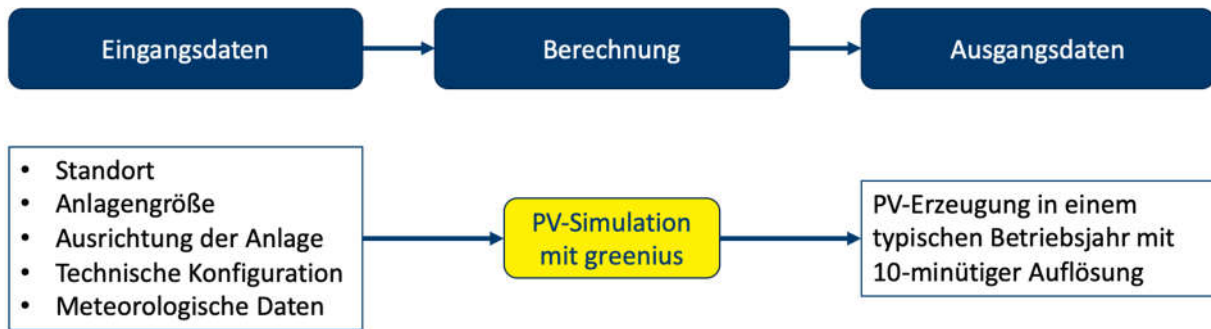


Abbildung 4.3: Schema für die Berechnung der PV-Erzeugungsleistung

Mit Abschluss der Ertragssimulationen sind Erzeugung und Verbrauch für ein spezifisches Projekt bekannt und es kann mit der Bestimmung der transferierten Energiemengen begonnen werden. Das entsprechende Berechnungsschema ist in Abbildung 4.4 dargestellt. In die Berechnung gehen die simulierten Ertragsdaten und der Lastgang des Kunden mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten ein. Die Daten werden durch ein in Matlab geschriebenes Programm ausgewertet. Dieses Jahresrechnungstool gibt unter Berücksichtigung des Speicherstandes die in Tabelle 4.1 gelisteten Energiemengen über den gesamten Betrachtungszeitraum aus. Diese sind selbstverständlich abhängig von der gewählten Größe des Speichersystems, da bei zum Beispiel größerer Kapazität weniger Energie aus dem Netz bezogen werden muss. Außerdem fließen technologiespezifische Parameter, die in Kapitel 4.2.2 ausgewählt werden, in die Berechnung ein.

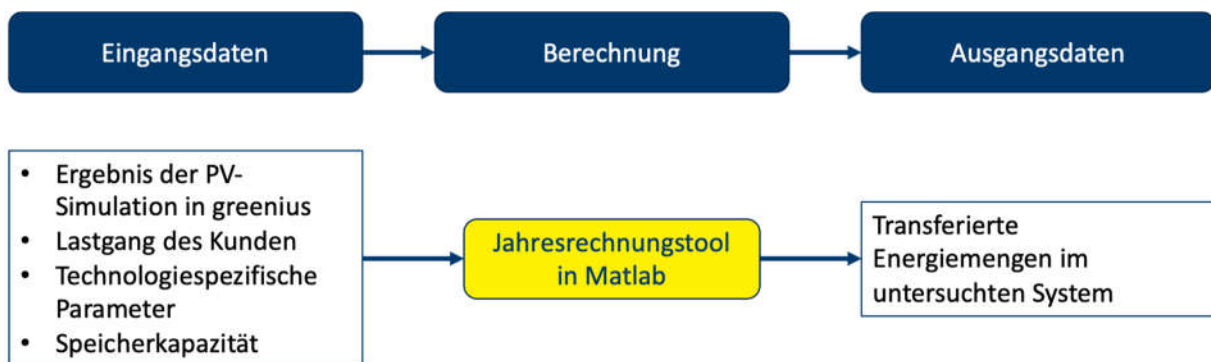


Abbildung 4.4: Schema für die Berechnung der transferierten Energiemengen

Tabelle 4.1: Transferierte Energiemengen in einem Jahr

Formelzeichen	Einheit	Erläuterung
W_{con}	kWh	Stromverbrauch des Kunden
W_{ver}	kWh	Überschüssige, zu vergütende Energiemenge
W_{gen}	kWh	Erzeugte elektrische Energie der Photovoltaikanlage
W_{ges}	kWh	Aus der Photovoltaikanlage und dem Speicher gelieferte elektrische Energie
W_{Netz}	kWh	Aus dem Netz bezogene elektrische Energie

Mit den bestimmten Energiemengen schließt sich die Wirtschaftlichkeitsberechnung an. Diese stellt sich nach Abbildung 4.5 dar. Dazu werden neben den technischen Eingangsgrößen alle projektspezifischen ökonomischen Parameter (vgl. Kapitel 4.4.1) betrachtet. Als Ergebnis gibt das Jahresrechnungstool den Kapitalwert der Investition in Abhängigkeit des erforderlichen Strompreises $e_{PV,Grenz}$ aus, der pro Kilowattstunde mindestens verlangt werden muss, sodass der Kapitalwert der Investition positiv wird. So kann eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit einer speziellen Anlage mit festgelegter technischer Konfiguration getroffen werden. Die Projektierung zukünftiger Anlagen soll jedoch unter ökonomisch optimalen Randbedingungen stattfinden. Daher wird untersucht, wie sensitiv das System auf Änderungen festgelegter Parameter reagiert.



Abbildung 4.5: Schema der Kapitalwertberechnung

In Abbildung 4.6 ist das Schema der abschließenden Optimierung zu sehen. Die Jahresrechnung wird für jedes Projekt mit Variationen unterschiedlicher Parameter wiederholt. Variiert werden

- die Art der Speichertechnologie,
- die Kapazität des Speichers W_{Sp} ,
- die Höhe der Investitionskosten,
- die Anlagengröße P_{PV}
- und die Art der Vergütung der überschüssigen Energiemenge W_{Ver} (vgl. Kapitel 4.4.1).

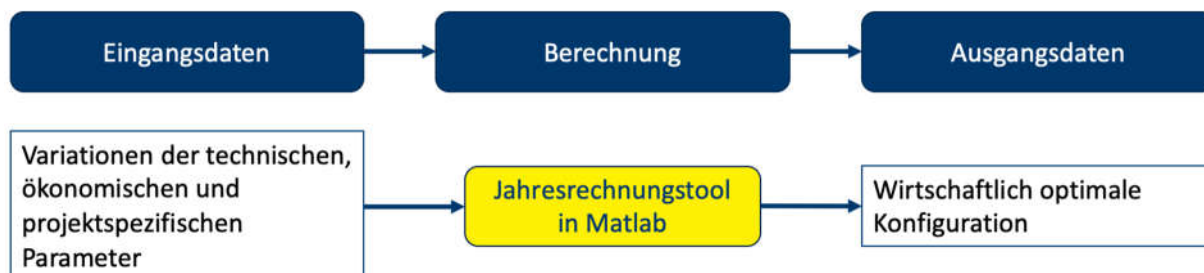


Abbildung 4.6: Schema der Optimierung

Während alle anderen Parameter festgehalten werden, wird jeweils ein Parameter verändert, um den Einfluss dessen auf das Ergebnis bestimmen zu können.

4.2 Technisches Modell

In diesem Abschnitt wird die technische Modellierung beschrieben. Diese wird für die Photovoltaikanlage in Kapitel 4.2.1 und das Speichersystem in Kapitel 4.2.2 getrennt vorgenommen. Anschließend werden beide Teilsysteme zu einem Gesamtsystem zusammengeführt.

4.2.1 Modellierung der Photovoltaikanlage

Bei den zu untersuchenden Photovoltaikanlagen soll es sich um reale Projekte der Steag SENS GmbH handeln. Dadurch sind alle produktionsseitigen Parameter, die für eine Simulation benötigt werden, bekannt. Für zukünftige neue Projekte kann immer auf die Erfahrungen, die bei den bereits durchgeführten Simulation gewonnen wurden, zurückgegriffen werden. Eine vollständig neue Modellierung und Implementierung von Photovoltaikanlagen wird im Rahmen dieser Arbeit nicht vorgenommen, da auf bereits bestehende Programme zurückgegriffen wird. Der Fokus der wirtschaftlichen Optimierung soll nicht auf der Photovoltaikanlage, sondern auf der durch einen Stromspeicher erweiterten Konfiguration liegen. Dazu werden lediglich die Produktionsdaten einer Photovoltaikanlage zur Berechnung benötigt.

Beim Start eines Projekts wird einem potenziellen Kunden der Steag SENS GmbH eine ausführliche Übersicht vorgelegt. Darin enthalten ist eine Prognose für die zu erwartende jährliche

Erzeugung der jeweiligen Anlage. Darauf basiert eine anschließende Berechnung der Entwicklung des Kapitalwertes. Da sich diese Vorgehensweise grundlegend mit den Zielen dieser Arbeit deckt, wird eine Verwendung der bereits erstellten Ertragsprognosen geprüft.

Die Erzeugung wird bei der Steag SENS GmbH ausschließlich mit der Software PVsyst des schweizerischen Software-Herstellers PVsyst SA simuliert. Diese ist eine in der Branche weit verbreitete und anerkannte IT-Lösung zur Simulation von Photovoltaikanlagen. Es wurde festgestellt, dass die Ertragsprognosen in der Vergangenheit eine hohe Übereinstimmung mit den realen Liefermengen aufgewiesen haben [SENS20].

Für das Projekt „Magdeburg“ wurde eine PV-Erzeugung von 647,9MWh für ein typisches Betriebsjahr simuliert. Die erstellte Ertragssimulation bietet jedoch lediglich eine Auflösung von einer Stunde an. Dies ist für eine dynamische Abbildung der PV-Erzeugung unter Berücksichtigung von beispielsweise kurzfristigen Schwankungen der Wetterlagen nicht ausreichend. Eine Interpolation zwischen den stündlichen Werten soll aufgrund der fehlenden Genauigkeit möglichst vermieden werden. Für eine möglichst genaue Simulation werden meteorologische Daten mit einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten empfohlen [WYRS13]. Bei genauerer Betrachtung der Einstellungen der Simulationssoftware, fällt auf, dass PVsyst zum Zeitpunkt der Untersuchung nur mit einer stündlichen Auflösung rechnen kann. Folglich muss ein anderes Programm zur Simulation der gewünschten Ertragsdaten gefunden werden.

Vom Institut für Solartechnik am Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrttechnik wurde die Software „greenius – The Green Energy System Analysis Tool“ entwickelt. Das Tool steht seit 2013 aufgrund der Förderung des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie kostenlos auf der Institutsseite zum Download bereit. [DLRD20] Es ist in der Lage, Berechnungen mit einer höheren zeitlichen Auflösung durchzuführen. Diese hängt jedoch von den importierten meteorologischen Daten ab, die eine zeitliche Auflösung von mindestens 15 Minuten bieten müssen.

Offen zugänglich sind die Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes, die zwar flächendeckend, aber auch nur in stündlicher Auflösung vorliegen. Die Daten des Gewässerkundlichen Dienst Bayern (GKD) bieten an einigen Messstationen Werte auf 10-Minuten-Basis über mehrere Jahre an. Jedoch sind die Messreihen mit zum Teil mehrtägigen Datenlücken versehen, sodass eine Mittelwertbildung zur Erstellung eines exemplarischen Jahresverlaufs nicht möglich ist. Problematisch ist hier weiterhin die lokale Diskrepanz zwischen der Ertragssimulation und des Lastdaten des jeweiligen Standortes. Als umfangreiche Quelle für meteorologische Daten bietet sich die Software „Meteonorm“ des schweizerischen Unternehmens Meteotest AG an. Hiermit lassen sich bis zu 30 verschiedene meteorologische Parameter für Standorte weltweit abrufen. Es werden sowohl Referenzjahre sowie historische Zeitreihen angeboten. Als Datengrundlage greift das Unternehmen auf über 8000 Wetterstationen und fünf geostationäre Satelliten zurück. Zudem ist die hohe Genauigkeit der Werte auf Interpolationsmodelle zurückzuführen, die in 30 Jahren Entwicklung entstanden sind. [METE20]

Aufgrund der hohen zeitlichen und lokalen Auflösung wird auf die angebotenen Referenzjahre zurückgegriffen. Die meteorologischen Parameter in Tabelle 4.2 bilden die Grundlage der Be-

rechnungen in „greenius“. Mit den durch die bereits projektierten Anlagen festgelegten technischen Parametern kann nun deren PV-Erzeugung mit einer hinreichend genauen zeitlichen Auflösung simuliert werden. Nachfolgend werden zur besseren Veranschaulichung nur die in „greenius“ hinterlegten Formelzeichen verwendet. Die Ergebnisse der Ertragssimulation werden in Kapitel 4.3.1 erläutert und validiert.

Tabelle 4.2: Übersicht der meteorologische Parameter

Parameter	Formelzeichen in Meteonorm	Kürzel in greenius
Globalstrahlung	G_{Gh}	<i>GHI</i>
Direkt-Normalstrahlung	G_{Bn}	<i>DNI</i>
Diffusstrahlung	G_{Dk}	<i>Diff</i>
Umgebungstemperatur	T_a	T_{amb}
Windgeschwindigkeit	FF	<i>Wind</i>

4.2.2 Modellierung des Speichersystems

Es soll ein Modell des Speichers erstellt werden, dass alle Einflüsse hinreichend genau abbildet, jedoch gleichzeitig auf die verschiedenen zu untersuchenden Technologien anwendbar ist. Zunächst werden einige grundlegende Vereinfachungen hinsichtlich der elektrotechnischen Zusammenhänge getroffen. So werden nur elektrische Energieströme und nicht weitere Größen wie Stromstärke und Spannung berücksichtigt. In die Bilanzierung geht zudem nur Wirkleistung ein. Der Einfluss der Blindleistung wird nicht untersucht, da die Auswertung anhand von Energie- und Leistungsbilanzen erfolgt.

Prinzipiell weisen Stromspeicher auch eine Temperaturabhängigkeit auf. Sowohl für Lithium- als auch für Blei-Säure-Batterien sind deutlich verringerte Kapazitäten für Temperaturen kleiner als 20°C zu beobachten. Beide Technologien sollten in einem Temperaturbereich von 20°C bis 45°C betrieben werden, um die angegebene Kapazität gewährleisten zu können [STER17]. Die zu untersuchenden Anlagen befinden sich jedoch auf Dächern der Unternehmensgebäude des Kunden. Es wird daher davon ausgegangen, dass sich die Speicher in Räumen befinden, deren Innentemperatur über das Jahr hinweg keine großen Schwankungen aufweisen. Daher wird eine Temperaturabhängigkeit der Speicherkapazität vernachlässigt.

Betrachtet man die Lebensdauer eines Stromspeichers, so sind zwei verschiedene Grenzen zu unterscheiden. Die kalendarische Lebensdauer gibt das maximale Alter der Batterie in Jahren an. Entscheidend ist jedoch auch die Betriebsführung der Batterie. Der Ladezustand der Batterie (engl.: State of Charge, kurz: SOC) ist dabei der entscheidendste Parameter. Dieser muss sich zwischen festgelegten minimalen beziehungsweise maximalen Speicherzuständen

bewegen, um kritische Ladestände zu vermeiden, die zu einer verringerten Lebensdauer führen können. Diese maximalen Entladetiefen SOC_{min} beziehungsweise Beladungszustände SOC_{max} sind für jede Technologie unterschiedlich (vgl. Tabelle 4.3).

Tabelle 4.3: Maximale Entladetiefen und Beladungszustände der Speichertechnologien

Speichertechnologie	SOC_{min}	SOC_{max}
Lithium-Batterie [STER17, S.302]	0,20	0,98
Blei-Säure-Batterie [KURZ18, S.274]	0,50	1,00

Über die gesamte Lebensdauer eines Stromspeichers sinkt dessen Kapazität. Wie in Kapitel 4.1.2 beschrieben, wird in einem Jahresrechnungslauf die an den Kunden verkaufte Strommenge in einem typischen Betriebsjahr bestimmt. Die Degradation des Speichers innerhalb eines Jahres wird an dieser Stelle nicht mit einbezogen. In die Berechnung des Kapitalwerts geht die über die gesamte Projektlaufzeit verkaufte Energiemenge ein. Die Alterung des Gesamtsystems, also der Photovoltaikanlage inklusive Stromspeicher wird hierbei über jährlich sinkende Stromlieferungen berücksichtigt (vgl. Gleichung (4.9)).

Die Be- und Entladung eines Stromspeichers verläuft nicht verlustfrei. Das heißt, dass die tatsächlich ausgespeicherte Energiemenge nicht derjenigen entspricht, die dem Speicher zugeführt wird. Dieser Verlust wird über den Wirkungsgrad eta berücksichtigt. Die verwendeten Zahlenwerte je Speichertechnologie finden sich in Tabelle 4.4. Für die ausgespeicherte Energiemenge gilt:

$$W_{Bat} = W_{Ver} * eta_{p2G} \quad (4.1)$$

W_{p2G} = Energiegehalt des produzierten Wasserstoffs in einem Jahr [kWh]

W_{Ver} = Überschüssige Energiemenge in einem Jahr [kWh]

eta_{p2G} = Wirkungsgrad der Power-to-Gas-Anlage

Tabelle 4.4: Wirkungsgrade der Speichertechnologien [STER17, S.649]

Speichertechnologie	eta [%]
Lithium-Batterie	98
Blei-Säure-Batterie	80

Jede Form der Speichertechnologie weist eine gewisse Selbstentladung auf. Das bedeutet, dass Energie während der Speicherdauer über die Systemgrenze verloren geht, ohne dass sie genutzt werden kann. Diese Selbstentladung ist für die untersuchten Speichertechnologien jedoch sehr gering (vgl. Tabelle 4.5). Aufgrund dessen wird die Selbstentladung von Batteriespeichern für die weitere Berechnung nicht berücksichtigt.

Tabelle 4.5: Selbstentladung in Prozent pro Tag der verschiedenen Speichertechnologien [STER17 S.649ff]

Speichertechnologie	Selbstentladung [%/d]
Blei-Säure-Batterie	0,17
Lithium-Batterie	0,008-0,041

Zusammenfassend werden also folgende Vereinfachungen für das Speichersystem getroffen:

1. Keine Temperaturabhängigkeit
2. Keine Zeitverzögerung bei Ein- und Ausspeicherung
3. Keine zusätzliche Degradation des Speichersystems
4. Keine Selbstentladung

Die technische Modellierung des Speichersystems ist damit abgeschlossen. Im nächsten Schritt werden beide Teilsysteme aggregiert und das Gesamtmodell aus Photovoltaikanlage und Speicher vorgestellt.

4.2.3 Modellierung der Power-to-Gas-Anlage

Die Modellierung des P2G-Systems erfolgt größtenteils analog zu der des Speichersystems. Wie in Kapitel 3.3.4 erläutert, eignen sich P2G-Systeme derzeit nicht zur kurzfristigen Speicherung von Strom, sondern sind vor allem als Langzeitspeicher vorteilhaft. Daher soll für den Anwendungsfall keine Speicherung im engeren Sinne untersucht werden.

Bei Errichtung einer Power-2-Gas-Anlage wird kein zusätzlicher Speicher errichtet. Das bedeutet, dass die Last des Kunden nach Möglichkeit mit der Photovoltaikanlage gedeckt wird. Bei Bedarf wird Energie aus dem Netz bezogen. Wenn die PV-Erzeugung größer als die Last des Kunden ist, entsteht die überschüssige Energiemenge W_{Ver} . Diese wird in einem Elektrolyseur in Wasserstoff als Energieträger umgewandelt, jedoch nicht wieder rückverstromt. Der produzierte Wasserstoff soll anschließend verdichtet und abgefüllt werden. Die beim Umwandlungs- und Verdichtungsprozess auftretenden Verluste werden über einen Anlagenwirkungsgrad berücksichtigt, sodass sich für den Energiegehalt des produzierten Wasserstoffs ergibt:

$$W_{P2G} = W_{Ver} * \eta_{P2G} \quad (4.2)$$

W_{P2G} = Energiegehalt des produzierten Wasserstoffs in einem Jahr [kWh]

W_{Ver} = Überschüssige Energiemenge in einem Jahr [kWh]

η_{P2G} = Wirkungsgrad der Power-to-Gas-Anlage

Der Gesamtwirkungsgrad der Power-to-Gas-Anlage wird zu $\eta_{P2G} = 65\%$ angenommen und setzt sich aus dem Wirkungsgrad des Elektrolyseurs [STER17, S.673] und des Verdichtungsprozesses zusammen.

4.2.4 Gesamtsystemmodell

Nachdem die Teilsysteme der Photovoltaikanlage und des Speichersystems in den vorherigen Kapiteln modelliert wurden, können sie nun zu einem Gesamtsystem aggregiert und anschließend in Matlab implementiert werden. Das entstehende Jahresrechnungstool berechnet die im Verlauf eines typischen Betriebsjahres transferierten Energiemengen.

Im ersten Teil des Programms werden die technologie- und projektspezifischen Parameter initialisiert und definiert. Zudem wird dem Anwender die Möglichkeit eines Datenimports zur Verfügung gestellt. Damit können der Lastgang des Kunden und die simulierten Daten der PV-Erzeugung eingelesen werden.

Im zweiten Abschnitt wird das Gesamtsystem für den Zeitraum eines Jahres durchgerechnet. Der Fluss der Energieströme ist abhängig von den in Abbildung 4.7 dargestellten Fällen. Unter Berücksichtigung dieser werden die transferierten Energiemengen berechnet. Wenn die Residuallast P_{res} größer null ist, kann Energie eingespeichert werden. Gleichzeitig wird die Menge W_{PV} direkt an den Verbraucher geliefert. Falls der Speicher jedoch voll ist ($SOC = SOC_{full}$), muss die überschüssige Energiemenge W_{Ver} in das Netz abgeführt werden. Wenn die Residuallast P_{res} kleiner null ist, kann die benötigte Energie nicht mehr vollständig aus der Photovoltaikanlage bereitgestellt werden. Solange der Speicher ausreichend beladen ist, kann dieser die Differenz ausgleichen. Falls der Speicher jedoch leer ist ($SOC = SOC_{min}$), muss zusätzliche Energie aus dem Netz bezogen werden (W_{Netz}). Nachfolgend werden die Gleichungen zur Berechnung aufgestellt.

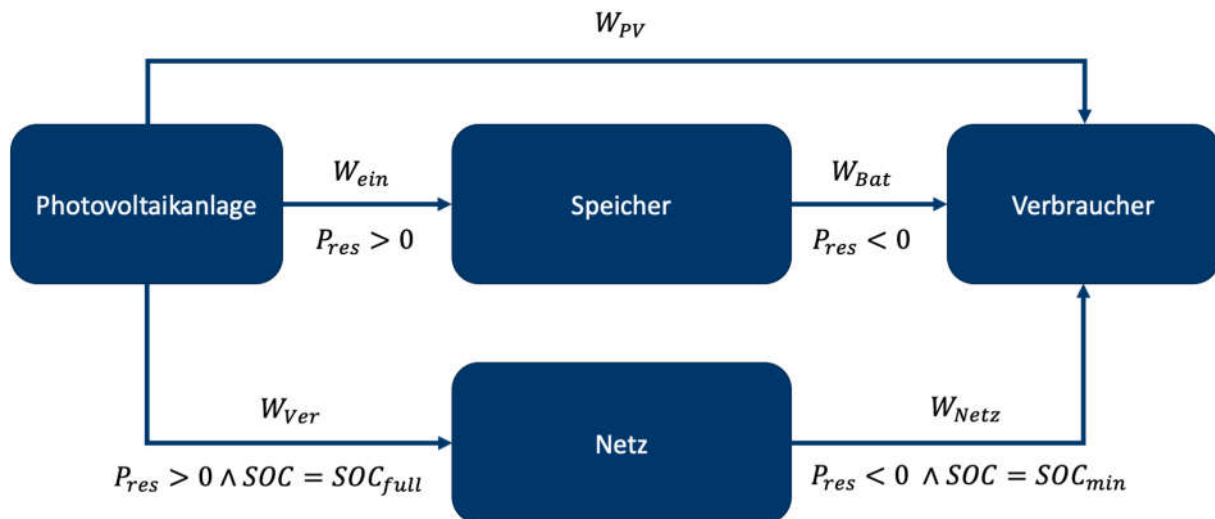


Abbildung 4.7: Schema zur Berechnung der transferierten Energiemengen

Die Zeitreihen der PV-Erzeugung und der Lastgang des Kunden liegen als über einen Zeitraum von 15 Minuten gemittelte elektrische Leistung vor. Die Berechnung einer Energiemenge wird allgemein beschrieben durch:

$$W_{el} = \sum(P_{el} * \tau) \quad (4.3)$$

W_{el} = elektrische Energie [kWh]

P_{el} = elektrische Leistung [kW]

τ = Zeitintervall [h]

Die in der Photovoltaikanlage erzeugte elektrische Leistung P_{PV} wird im Rahmen des Power Purchase Agreements möglichst vollständig genutzt. Beide Datenreihen – Ertragsprognose und Lastgang – werden für ein Jahr gegenübergestellt und für jeden Zeitpunkt die Residuallast bestimmt:

$$P_{res} = P_{PV} - P_{Last} \quad (4.4)$$

P_{res} = Residuallast [kW]

P_{PV} = Elektrische Leistung der Photovoltaikanlage [kW]

P_{Last} = Durch den Kunden nachgefragte elektrische Leistung [kW]

Ist die erzeugte elektrische Leistung P_{PV} größer als die nachgefragte P_{Last} , so kann Strom eingespeichert werden. Andernfalls wird die elektrische Leistung aus dem Speicher bereitge-

stellt, der so wieder entladen wird. Die Residuallast kann demnach sowohl positive Werte während des Einspeichervorgangs als auch negative Werte während des Ausspeichervorgangs annehmen:

$$P_{res} = P_{PV} - P_{Last} \begin{cases} > 0: \text{Einspeichern} \\ < 0: \text{Ausspeichern} \end{cases} \quad (4.5)$$

Für den Zeitraum eines Jahres wird in jedem Intervall von 15 Minuten der aktuelle Speicherstand SOC berechnet. Wie bereits in der Modellierung des Speichersystems festgelegt, muss der Speicher innerhalb vorgegebener Beladungsgrenzen betrieben werden, um frühzeitige Alterung vorzubeugen. Für den Speicherstand SOC gilt also folgender Wertebereich:

$$SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max} \quad (4.6)$$

SOC_{min} = Minimaler Speicherstand [%]

SOC = Speicherstand [kWh]

SOC_{max} = Maximaler Speicherstand [%]

Der Speicher puffert Spitzen in der Erzeugung und dem Verbrauch ab. Sobald überschüssiger Strom vorliegt und der Speicher bereits voll beladen ist oder der Speicher vollständig entleert ist und die Photovoltaikanlage nicht genügend elektrische Leistung bereitstellen kann, um den Bedarf des Kunden zu decken, tritt ein weiteres Teilsystem, das öffentliche Stromnetz in Aktion. Überschüssige Leistung P_{Ein} wird in das Netz eingespeist und zusätzlicher Bedarf P_{Netz} aus dem Netz bezogen.

$$P_{res} = \begin{cases} P_{Ein}; P_{res} > 0 \wedge SOC \geq SOC_{max} \\ P_{Netz}; P_{res} < 0 \wedge SOC \leq SOC_{min} \end{cases} \quad (4.7)$$

P_{Ein} = In das Netz eingespeiste Leistung [kW]

P_{Netz} = Vom Netz bezogene Leistung [kW]

Mithilfe der Fallunterscheidungen kann der Zustand des Systems mit allen ein- und austretenden Energieströmen für jedes Zeitintervall bestimmt werden. Für die abschließende Kapitalwertberechnung müssen die über das gesamte Jahr transferierten Energiemengen bestimmt werden. Dazu werden allgemein alle elektrische Energien über ein Jahr aufsummiert. Es wird zwischen den bereits erläuterten Energiemengen unterschieden:

W_{PV} :	Direkt aus der Photovoltaikanlage an den Kunden gelieferte Energiemenge in einem Jahr
W_{Bat} :	Durch den Stromspeicher bereitgestellte elektrische Energie in einem Jahr
W_{Ver} :	Überschüssige Energiemenge in einem Jahr
W_{Netz} :	Aus dem Netz bezogene elektrische Energie in einem Jahr

Für die weitere Berechnung wird die gesamte aus Photovoltaikanlage und Speicher bereitgestellte Energiemenge zusammengenommen:

$$W_{ges} = W_{PV} + W_{Bat} \quad (4.8)$$

W_{ges} = Aus der Photovoltaikanlage und dem Speicher bereitgestellte elektrische Energie in einem Jahr

Mit steigender Lebensdauer nimmt die Leistungsfähigkeit des Gesamtsystems immer weiter ab. Es wird davon ausgegangen, dass die Degradation des Gesamtsystems 1% pro Jahr beträgt. Dadurch beträgt die direkt an den Kunden verkaufte Energiemenge W_{ges} nach n Jahren:

$$W_{ges,n} = W_{ges,1} * (1 - 0,01 * (n - 1)) \quad (4.9)$$

$W_{ges,1}$ = Aus der Photovoltaikanlage und dem Speicher bereitgestellte elektrische Energie im ersten Jahr der Projektlaufzeit

Daraus folgt eine Steigerung des Netzbezugs W_{Netz} in Höhe von:

$$W_{Netz,n} = W_{Netz,1} + (W_{ges,1} - W_{ges,n}) \quad (4.10)$$

$W_{Netz,1}$ = Aus dem Netz bezogene Energiemenge im ersten Jahr der Projektlaufzeit

Die Menge der überschüssigen Energiemenge sinkt jedes Jahr. Genau genommen müsste sie jedes Jahr neu berechnet werden, da die Überschüsse von den Lieferzeitpunkten abhängen. Es wird jedoch von einer überschlägigen Senkung analog zur Degradation ausgegangen:

$$W_{Ver,n} = W_{Ver,1} * (1 - 0,01 * (n - 1)) \quad (4.11)$$

$W_{Ver,1}$ = Überschüssige Energiemenge im ersten Jahr der Projektlaufzeit

Im dritten und abschließenden Teil erfolgt die Berechnung des Kapitalwertes der Investition (vgl. 4.4) auf Basis der aus den transferierten Energiemengen resultierenden Ein- und Auszahlungen. Das Ergebnis wird grafisch als Funktion des Kapitalwerts über dem erzielbaren Strompreis ausgegeben.

4.3 Validierung des technischen Modells

Nach der Modellierung und Implementierung erfolgt die Validierung (vgl. Abbildung 4.2). Dadurch soll sichergestellt werden, dass die erhaltenen Ergebnisse auch stichhaltig sind. Im ersten Schritt werden die Ergebnisse der simulierten Erzeugung der Photovoltaikanlage validiert (vgl. Kapitel 4.3.1). Die Produktionsdaten dienen als Basis für die Berechnung der im Gesamtsystem transferierten Energiemengen. Diese werden mit dem Jahresrechnungstool bestimmt, das in Kapitel 4.3.2 validiert wird.

4.3.1 Validierung der Ertragssimulation

Aufgrund der niedrigen zeitlichen Auflösung der PV-Syst-Simulation wird für die ausgewählten Photovoltaikanlagen mithilfe der meteorologischen Daten der Software „Meteonorm“ eine erneute Ertragssimulation durchgeführt. Die Software „greenius“ gibt auf dieser Basis Erzeugungsdaten mit einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten aus.

Beispielhaft wird das Vorgehen an der Anlage „Magdeburg“ präsentiert. Es werden die in Tabelle 4.6 aufgeführten meteorologischen Daten in „greenius“ verwendet. Der Übersicht halber werden hier für die Einstrahlung die Jahressummen und für die Temperatur und die Windgeschwindigkeit jeweils die Jahresmittelwerte tabelliert.

Tabelle 4.6: Meteorologische Daten eines Referenzjahres für den Standort Magdeburg (Quelle: Meteonorm)

Koordinaten	Σ GHI	Σ DNI	Σ Diff	T_{amb}	Wind
52,12°N, 11,58°E	1030 kWh/m ²	1005 kWh/m ²	520 kWh/m ²	10,0 °C	2,2 m/s

Weiterhin müssen die projektspezifischen Parameter hinterlegt werden. Zum einen alle Kenngrößen der verbauten Photovoltaikmodule „Duo-G5-320“ des südkoreanischen Unternehmens „Hanwha“. Diese finden sich in Abbildung 4.8 und sind außerdem dem Datenblatt des Herstellers im Anhang zu entnehmen.

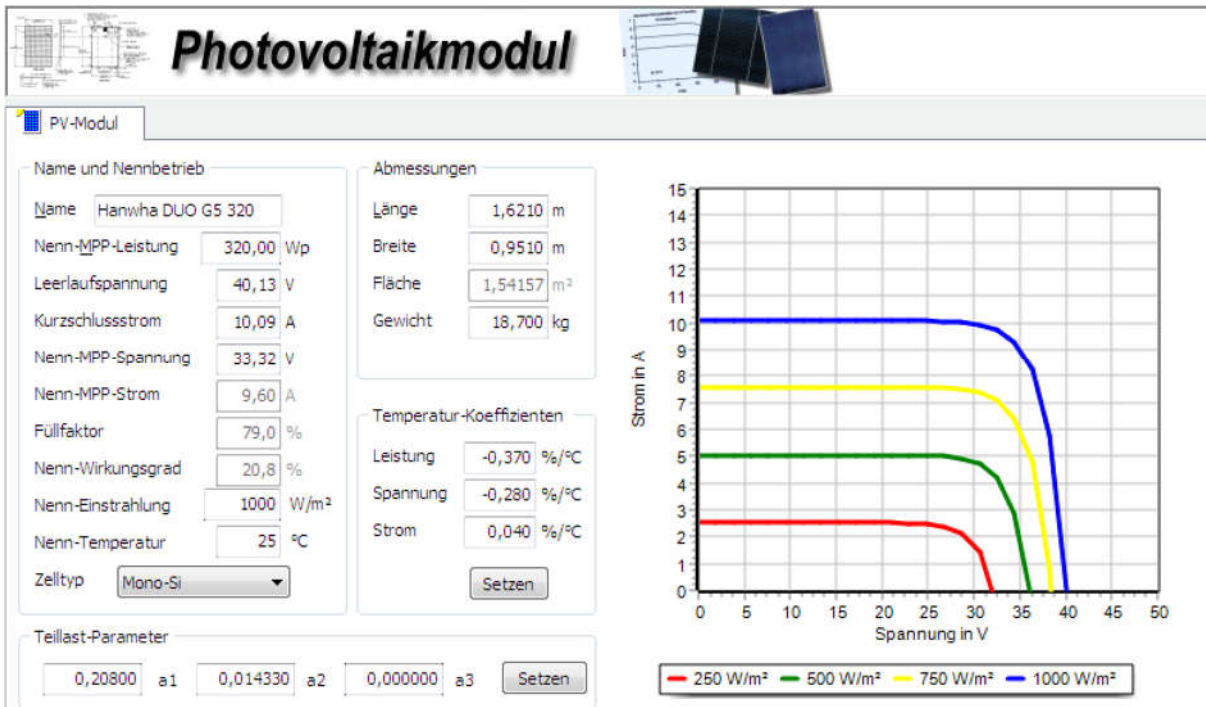


Abbildung 4.8: Parameter der verwendeten Module

Weiterhin muss die Konfiguration des Wechselrichters hinterlegt werden. Am Projektstandort befinden sich 13 „Sunny TriPower Core 1“-Geräte des deutschen Herstellers „SMA“. Die zugehörigen Kenngrößen können Abbildung 4.9 und dem Datenblatt im Anhang entnommen werden.

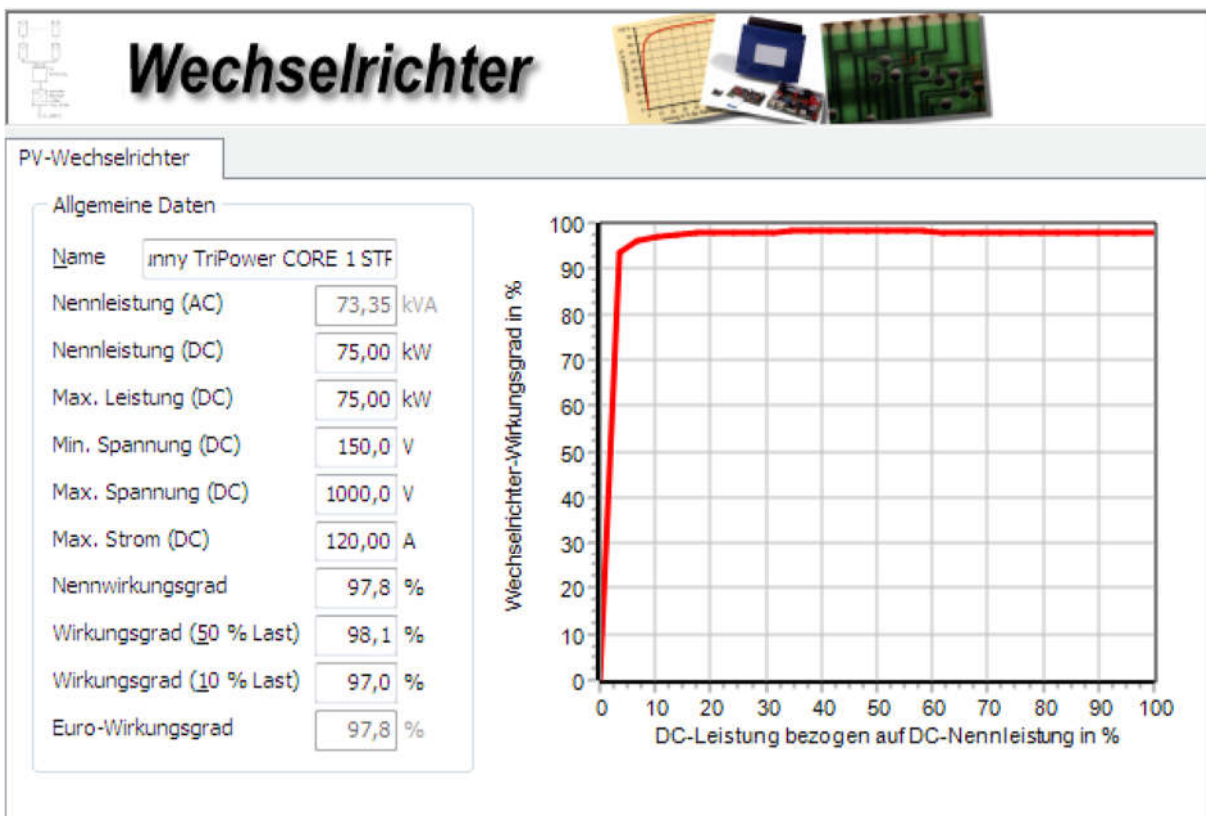


Abbildung 4.9: Kenngrößen des Wechselrichters

Mit allen erforderlichen Angaben kann die Simulation gestartet werden. Das Programm errechnet neben vielen weiteren Größen die jährliche Netto-Stromerzeugung in einem typischen Betriebsjahr. Die Ergebnisse der Simulation sind in Tabelle 4.7 den Ergebnissen der von der Steag SENS GmbH mit PV-Syst durchgeführten Simulationen gegenübergestellt. Zusätzlich ist für die Anlage „Aalen“ noch der gemessene Ertrag aus dem Jahr 2019 verfügbar. Zunächst fällt auf, dass die Ergebnisse der greenius-Simulation geringfügig niedriger sind. Als Grund könnte eine niedrigere Einstrahlung dienen. Daher sind in Tabelle 4.8 zusätzlich die jeweils bei den Simulationen verwendeten Daten für die Globalstrahlung aufgelistet. Es zeigt sich, dass greenius trotz höherer Globalstrahlung einen niedrigeren Ertrag prognostiziert. Dies könnte am Einfluss der anderen verwendeten Parameter, wie der Diffusstrahlung oder der Außentemperatur liegen. Der im Jahr 2019 real gemessene Ertrag in „Aalen“ ist niedriger als der simulierte Ertrag. Das liegt einerseits an der offenkundig niedrigeren Einstrahlung (vgl. Tabelle 4.8). Andererseits kam es in diesem betrachteten Jahr zu mehrtägigen Lücken in der Datenübertragung. Das heißt, dass die real vorhandene Globalstrahlung und auch der Ertrag höher gewesen sind.

Für die Anlage „Magdeburg“ liegen leider keine gemessenen Daten vor. Die mit greenius simulierten Werte sind jedoch von der Größenordnung und im Verhältnis zur Einstrahlung plausibel. Außerdem sind sie niedriger als der ursprünglich von der Steag SENS GmbH mit PVSyst prognostizierte Ertrag, der erfahrungsgemäß in der Realität noch übertroffen wird [SENS20]. Deshalb werden die mit greenius simulierten Werte akzeptiert und verwendet.

Tabelle 4.7: Ergebnisse der Ertragssimulation

Anlagenname	Mit PV-Syst simulierter Ertrag [MWh/a]	Mit greenius simulierter Ertrag [MWh/a]	In 2019 gemessener Ertrag [MWh/a]
„Magdeburg“	647,90	640,54	-
„Aalen“	379,40	368,03	342,67

Tabelle 4.8: Übersicht der eingesetzten Werte für die Einstrahlung

Anlagenname	Verwendete Globalstrahlung in PV-Syst [kWh/m ²]	Verwendete Globalstrahlung in greenius [kWh/m ²]	In 2019 gemessener Globalstrahlung [kWh/m ²]
„Magdeburg“	1019,60	1030,00	-
„Aalen“	1085,40	1102,00	1013,84

Mit Abschluss der Ertragssimulation ist die Produktion der Photovoltaikanlage mit einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten für ein typisches Betriebsjahr bekannt. Die erhaltenen Werte können dem Lastgang des Kunden gegenübergestellt und zur Berechnung der jährlich im Gesamtsystem transferierten Energiemengen genutzt werden. Dazu wird das implementierte Jahresrechnungstool genutzt, das im nächsten Schritt validiert wird.

4.3.2 Validierung des Jahresrechnungstools

Das in Kapitel 4.2.4 beschriebene Jahresrechnungstool liefert die im Gesamtsystem transferierten Energiemengen. Diese werden für die anschließende Investitionsrechnung benötigt. Vorher muss auf das Programm auf seine Verlässlichkeit hin geprüft werden. Dazu werden zwei Wochen zu verschiedenen Jahreszeiten in einem typischen Betriebsjahr der Anlage „Aalen“ betrachtet. Abbildung 4.10 zeigt den Verlauf der Momentanleistungen einer Woche im April. In lila ist der Verlauf der Erzeugungsleistung P_{gen} dargestellt. Schön zu sehen sind die gleichmäßig verteilten Spitzen der Erzeugung. In den dazwischenliegenden Tälern ist es Nacht und die Photovoltaikanlage kann aufgrund fehlender Einstrahlung nicht produzieren. In grün ist die Last des Kunden eingezeichnet, die nachts und am Wochenende auf die Grundlast absinkt. An Werktagen nimmt die Last tagsüber unterschiedlich große Werte an. Bei hoher PV-Produktion wie am zweiten Tag, kann die Last durch die Photovoltaikanlage gedeckt werden (die in blau dargestellte direkt verkaufte Leistung P_{ges} wird durch die grüne Linie verdeckt). Dadurch resultiert ein niedrigerer Überschuss P_{Ver} , wie der rote Graph zeigt. An Tagen mit hoher PV-Produktion und geringer Nachfrage des Kunden (dritter und vierter Tag) folgt dieser der Erzeugungsleistung P_{gen} .

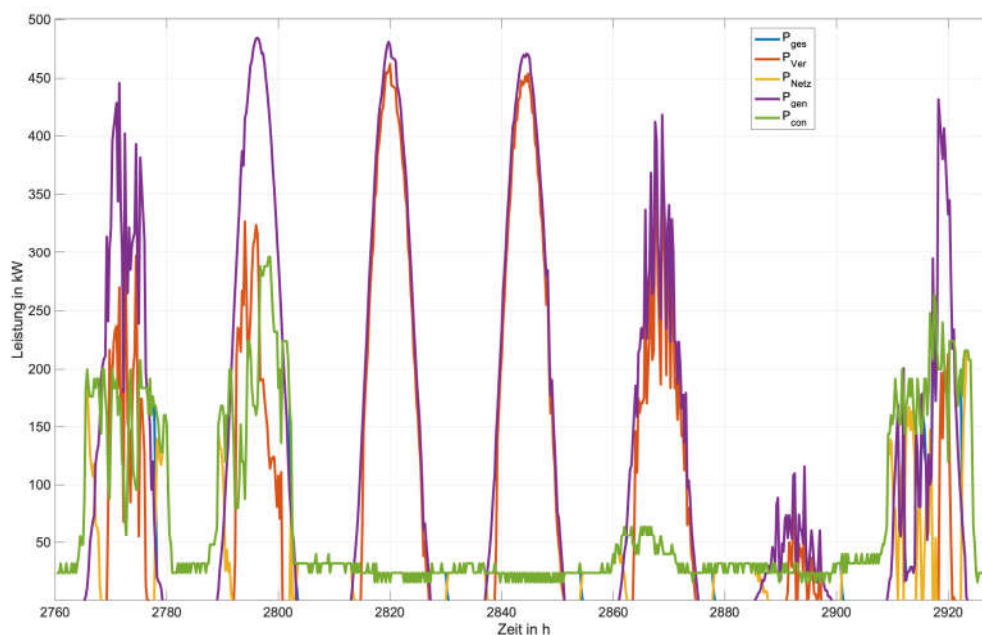


Abbildung 4.10: Wochenverlauf der Momentanleistungen im April in der Anlage „Magdeburg“

Die Abbildung 4.11 zeigt einen Wochenverlauf im Oktober. Die Einstrahlung ist hier geringer, sodass die Produktion der Anlage mit maximal etwa 270kW in der Mittagszeit ebenfalls geringer ist. Der Verbrauch der Anlage ist ebenfalls höher als noch im April (vgl. Abbildung 5.2). Dadurch resultiert ein starker Anstieg des Netzbezugs; gut zu sehen an der dritten Welle. Der Verbrauch liegt dauerhaft über der Erzeugung, sodass die gelbe Linie anfangs deckungsgleich mit der grünen ist. Im Tagesverlauf steigt die Produktion der Photovoltaikanlage, sodass der Netzbezug gesenkt werden kann. Dieser steigt wieder an, sobald die Erzeugung sinkt. In der Nacht wird wieder die gesamte Last mit Strom aus dem Netz gedeckt. Am sechsten Tag ist die Last vergleichsweise gering, sodass die Produktion erstmals in dieser Woche die Last übersteigt. Damit entsteht wieder ein Überschuss, der am Anstieg der roten Linie zu erkennen ist. Die blaue Linie ist in der Grafik nicht zu sehen, da sie durch die anderen Linien verdeckt wird.

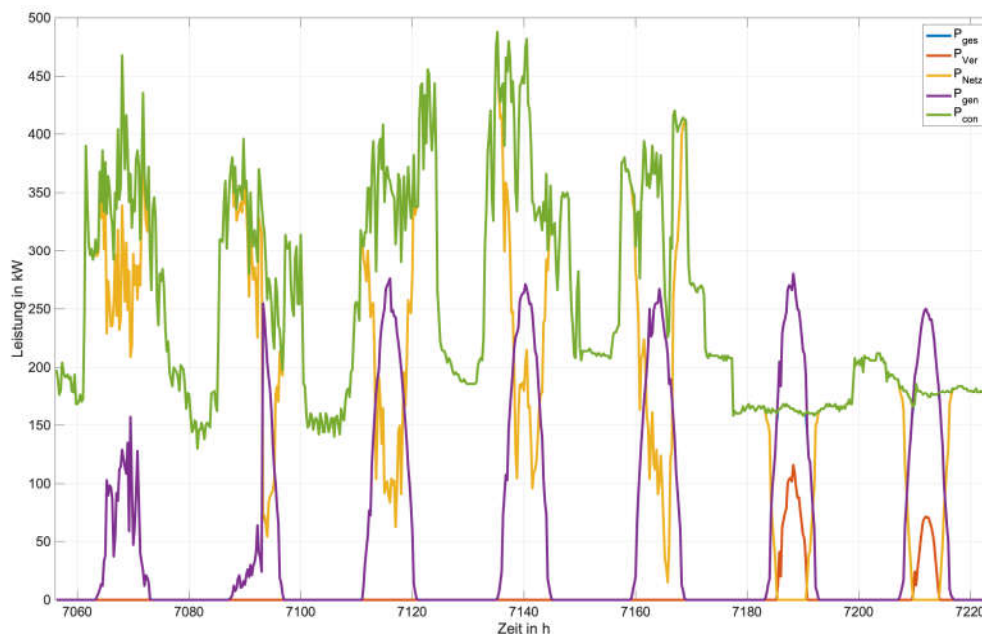


Abbildung 4.11: Wochenverlauf der Momentanleistungen im Oktober in der Anlage „Magdeburg“

Zuletzt wird noch beispielhaft für die Anlage „Magdeburg“ eine Energiebilanz durchgeführt, um zu überprüfen, dass in das Gesamtsystem ein- und ausgehende Energiemengen übereinstimmen. So müssen der Verbrauch des Kunden und die gelieferte Energiemenge aus Photovoltaikanlage und Netz übereinstimmen:

$$W_{con} = W_{ges} + W_{Netz}$$

$$1338,14 \text{ MWh} = 410,71 \text{ MWh} + 927,43 \text{ MWh}$$

Außerdem muss die in der Photovoltaikanlage erzeugte Energie gleich der an den Kunden gelieferten und überschüssigen Energie sein:

$$W_{gen} = W_{ges} + W_{Ver}$$

$$640,54 \text{ MWh} = 410,71 \text{ MWh} + 229,83 \text{ MWh}$$

4.4 Ökonomisches Modell

Zunächst werden die Grundlagen der Investitionsrechnung erläutert (Kapitel 4.4.1). Diese bilden die Basis für eine vergleichende Bewertung in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** Alle spezifischen Kosten und Erlöse werden aus Gründen der Skalierbarkeit in der Einheit [€/kW_p] beziehungsweise [€/kWh] angegeben. So lassen sich die Werte besser vergleichen. Zudem ist es gängige Praxis in der Photovoltaik-Branche, in dieser Einheit zu rechnen. [SENS20]

4.4.1 Investitionsrechnung

Die Erweiterung einer Photovoltaikanlage um ergänzende Speichertechnologien benötigt zusätzliche Investitionen. Dabei kann eine Investition als eine „autonome Anschaffung eines Gutes oder Güterverbundes (Investitionsobjekt)“ definiert werden [BUSS18, S. 2]. In der vorliegenden Arbeit ist das zu bewertende Investitionsobjekt eine Photovoltaikanlage mit einer ergänzenden Speichertechnologie. Nachfolgend soll eine Methodik entwickelt werden, wie eine solche zusätzliche Investition unter ökonomischen Gesichtspunkten bewertet werden kann.

Zum besseren Verständnis sollen zunächst einige Begrifflichkeiten definiert werden. Als Zins bezeichnet man den „Preis für die Überlassung einer Geldeinheit für eine bestimmte Geldeinheit“ [BUSS18, S.30]. Der Barwert ist „der Gegenwarts- oder Zeitwert einer künftigen Ein- oder Auszahlung“ [BUSS18, S.31]. Eine Zahlungsreihe ist die Gesamtheit aller Zahlungen innerhalb einer bestimmten Periode. [BUSS18, S.12]

Grundlage für eine fundierte Investitionsentscheidung ist eine Investitionsrechnung. Diese betrachtet jedoch explizit nur alle monetären Aspekte einer Investition. Daher wird das Gesamtsystem in Kapitel 4.5 auch zusätzlich von einem ökologischen Standpunkt untersucht. Um eine Entscheidung zwischen zwei oder mehr Investitionsobjekten treffen zu können, bedarf es vergleichbarer Alternativen. In Kapitel 5.2 werden die zu untersuchenden Varianten definiert.

Bestandteile der Investitionsrechnung sind

- alle mit dem Investitionsobjekt zusammenhängenden ein- und ausgehenden Finanzströme,
- die Zeitpunkte der Zahlungen
- und deren Grad an Ungewissheit.

Für die Berechnung wird der letzte Punkt jedoch nicht betrachtet. Es wird davon ausgegangen, dass die Rückflüsse unter Berücksichtigung der Degradation des Gesamtsystems konstant über die Projektlaufzeit gezahlt werden. [BUSS18, S.4]

Grundsätzlich lassen sich die Verfahren von Investitionsrechnungen in zwei Sorten einteilen:

1. Auf Kosten und Erlösen gründende (kalkulatorische) Verfahren (auch statisch genannt)
2. Auf Aus- und Einzahlungen gründende (finanzmathematische) Verfahren (auch dynamisch genannt).

Statische Verfahren haben den großen Nachteil, dass sie die Zeitpunkte der Zahlungen nicht oder nur beiläufig betrachten [KRAW11]. Sie bieten hinsichtlich des mathematischen Aufwands heutzutage keine Vorteile mehr und sollten daher allenfalls als Näherungsrechnung verwendet werden. Daher wird nicht weiter auf sie eingegangen. [BUSS18, S. 21]

Dynamische Verfahren sind heute mithilfe von Tabellenkalkulationssystemen beherrschbare Methoden zur Beurteilung von Investitionen geworden. Dabei werden die genauen Zahlungszeitpunkte betrachtet. Somit können sogenannte Zahlungsreihen gebildet werden. Diese bestehen aus Zeiträumen, die häufig in Perioden von einem Jahr unterteilt werden. Alle Zahlungen innerhalb einer Periode werden zeitlich dem Ende der jeweiligen Periode zugerechnet. Die Betrachtung der Zahlungszeitpunkte ist in Hinblick auf die Zinseszinsrechnung ausschlaggebend. [BUSS18, S. 20f]

Im Rahmen einer finanzmathematischen Investitionsrechnung ist der Kapitalwert der Investition von „zentraler Bedeutung“. Er ist definiert als „die Summe aller auf einen Zeitpunkt $t = m$ ab- bzw. aufgezinnten Ein- und Auszahlungen, die mit der Investition verbunden sind“.

Der Kapitalwert einer Investition errechnet sich nach:

$$C_0 = -a_0 + \sum_{t=1}^n c_t * q^{-t} \quad (4.12)$$

C_0 = Kapitalwert einer Zahlungsreihe zum Zeitpunkt t_0

a_0 = Anschaffungsauszahlung im Zeitpunkt t_0

c_t = Überschuss der Einzahlungen (b_t) über die Auszahlungen (a_t) in der Periode t (jeweils kumuliert am Ende der Periode t)

$q = (1 + i)$; mit i = Kalkulationszins

n = Nutzungsdauer des Investitionsobjektes mit $t = 1, 2, \dots, n$

Dem zugrunde liegen jedoch einige vereinfachende Annahmen:

- Der Kalkulationszinssatz i bleibt über die Projektlaufzeit konstant.
- Das Gesamtsystem besitzt am Ende der Projektlaufzeit keinen Restwert, da der Speicher voraussichtlich das Ende seiner Lebenszeit erreicht haben wird und keine Aussage über den Restwert der Photovoltaikanlage getroffen werden kann.

Die Nutzungsdauer des Investitionsobjekts n soll im Anwendungsfall 10 Jahre betragen. (vgl. Kapitel 2.4). Für die Bestimmung des Kalkulationszinssatzes wird auf den Ansatz der „Weighted Average Cost of Capital“ (WACC) zurückgegriffen. Darin werden die Kosten für Eigen- und Fremdkapital zusammengefasst. Dieser Ansatz hat sich inzwischen für die Bestimmung des Kalkulationszinssatzes durchgesetzt. [BUSS18, S.301] Für Versorgungsbetriebe kann derzeit ein WACC in Höhe von 2,5% - 3,2% angenommen werden [PWCT20]. Um vergleichbare Ergebnisse mit einer vorausgegangen Arbeit bei der Steag SENS GmbH zu erzielen, werden die Kalkulationszinsen auf den Wert von 2,5% festgelegt.

Eine Investition gilt als „akzeptiert“ oder „vorteilhaft“, wenn der Kapitalwert einen positiven Wert einnimmt: [S. 63]

$$C_0 \geq 0 \quad (4.13)$$

Vergleicht man nun verschiedene akzeptable Investitionen j miteinander, so ist diejenige mit dem größten Kapitalwert auszuwählen:

$$\max_j \{C_{0j} | C_{0j} \geq 0\} \quad (4.14)$$

Nachfolgend werden alle ein- und ausgehenden Finanzströme identifiziert. Dazu gehören

- die Anschaffungszahlungen a_0 ,
- die Auszahlungen a_t und
- die Einzahlungen b_t

Zunächst werden die Investitionskosten a_0 betrachtet. Diese hängen primär ab von

1. der Größe der zu errichtenden Photovoltaikanlage,
2. der Art der Speichertechnologie und
3. der Größe des zu installierenden Speichers

Daraus ergibt sich:

$$a_0 = i_{peak} * P_{peak} + i_{Sp} * W_{Sp} \quad (4.15)$$

a_0 = Anschaffungsauszahlung im Zeitpunkt t_0

i_{peak} = spezifische Investitionskosten der Photovoltaikanlage [€/kW_p]

P_{peak} = Elektrische Leistung der Photovoltaikanlage [kW_p]

i_{Sp} = spezifische Investitionskosten der Speichertechnologie [€/kWh]

W_{Sp} = Kapazität des Speichers [kWh]

Für die Überschüsse der Einzahlungen (b_t) über die Auszahlungen (a_t) zum Zeitpunkt t gilt:

$$c_t = b_t - a_t \quad (4.16)$$

Weiterhin müssen zum anderen diese beiden Terme definiert werden. Die Auszahlungen sind die Kosten, die für den Erzeuger entstehen. Diese setzen sich aus den Kosten für die Wartung und Instandsetzung der Photovoltaikanlage und des Speichers zusammen. Daraus folgt:

$$a_t = k_{PV} * P_{Peak} + k_{Sp} * W_{Sp} \quad (4.17)$$

k_{PV} = spezifische Wartungskosten der Photovoltaikanlage [€/kW_p]

$k_{Sp,k}$ = spezifische Wartungskosten des Speichers [€/kWh]

Die Höhe der Einzahlungen wird maßgeblich durch den erforderlichen Strompreis bestimmt. Dieser ist die in der vorliegenden Arbeit zu bestimmende Zielgröße. Es ist jedoch zu erwarten, dass der Strompreis nicht über die gesamte Laufzeit konstant bleibt, sondern nach festgelegten Zeiträumen neu verhandelt wird (vgl. Kapitel 4.4.2). Die Einzahlungen berechnen sich demnach durch:

$$b_t = e_{PV,Grenz} * W_{ges} + e_{Ver} * W_{Ver} \quad (4.18)$$

b_t = Erlöse [€]

$e_{PV,Grenz}$ = erforderlicher Strompreis [ct/kWh]

W_{ges} = Aus der Photovoltaikanlage und dem Speicher bereitgestellte elektrische Energie in einem Jahr [kWh]

e_{Ver} = Erlös der überschüssigen Energiemenge [ct/kWh]

W_{Ver} = Überschüssige Energiemenge in einem Jahr [kWh]

Der Erlös der überschüssigen Energiemenge richtet sich nach der Art der Vergütung für den überschüssigen Strom. Es soll sichergestellt werden, dass die Photovoltaikanlage in Vollast läuft und nicht abgeregelt wird, wenn der Bedarf des Kunden gedeckt, sowie der Speicher voll beladen ist. Untersucht werden daher drei verschiedene Vergütungsmodelle für den Verkauf des nicht direkt genutzten Stroms W_{Ver} :

1. PPA mit sonstiger Direktvermarktung
2. PPA mit EEG-Förderung
3. PPA mit P2G

Die Höhe der jeweiligen Vergütung ist Tabelle 4.9 aufgelistet und ergibt sich aus den folgenden Annahmen.

Zunächst wird im Rahmen des Power Purchase Agreements die **sonstige Direktvermarktung** des überschüssigen Stroms gewählt. Nach §21a EEG ist der Anlagenbetreiber von der EEG-Umlage befreit, wenn er auf den Zahlungsanspruch der EEG-Vergütung verzichtet. Zudem besitzt er das Recht, den in seiner Anlage erzeugten Strom selber direkt zu vermarkten. Dazu wird die elektrische Energie ins Netz eingespeist und über einen Direktvermarkter verkauft. Auf Basis der aktuellen Börsenstrompreise wird die Vergütung einer Kilowattstunde Strom über die Direktvermarktung zu 2ct/kWh abgeschätzt [ENER20]. Dieser Wert liegt niedriger als der mittlere Börsenstrompreis, bildet jedoch ab, dass Überschussstrom vor allem in Zeiten mit hoher PV-Erzeugung anfällt, in denen die Strompreise niedriger liegen.

Weiterhin wird die Möglichkeit einer **EEG-Förderung** in Betracht gezogen. Hier muss der Verbraucher jedoch die EEG-Umlage auf den selbst verbrauchten Strom bezahlen. Diese beträgt im Jahr 2020 6,756 ct/kWh [BUND20b]. Dabei handelt es sich um die Energiemenge aus Photovoltaikanlage und ergänzender Speichertechnologie W_{ges} . Im vorliegenden Fall tritt die Steag SENS GmbH als Vollversorger auf und trägt die Kosten der EEG-Umlage, sodass der Kunde keine zusätzlichen Kosten diesbezüglich zu erwarten hat. Der überschüssige Strom wird in das Netz eingespeist und mit der aktuellen EEG-Förderung vergütet. Ab dem 01.09.2020 beträgt diese 6,43ct/kWh [BUND20c].

Im letzten Szenario soll der Überschussstrom nicht in das Netz eingespeist und damit „direkt“ vergütet werden, sondern über eine **Power-to-Gas-Anwendung** (vgl. Kapitel 4.2.3) in Wasserstoff umgewandelt werden, der anschließend verkauft wird. Diese Anwendung ist neben der Investition in einen Stromspeicher (Li- oder Pb-Batterie) mit einer zusätzlichen in einen Elektrolyseur mit ergänzender Anlage zur Verdichtung und Speicherung des erzeugten Gases verbunden. Die zusätzliche Investition sorgt jedoch im Vergleich zu den beiden anderen Vergütungsmodellen für wesentlich höhere Rückflüsse. Für die Produktion grünen, also durch die Umwandlung von Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugten, Wasserstoffs kann von Kosten in Höhe 16,5ct/kWh ausgegangen werden [BUKO20]. Die Angabe der Vergütung bezieht sich dabei auf den Heizwert des erzeugten Gases (Umrechnung: 1€/kg(H₂) = 3ct/kWh(H₂)).

Aus Sicht der Steag SENS GmbH soll dieses mit einer Gewinnmarge von mindestens 20% weiterverkauft werden, um das Risiko der zusätzlichen Investition auszugleichen. Daher wird in den folgenden Berechnungen von einer Vergütung in Höhe von 20ct/kWh ausgegangen.

Tabelle 4.9: Zusammenfassung der Vergütung pro Kilowattstunde überschüssiger Energie

Vergütungsmodell	Vergütung [ct/kWh]
PPA mit sonstiger Direktvermarktung	2,00 (Abschätzung nach mittlerem Börsenpreis)
PPA mit EEG-Förderung	6,43 (gültig ab 01.09.2020)
PPA mit P2G	20,00 (bezogen auf den Heizwert von H ₂)

4.4.2 Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Damit die Investition vorteilhaft ist, muss ihr Kapitalwert positiv sein. Daher wird der erforderliche Strompreis $e_{PV,Grenz}$ gesucht, für den diese Bedingung erfüllt ist. Dieser Grenz-Strompreis muss also mindestens vom Kunden bezahlt werden, damit sich die zusätzliche Investition wirtschaftlich gesehen rentiert.

Aus Sicht des Kunden müssen die im Power Purchase Agreement vereinbarten Konditionen zu einer Einsparung gegenüber der Ausgangssituation führen. Der im PPA mit dem Kunden vereinbarte Strompreis muss daher grundsätzlich unter dem zuletzt gezahlten Strompreis liegen. Wenn dies nicht der Fall ist, wäre ein PPA für den Kunden von vornherein unwirtschaftlich.

Die Steag SENS GmbH rechnet mit einer möglichen Gewinnmarge von 5%, sodass sich für den vom Kunden verlangten Preis für den Strom aus dem System aus Photovoltaikanlage und Speicher ergibt:

$$e_{PV} = 1,05 * e_{PV,Grenz} \quad (4.19)$$

$$e_{PV} = \text{Strompreis für Strom aus PV/Speicher [ct/kWh]}$$

$$e_{PV,Grenz} = \text{Grenzstrompreis Erzeugung PV/Speicher [ct/kWh]}$$

Weiterhin soll der Gesamtstrompreis des Kunden ermittelt werden. Dieser setzt sich aus der Strommenge, die die Photovoltaikanlage und der Speicher bereitstellen und dem Netzbezug wie folgt zusammen:

$$e_{ges} = \frac{e_{PV} * W_{ges} + e_{ref} * W_{Netz}}{W_{con}} \quad (4.20)$$

e_{ges} = Gesamtstrompreis [ct/kWh]

e_{PV} = Strompreis für Strom aus PV/Speicher [ct/kWh]

W_{ges} = Aus der Photovoltaikanlage und dem Speicher gelieferte elektrische Energie in einem Jahr [kWh]

e_{ref} = Referenzstrompreis [ct/kWh]

W_{Netz} = Aus dem Netz bezogene Energiemenge in einem Jahr [kWh]

W_{con} = Stromverbrauch des Kunden in einem Jahr

Die für den Kunden möglichen Einsparungen ergeben sich aus der Reduzierung der Stromkosten durch einen günstigeren Stromtarif bezogen auf den bisher gezahlten Strompreis:

$$\Delta_{ges} = 1 - \frac{e_{ges}}{e_{ref}} \quad (4.21)$$

Δ_{ges} = Relative Ersparnis für den Kunden [%]

e_{ges} = Gesamtstrompreis [ct/kWh]

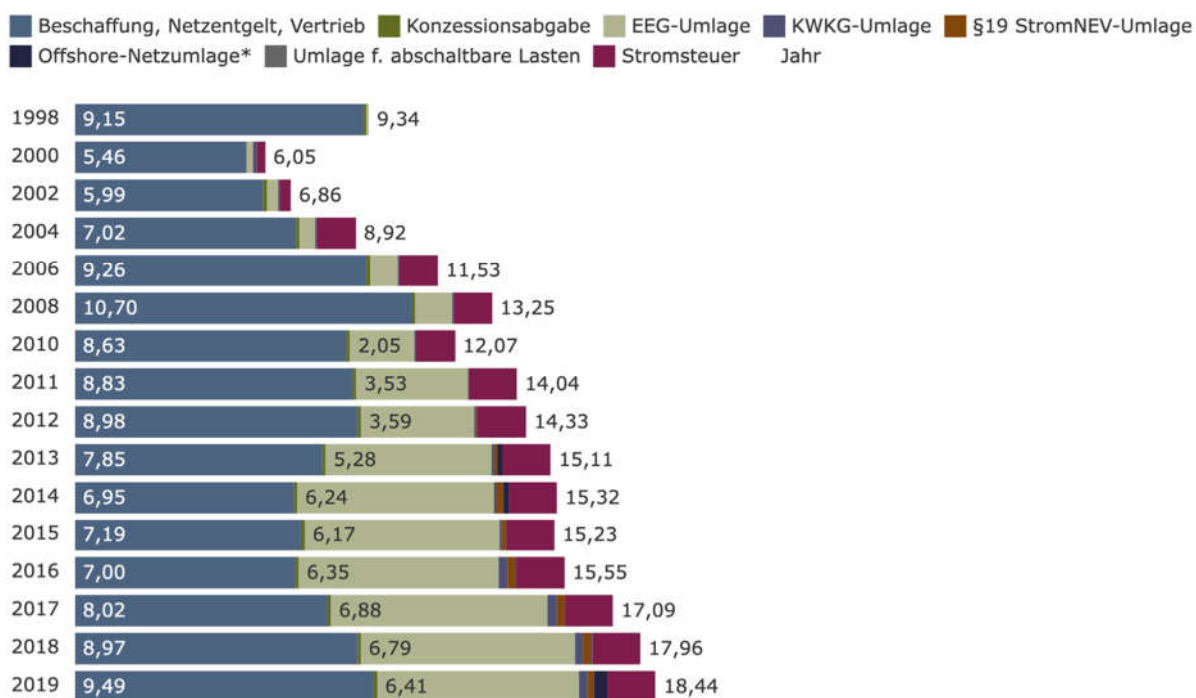
e_{ref} = Referenzstrompreis [ct/kWh]

Zu beachten ist, dass alle in Kapitel 5.3 dargestellten Ergebnisse die Werte des ersten Jahres der Projektlaufzeit sind. In die Berechnung des Kapitalwerts geht eine Steigerung des Strompreises e_{PV} ein; parallel zur angenommenen Steigerung der Netzbezugs-Preises in Höhe von 1,5%. Diese Annahme beruht auf der durchschnittlichen Zunahme der letzten zehn Jahre (vgl.

Abbildung 4.12). Der Strompreis nach n Jahren berechnet sich demnach zu:

$$e_{PV,n} = e_{PV,1} * 1,015^{(n-1)} \quad (4.22)$$

$e_{PV,1}$ = Strompreis des Kunden im ersten Jahr [ct/kWh]



*Offshore-Haftungsumlage 2015/17 wegen Nachverrechnung negativ
Stand: 07/2019

Abbildung 4.12: Strompreis für die Industrie [BDEW19]

Abschließend wird festgelegt, dass die aus dem Netz zu beziehende Energiemenge W_{Netz} in der Berechnung des erforderlichen Strompreises $e_{PV,Grenz}$ keine Berücksichtigung findet. Das bedeutet, dass die Steag SENS GmbH die fehlende Strommenge zum Selbstkostenpreis an den Kunden weiterverkauft. Dadurch hat diese keinen Einfluss auf den Kapitalwert der Investition.

4.5 Ökologische Bewertung

Nach der ökonomischen Betrachtung soll das Ergebnis auch hinsichtlich seiner ökologischen Verträglichkeit betrachtet werden. Eine wirtschaftlich optimale Lösung birgt nicht zwangsläufig das ökologische Optimum.

Die Ökologie ist definiert als „Wissenschaft von den Wechselbeziehungen zwischen Lebewesen und natürlicher Umwelt bzw. von den Ökosystemen“. Diese gewinnt zunehmend an Bedeutung vor dem Hintergrund der immer vermehrt zu Tage tretenden Auswirkungen menschlichen Handelns auf die Umwelt. [WIRT20b] Im Anwendungsfall muss daher geprüft werden, inwieweit sich die Installation einer Photovoltaikanlage mit Erweiterung um ein Speichersystem auf die Umwelt auswirkt.

Als objektive Vergleichsmethode kann die Ökobilanz nach DIN EN ISO 14040 herangezogen werden. Diese dient unter anderem als Hilfsmittel und Information für Entscheidungsträger in der Industrie. Sie zeigt Umweltauswirkungen von Produkten und Dienstleistungen auf und er-

läutert diese. Dabei werden alle damit in Verbindung stehenden Prozessschritte von der Erzeugung über die Nutzung bis hin zur Entsorgung – also „von der Wiege bis zur Bahre“ – berücksichtigt. [DIN06]

Es soll jedoch keine vollständige Ökobilanz durchgeführt werden, sondern insbesondere auf das Vermögen des Gesamtsystems, Treibhausgase einzusparen, eingegangen werden. Dafür wird angenommen, dass sich der Bezugsstrom des Kunden bislang aus dem deutschen Strommix (Summe aller Erzeuger, die anteilig zur Stromversorgung in Deutschland beitragen) zusammensetzt. Weiterhin wird die Umweltverträglichkeit der verwendeten Materialien in Photovoltaikanlagen und den ausgewählten Speichertechnologien betrachtet.

Die Versorgung des Kunden mit Strom aus einer Photovoltaikanlage sorgt für eine Einsparung von Treibhausgasemissionen im Vergleich zu einem Strombezug aus dem deutschen Strommix, zu dem neben - zwar zunehmend mehr - regenerativen Energieerzeugern vor allem noch konventionelle beitragen. Im Jahr 1990 sind in Deutschland pro Kilowattstunde erzeugten Stroms noch 764g CO₂-Äquivalente ausgestoßen worden. Dieser CO₂-Emissionsfaktor des deutschen Strommix ist durch den Ausbau Erneuerbarer Energien in den letzten 30 Jahren nach vorläufiger Schätzung auf 401g/kWh in 2019 gesunken. [ICHA20]

Eine Photovoltaikanlage emittiert während des Betriebs keine Treibhausgasemissionen, jedoch müssen für eine genauere Betrachtung auch die Produktion und die Entsorgung der Bauteile berücksichtigt werden. Die Emission einer Kilowattstunde PV-Strom beträgt laut [LAUF19, S.46] 66,7g CO₂-Äquivalente. In Abbildung 4.13 werden 50,0g CO₂-Äquivalente angegeben. Zum Vergleich sind auch die Emissionen anderer Energieerzeuger angegeben. Hier wird die hohe Bedeutung von Strom aus regenerativen gegenüber konventionellen Quellen zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen sichtbar. Im Mittel kann also mit der Emission von 58,4g CO₂-Äquivalenten bei der Erzeugung einer Kilowattstunde PV-Strom gerechnet werden. Dadurch kann gegenüber einer Stromversorgung mit dem deutschen Strommix eine Einsparung von 342,6g/kWh erreicht werden. Für die untersuchten Anlagen ergeben sich damit die in Tabelle 4.10 aufgeführten Einsparungen an CO₂-Äquivalenten, bezogen auf den Eigenverbrauch.

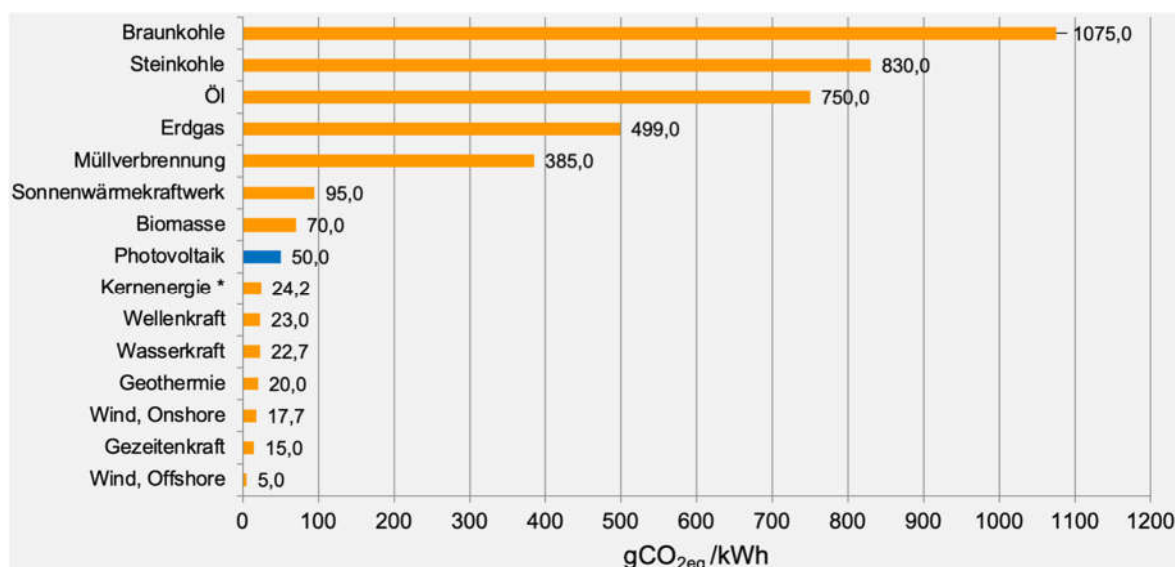


Abbildung 4.13: Durchschnittliche CO_{2eq}-Emissionen verschiedener Stromerzeugungstechnologien. *ohne Einbeziehung der Endlagerung von Atommüll. [ENER17]

Tabelle 4.10: Vermiedene Emissionen der untersuchten Anlagen pro Jahr

Anlage	Eigenverbrauch ohne Speicher	Vermiedene CO ₂ -Äquivalente
„Magdeburg“	410,71 MWh	140.709 kg
„Aalen“	359,13 MWh	123.038 kg

Zusätzlich ist jedoch auch der Energiebedarf zur Herstellung und Beseitigung von Photovoltaikmodulen nicht zu vernachlässigen. Zusammen mit dem energetischen Aufwand für Betrieb und Wartung wird vom Kumulierten Energieaufwand (KEA) gesprochen. Das Vielfache des KEA, das ein Energieerzeuger über seine Lebensdauer wieder bereitstellt, wird als Erntefaktor bezeichnet. Dieser kann je nach Art der Solarzelle einen Wert von bis zu 4 annehmen. Damit schneidet die Photovoltaik jedoch schlechter ab als Windenergie (16) oder Wasserkraft (50). [BLUM20]

Ein großer Vorteil der Photovoltaik ist die Möglichkeit der Aufdach-Montage. So müssen keine weiteren Flächen versiegelt werden, die der Natur oder auch Landwirtschaft fehlen. Dächer und Fassaden, auf denen PV-Module montiert werden können und die eine Einstrahlung von mindestens 500kWh/m² pro Jahr aufweisen, weisen ein technisches Potential von 800GW_p auf. [WIRT20c, S.38]

Durch den Einsatz von Stromspeichern kann der Eigenverbrauchsanteil des in der Photovoltaikanlage erzeugten Stroms erhöht werden (vgl. Abbildung 5.9 und Abbildung 5.26). Dadurch erhöht sich auch die Einsparung von Treibhausgasemissionen. Die zusätzliche Installation ist

jedoch auch mit nicht unerheblichen zusätzlichen Emissionen bei der Herstellung und Entsorgung des Speichers verbunden. Hierfür lassen sich Werte von 150-200kg CO_{2eq}/kWh [ROMA17, S. iii] oder 62-212kg CO_{2eq}/kWh [REGE19, S.4] finden. Durch eine zunehmend regenerativ gestaltete Stromversorgung bei der Herstellung elektrochemischer Speicher kann dieser Wert zukünftig jedoch stark gesenkt werden.

Hinsichtlich der Verwendung der in PV-Modulen enthaltenen Materialien sind einige Bedenken zu äußern. So können Schwermetalle sowie Cadmium und Antimon enthalten sein, die zum Teil hochgiftig sind. Hier muss im Einzelfall geprüft werden, welche Bestandteile genau enthalten sind. Seit 2010 haben sich Hersteller zu einem Bündnis zusammengeschlossen, das sich dem Recycling von PV-Modulen verpflichtet hat. Seit 2015 werden Hersteller in Deutschland zur Rücknahme verpflichtet. [WIRT20c, S.79]

Weiterhin sind auch in den ausgewählten Speichertechnologien kritische Materialien enthalten. Lithium wird in Südamerika unter schlechtesten Bedingungen gefördert. Dadurch entstehen nicht nur ökologische, sondern auch soziale Probleme. Kinderarbeit ist keine Seltenheit. Aufgrund der stark gestiegenen Nachfrage werden Bergwerke in bislang unberührten Teilen der Natur eröffnet. Außerdem kommt es immer wieder zu Kontaminationen der Gewässer mit Schwermetallen, da zum Abbau des Lithiums Chemikalien zur Auslösung des Rohstoffs aus dem Gestein verwendet werden. [UTOP20]

Blei ist ein giftiges Schwermetall, das vor allem beim Abbau und der weiterführenden Produktion in die Umwelt entweichen kann. [KURZ18, S.275]

5 Ergebnisse

Die methodische Vorgehensweise wurde in Kapitel 4 entwickelt und erläutert. Nun soll diese praktisch umgesetzt werden. Anhand von Beispielrechnungen sollen Erkenntnisse für die Projektierung neuer Anlagen gewonnen werden. Einleitend werden dazu in Kapitel 5.1 die der Berechnung zugrunde liegenden Annahmen und Parameter vorgestellt. Um eine einfachere Orientierung zu ermöglichen werden in Kapitel 5.2 die Berechnungen in eine Reihenfolge sortiert und einheitlich nummeriert. In Kapitel 5.3 werden dann alle berechneten Ergebnisse grafisch dargestellt und mit ergänzenden Diagrammen erläutert. Die verschiedenen Beispielanlagen werden dabei jeweils in getrennten Unterkapiteln behandelt. Abschließend werden in Kapitel 5.4 die wichtigsten Erkenntnisse zusammengefasst, analysiert und entsprechende Handlungsempfehlungen für die Steag SENS GmbH abgeleitet.

5.1 Darstellung und Erläuterung der verwendeten Parameter

In Abhängigkeit der Speicherkapazität W_{Sp} werden der vom Kunden zu zahlende Preis für Strom aus der Photovoltaikanlage mit ergänzender Speichertechnologie e_{PV} und der Gesamtstrompreis für den Kunden e_{ges} dargestellt. Der Strompreis e_{PV} garantiert, dass der Kapitalwert der Investition positiv wird und versteht sich inklusive einer Gewinnmarge in Höhe von 5% (vgl. Gleichung (4.19)). Der Gesamtstrompreis e_{ges} setzt sich aus dem Strompreis aus der Photovoltaikanlage mit Speicher, dem Netzbezugspreis für die Reststrommenge sowie der Vergütung für den eingespeisten Überschussstrom zusammen. Als Kernergebnis werden die daraus resultierenden Einsparmöglichkeiten aus Sicht des Kunden Δ_{ges} dargestellt. Die Ersparnis wird relativ zum aktuellen Strombezugspreis des jeweiligen Kunden berechnet (vgl. Gleichung (4.21)).

Zur besseren Übersicht werden in Tabelle 5.1 noch einmal die Investitionskosten der Speichertechnologien (vgl. Tabelle 3.3) zusammengefasst. Ergänzend sind die halbierten Werte aufgeführt, da diese in Variationsrechnungen genutzt werden. Die Investitionskosten der P2G-Anlage beziehen sich auf den Elektrolyseur sowie ergänzende Maschinen zur Verdichtung und Speicherung des Gases.

Tabelle 5.1: Zusammenfassung der Investitionskosten der Speichertechnologien

Speichertechnologie	Investitionskosten	Halbierte Investitionskosten
Lithium-Batterie (Li)	530 €/kWh	265 €/kWh
Blei-Säure-Batterie (Pb)	230 €/kWh	115 €/kWh
Power-2-Gas (P2G)	800 €/kW	400 €/kW

Außerdem sind in Tabelle 5.2 die Höhe der Vergütungen pro Kilowattstunde Überschussstrom der verschiedenen untersuchten Vergütungsmodelle angegeben.

Tabelle 5.2: Zusammenfassung der Vergütung pro Kilowattstunde überschüssiger Energie

Vergütungsmodell	Vergütung [ct/kWh]
PPA mit sonstiger Direktvermarktung	2,00 (Abschätzung nach mittlerem Börsenpreis)
PPA mit EEG-Förderung	6,43 (gültig ab 01.09.2020)
PPA mit P2G	20,00 (bezogen auf den Heizwert von H ₂)

5.2 Reihenfolge der Varianten

Zur besseren Orientierung werden die Varianten, die sich aus der Variation der Parameter ergeben, nummeriert (vgl. Tabelle 5.3). Erst wird die Leistung der Photovoltaikanlage festgehalten und der Einfluss des Vergütungsmodells auf die Wirtschaftlichkeit der Investition untersucht. Bei gleicher PV-Leistung und Art der Vergütung des Überschussstroms wird auch zusätzlich der Effekt der Investitionskosten in die jeweilige Speichertechnologie geprüft. Die Nummerierung der Berechnung gilt für alle folgenden Beispielrechnungen gleichermaßen.

Die Variation der Speicherkapazität und -technologie erfolgt direkt innerhalb jeder Variante. So ist das berechnete Ergebnis als Funktion der Speicherkapazität aufgetragen. Grafisch dargestellt werden die Ergebnisse beider Speichertechnologien nebeneinander, um einen direkt Vergleich zu ermöglichen. So sind alle Graphen bei Verwendung einer Lithium-Batterie in rot und einer Blei-Säure-Batterie in blau koloriert.

Tabelle 5.3: Übersicht der untersuchten Varianten

Variante	PV-Leistung	Vergütungsmodell	Investitionskosten für Speichersystem bzw. P2G-Anlage
#1	Nennleistung	Direktvermarktung	Voll
#2	Nennleistung	Direktvermarktung	Halbiert
#3	Nennleistung	EEG-Förderung	Voll
#4	Nennleistung	EEG-Förderung	Halbiert
#5	Nennleistung	P2G	Voll
#6	Nennleistung	P2G	Halbiert
#7	Verdoppelt	Direktvermarktung	Voll
#8	Verdoppelt	Direktvermarktung	Halbiert
#9	Verdoppelt	EEG-Förderung	Voll
#10	Verdoppelt	EEG-Förderung	Halbiert
#11	Verdoppelt	P2G	Voll
#12	Verdoppelt	P2G	Halbiert

5.3 Darstellung der Simulations-Ergebnisse

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung dargestellt. Wie bereits erläutert, wird für jede Variante der erzielbare Strompreis e_{PV} in Abhängigkeit der Speicherkapazität W_{Sp} gesucht, der vom Kunden mindestens gezahlt werden muss, damit der Kapitalwert der Investition nach Gleichung (4.12) positiv wird (5% Gewinnmarge für den Stromanbieter bereits inkludiert). Zusätzlich wird für jede Variante dargestellt, welche Einsparung sich durch einen potentiell günstigeren Strompreis für den Kunden ergibt.

Die Berechnungen werden für jede Beispiel-Anlage in der Reihenfolge nach Tabelle 5.3 durchgeführt. Die Ergebnisse der Anlage „Magdeburg“ finden sich in Kapitel 5.3.1. Weiterhin werden die Ergebnisse für die Anlage „Aalen“ in Kapitel 5.3.2 aufgeführt. Die Anlagendaten werden in Tabelle 5.4 gegenübergestellt. Daraus werden die Unterschiede der untersuchten Anlagen

ersichtlich. Die Anlage „Magdeburg“ ist größer, erzielt jedoch eine niedrigere spezifische Energieausbeute. Der Kunde in „Aalen“ bezahlt einen niedrigeren Strompreis, hat aufgrund des ungefähr doppelt so hohen Stromverbrauchs jedoch wesentlich höhere Stromkosten.

Tabelle 5.4: Überblick Anlagendaten

Anlage	Magdeburg	Aalen
Peak-Leistung und Ausrichtung	750 kW Ost/West	420 kW Ost/West
Standort	52.20°N, 11,68°E	48,85°N, 10.10°E
Jährliche PV-Erzeugung W_{gen} [kWh]	640.852,33	368.026,17
Spezifische Energie [kWh/kW _P]	854,43	876,25
Jährlicher Verbrauch W_{con} [kWh]	1.338.177,25	2.674.015,55
Zuletzt gezahlter Strompreis e_{ref} [€/kWh]	0,20	0,16
Stromkosten K_{Strom} [€/a]	267.635,45	472.842,49€

5.3.1 Darstellung Ergebnisse Anlage „Magdeburg“

Die in die Berechnung einfließenden Parameter für die Anlage „Magdeburg“ finden sich in Tabelle 5.4. Die Strommenge W_{con} wird als jährlich konstant angesehen. In Verbindung mit dem bis dato gezahlten Strompreis e_{ref} ergeben sich die Stromkosten K_{Strom} des ersten Jahres der Projektlaufzeit, die als Referenz zur möglichen Einsparung herangezogen werden. Alle nachfolgenden Diagramme zeigen die Zahlenwerte des ersten Jahres. Im zweiten Jahr steigt der geforderte Strompreis e_{PV} um die erwähnten 1,5% an. Der Referenzstrompreis steigt jedoch wahrscheinlich in derselben Höhe, weshalb die relative Ersparnis neu zu berechnen sein wird.

Die Jahresverläufe der simulierten Energiemengen sind Abbildung 5.1 dargestellt. Zu beachten ist, dass hier nur die Photovoltaikanlage und kein Speicher verbaut ist. Die Kurven ändern sich natürlich für die jeweiligen Speichertechnologien und die Speicherkapazität in den Werten; der prinzipielle Verlauf bleibt jedoch erhalten. Zu Gunsten der Übersicht wird daher der Verlauf nur mit Photovoltaikanlage dargestellt. In weiteren Diagrammen wird der Einfluss des Speichers gezeigt.

Der in grün abgebildete Stromverbrauch W_{con} des Kunden steigt ab der Jahresmitte deutlich an. Bei dem Unternehmen, auf dessen Dach die Photovoltaikanlage installiert ist, handelt es sich um ein großes Agrarhandelsunternehmen, das unter anderem große Mengen Getreide

trocknet. Zu Beginn der Ernte im August bis zum Jahresende ist der Strombedarf daher wesentlich höher als in der ersten Jahreshälfte (vgl. Abbildung 5.2). Die in lila gezeichnete Stromerzeugung zeigt den typischen Jahresverlauf einer Photovoltaikanlage mit hoher Leistung in den Sommermonaten und niedrigerer in den Wintermonaten. Die direkt an den Kunden gelieferte Energiemenge W_{ges} in blau folgt dem Verlauf der Erzeugung. In Folge der deutlich höheren Nachfrage in der zweiten Jahreshälfte steigt der in gelb dargestellte Netzbezug W_{Netz} ebenfalls deutlich an. Daraus resultiert, dass die überschüssige Strommenge W_{Ver} in rot zum Jahresende hin beinahe gegen null geht. Zu Beginn des Sommers gehen mit der erhöhten PV-Produktion auch hohe Überschüsse einher.

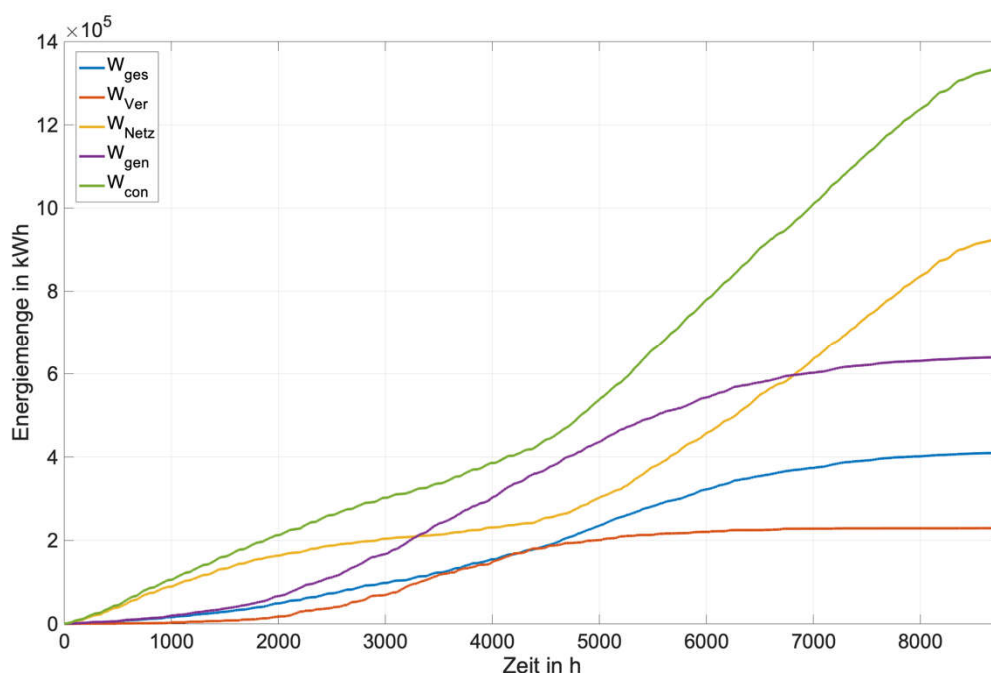


Abbildung 5.1: Jahresverlauf der simulierten Energiemengen der Anlage „Magdeburg“ ohne Erweiterung um einen Speicher

Der Verbrauch des Kunden ist noch einmal gesondert in Abbildung 5.2 als Lastgang dargestellt. Zu sehen ist die nachgefragte elektrische Leistung für jede Viertelstunde eines Jahres. Die Grundlast beträgt in der ersten Jahreshälfte etwa 50kW mit Spitzenlasten von 300kW bis 400kW. In den Sommer- und Herbstmonaten steigen die Grundlast mit wenigen Ausnahmen auf bis zu 200kW und die Spitzenlasten auf 400kW bis 500kW. Es sind jedoch auch Tage zu sehen, in denen nur die Grundlast nachgefragt wird (vgl. Abbildung 5.2). Hierbei handelt es sich um die arbeitsfreien Wochenenden, sowie Feiertage.

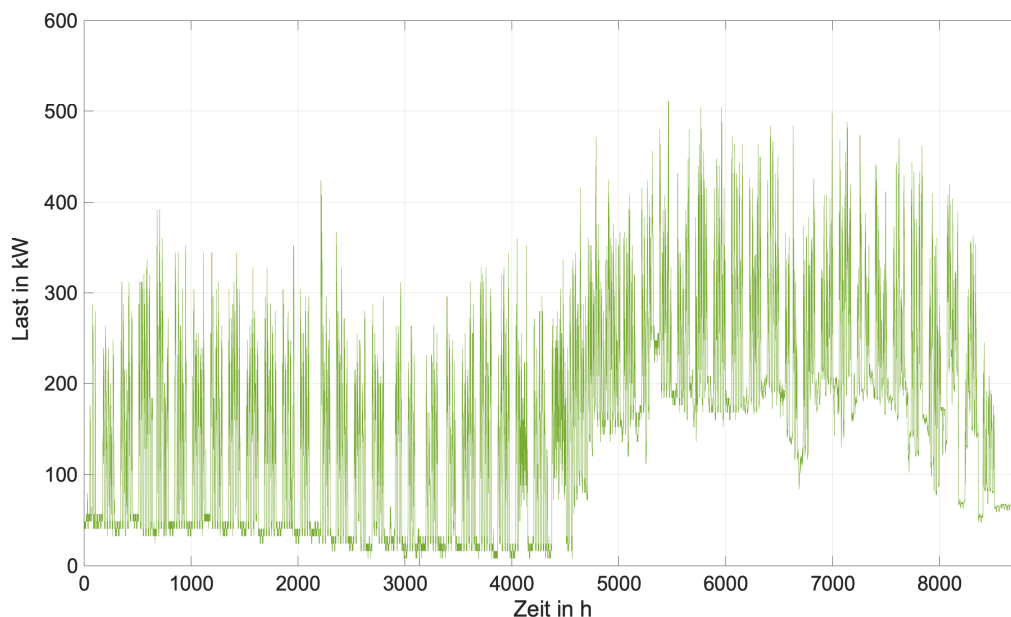


Abbildung 5.2: Charakteristischer Lastgang des Kunden für die Anlage „Magdeburg“

Gemäß der bereits erläuterten Vorgehensweise zeigen die folgenden Diagramme die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung. Die linken Diagramme zeigen die Konfiguration mit einer Lithium-Batterie und die rechten mit einer Blei-Säure-Batterie. Der mindestens zu erzielende Strompreis e_{PV} für den direkt aus Photovoltaikanlage und Speicher stammenden Strom (jeweils in heller Farbe) ist über der Speicherkapazität aufgetragen. Die jeweils dunklere Linie zeigt den zu zahlenden Gesamtstrompreis des Kunden, bezogen auf seinen gesamten Stromverbrauch (vgl. Gleichung (4.20)). Die roten und blauen Säulen veranschaulichen die möglichen Ersparnisse, die sich für den Kunden aus einem niedrigeren Gesamtstrompreis ergeben können. Sobald dieser über dem in grau eingezeichneten Referenzstrompreis liegt, kann keine Ersparnis erzielt werden. Die Beschreibung erfolgt für jede Variante jeweils oberhalb des zugehörigen Diagramms.

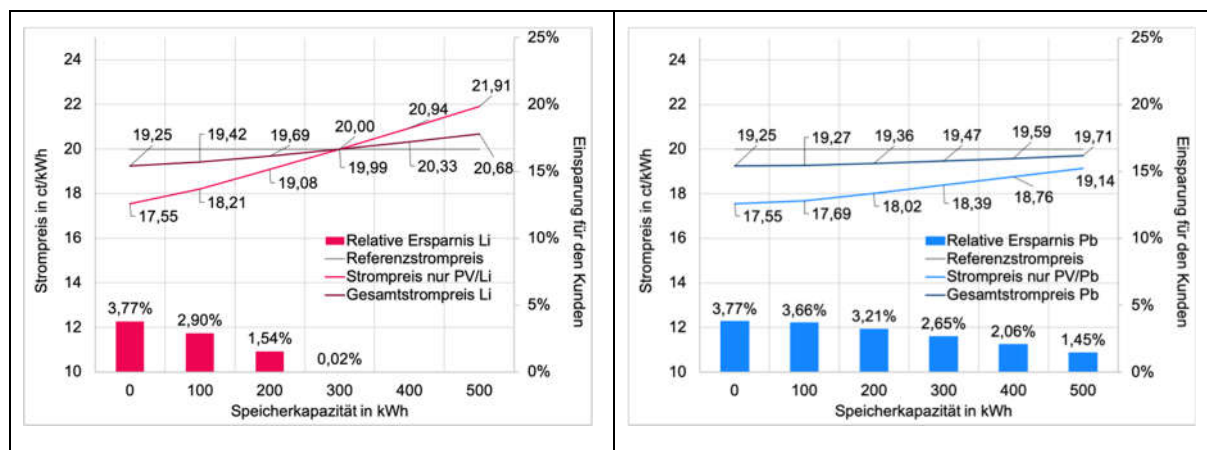


Abbildung 5.3: Variante #1 Anlage „Magdeburg“: Nennleistung, Direktvermarktung, volle Investitionskosten

Die Ergebnisse der ersten Variante (vgl. Tabelle 5.3) sind in Abbildung 5.3 dargestellt. Eine Konfiguration ohne Speicher ist für beide Technologien am wirtschaftlichsten. Für den Kunden können in Variante #1 maximal 3,77% Ersparnis erreicht werden. Bei Verwendung einer Lithium-Batterie können mit einer Kapazität von 200kWh noch Einsparungen erzielt werden. Für die Blei-Säure-Batterie kann der Strom auch bei einer Kapazität von 500kWh noch günstiger verkauft werden als der heute vom Kunde bezahlte Strompreis. Das kann vor allem mit den geringeren Investitionskosten der Bleibatterie-Technologie erklärt werden. Generell sinkt jedoch die Wirtschaftlichkeit mit steigender Speicherkapazität, da nicht proportional mehr Strom verkauft werden kann (vgl. Abbildung 5.9). Die Investitionskosten für das Speichersystem unterliegen einer großen Bandbreite und werden in den kommenden Jahren tendenziell sinken. In der folgenden Variante #2 sind die Speicher-Investitionskosten daher halbiert.

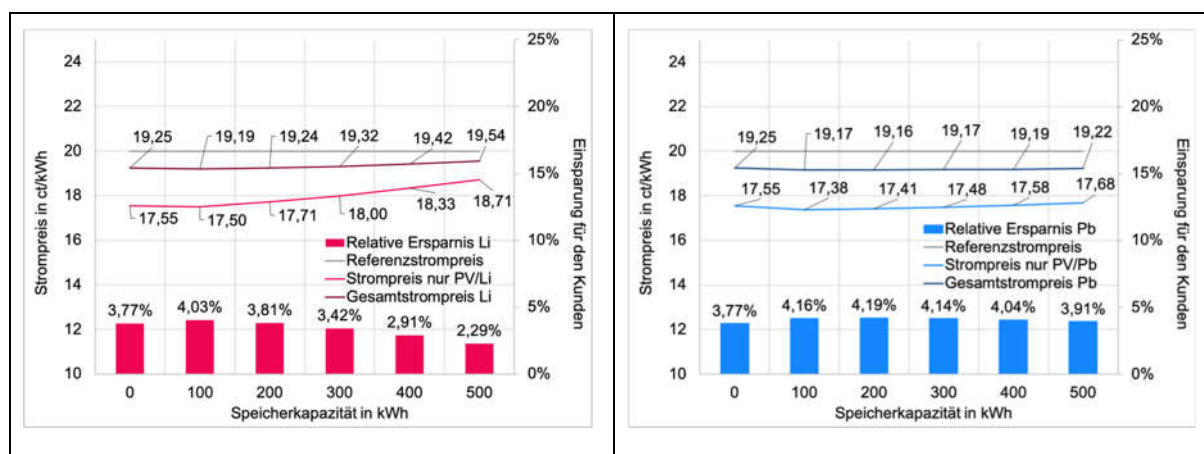


Abbildung 5.4: Variante #2 Anlage „Magdeburg“: Nennleistung, Direktvermarktung, halbierte Investitionskosten

Die Halbierung der Investitionskosten hat wie erwartet einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Auch zu hohen Speicherkapazitäten hin können dann die Stromkosten des Kunden gesenkt werden, mit Maxima bei 100kWh Speichergröße für die Lithium-Batterie (4,03% Ersparnis) und 200 kWh für die Blei-Säure-Batterie (4,19%). Auch bei Halbierung der Investitionskosten sinkt die Wirtschaftlichkeit mit Erhöhung der Speicherkapazität bei der Lithium-Batterie schneller. Interessant ist, dass die höchste Einsparung in der Pb-Variante nicht mit dem niedrigsten Preis für den direkt verkauften Strom einhergeht: Der niedrigste Gesamtpreis kommt zustande, weil mehr günstiger Strom aufgrund der höheren Speicherkapazität verkauft werden kann (vgl. Abbildung 5.9). Die nächsten beiden Varianten zeigen den Einfluss des Vergütungsmodells auf die Wirtschaftlichkeit.

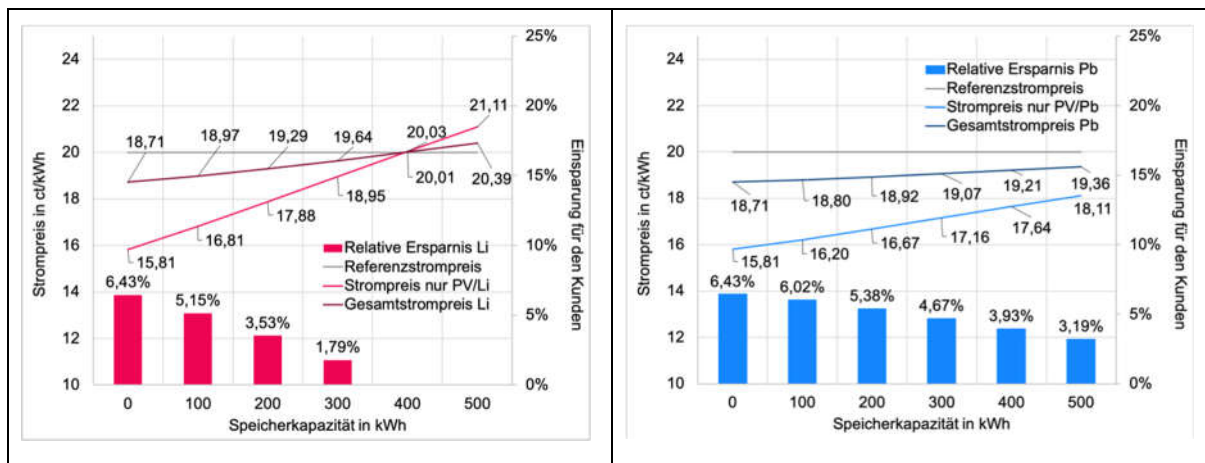


Abbildung 5.5: Variante #3 Anlage „Magdeburg“: Nennleistung, EEG-Förderung, volle Investitionskosten

Die Umstellung des Vergütungsmodells liefert deutlich höheres Einsparpotential bei Wahl der EEG-Förderung anstelle der Direktvermarktung. Der Grund dafür liegt in der hohen Energiemenge, die bei dieser Beispielanlage ins Netz eingespeist wird (vgl. Abbildung 5.11). Bei höherer Vergütung des Überschussstroms über das EEG ist es wirtschaftlicher, den Strom ins Netz zu verkaufen, als ihn zwar teurer an den Kunden zu verkaufen, jedoch vorher ebenfalls teuer zwischengespeichert zu haben und zusätzlich die EEG-Umlage bezahlen zu müssen, die den Gewinn des direkt verkauften Stroms senkt. Daher sinkt auch die Wirtschaftlichkeit mit steigender Speicherkapazität stark, da zum einen mehr EEG-Umlage auf mehr direkt verkauften Strom gezahlt werden muss, während gleichzeitig weniger Energie ins Netz eingespeist und vergütet wird.

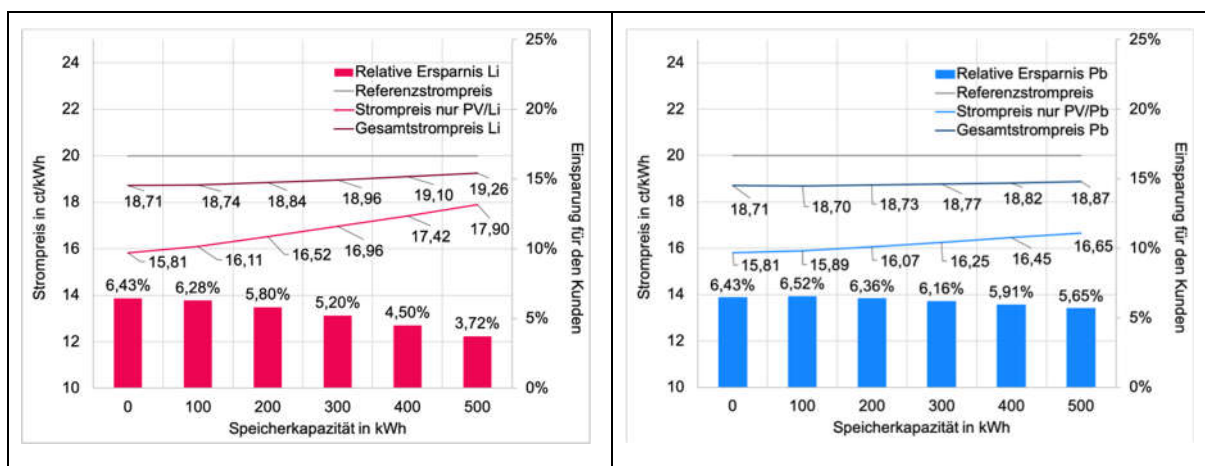


Abbildung 5.6: Variante #4 Anlage „Magdeburg“: Nennleistung, EEG-Förderung, halbierte Investitionskosten

Wie zu erwarten, verbessert sich die Wirtschaftlichkeit bei angenommenen halbierten Investitionskosten für das Speichersystem. Für die Lithium-Batterie ist wieder die Konfiguration ohne

Speicher am wirtschaftlichsten. Die Blei-Säure-Batterie hingegen schafft aufgrund der sehr niedrigen Investitionskosten mit 100 kWh Kapazität die höchste Ersparnis. Auch hier liegt die höchste Ersparnis nicht bei niedrigstem PV-Preis, wie schon zuvor in Variante #2.

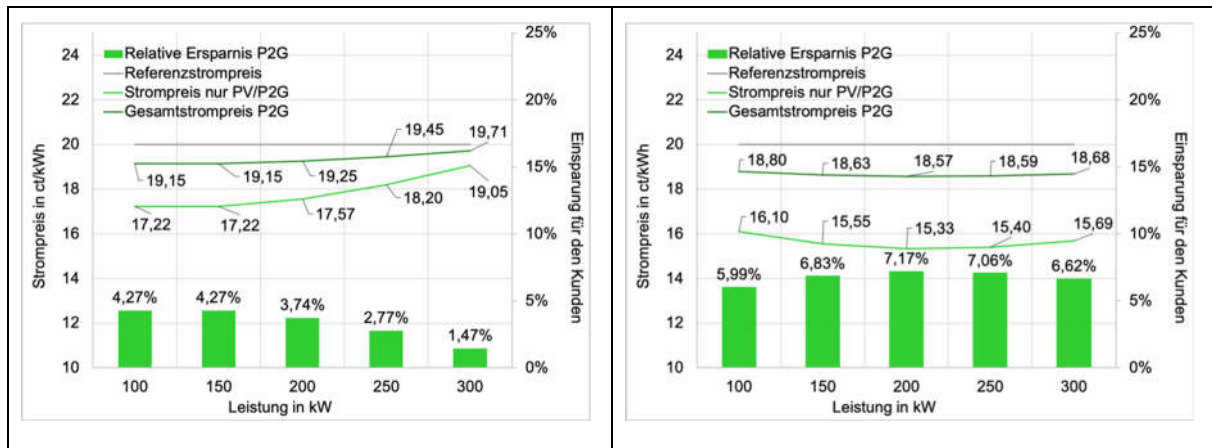


Abbildung 5.7: Links: Variante #5 Anlage „Magdeburg“: Nennleistung, P2G, volle Investitionskosten. Rechts: Variante #6 Anlage „Magdeburg“: Nennleistung, P2G, halbierte Investitionskosten

Die Umwandlung des überschüssigen Stroms in Wasserstoff geht mit einer Ersparnis für den Kunden einher, wie in Abbildung 5.7 zu sehen ist. Bei vollen Investitionskosten ist der erforderliche Strompreis bei einer Leistung des Elektrolyseurs in Höhe von 150kW am geringsten. Halbieren sich die Investitionskosten, ist der Gesamtstrompreis bei 200kW Leistung am niedrigsten.

Die bisherigen Varianten #1 bis #6 zeigen die Ergebnisse unter Berücksichtigung der Anlagengröße, wie sie aktuell beim Kunden installiert ist. Die Daten zeigen, dass der Strom aus der Photovoltaikanlage (in den Diagrammen 0kWh Speicherkapazität) immer mit einer Ersparnis für den Kunden verkauft werden kann. Im Folgenden soll überprüft werden, ob eine Verdopplung der PV-Anlagenleistung zu einer weiteren Verbesserung der Wirtschaftlichkeit führt. Den zusätzlichen Investitionskosten müssten dann ausreichend hohe Zusatzerträge gegenüberstehen. Bei Verdopplung der PV-Erzeugung ergeben sich die in Abbildung 5.8 zu sehenden Jahresverläufe. Auch hier ist wieder zu beachten, dass es sich um eine Konfiguration ohne Speicher handelt.

Die PV-Erzeugung W_{gen} hat sich auf einen Wert von 1.281.704,66 kWh verdoppelt. Daraus resultiert eine starke Erhöhung der überschüssigen Energiemenge W_{Ver} , da an Tagen mit niedriger Last entsprechend mehr Überschüsse bestehen. Die Menge direkt verkauften Stroms W_{ges} steigt indes nur geringfügig, während der Netzbezug W_{Netz} ebenfalls nur geringfügig sinkt, weil Liefer- und Nachfrage-Zeitpunkte häufig nicht zusammenfallen. Anhand der Berechnungen mit Variation der Speichergröße soll überprüft werden, ob ein Ausgleich dieses Effekts wirtschaftlich umgesetzt werden kann. Wie sich die Energiemengen bei Nenn- und doppelter Leistung in Abhängigkeit der Speicherkapazität ändern, zeigen Abbildung 5.9, Abbildung 5.10 und Abbildung 5.11.

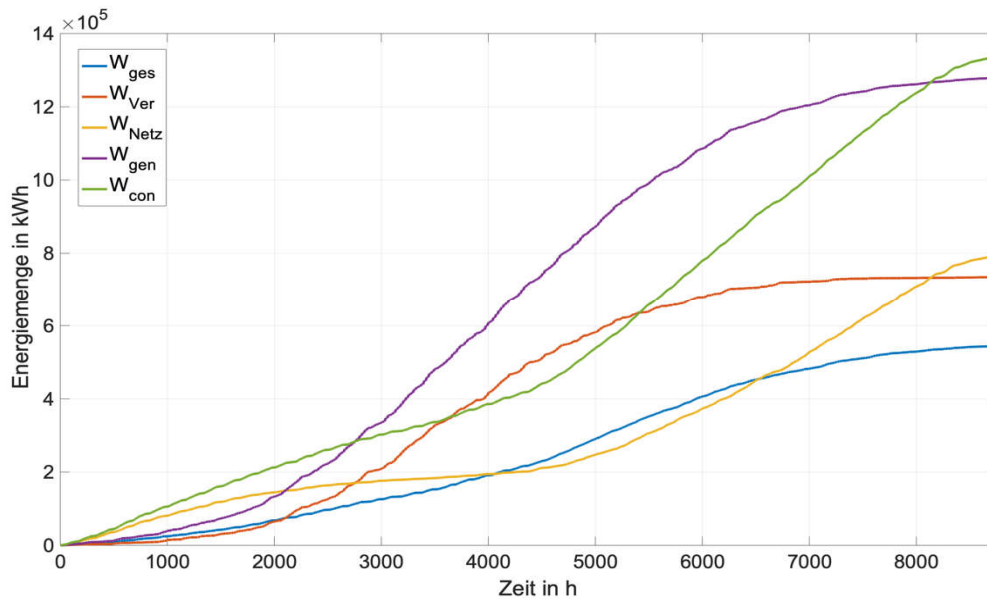


Abbildung 5.8: Jahresverlauf der simulierten Energiemengen der Anlage „Magdeburg“ mit doppelter PV-Erzeugung ohne Erweiterung um einen Speicher (erstellt in Matlab)

Abbildung 5.9 kann entnommen werden, dass sich die direkt verkaufte Energiemenge W_{ges} bei Verdopplung der PV-Erzeugung nicht verdoppelt. Mit steigender Speicherkapazität steigt auch der verkaufte Strom; bei Einsatz einer Lithium-Batterie jedoch mehr als bei Einsatz einer Blei-Säure-Batterie. Das liegt zum einen am höheren Wirkungsgrad, aber zum anderen viel mehr an der höheren Tiefentladung ($SOC_{min}(Li) = 20\%$, $SOC_{min}(Pb) = 50\%$).

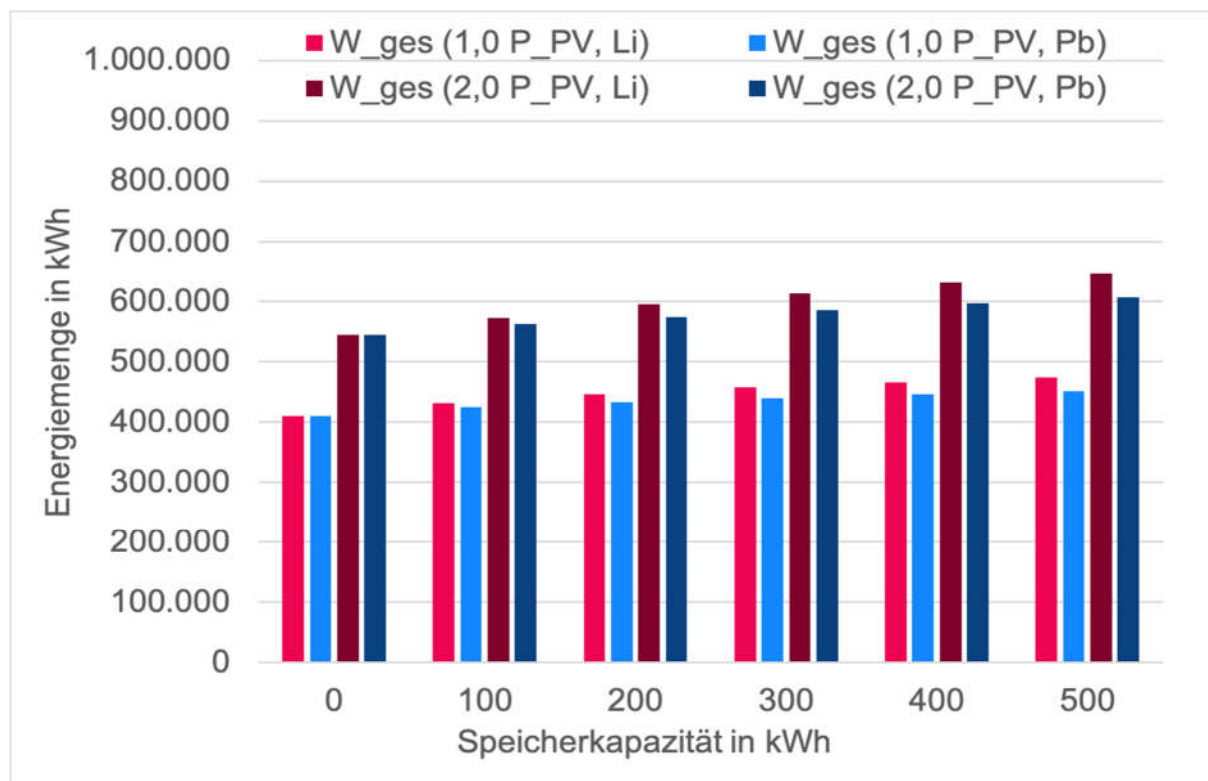


Abbildung 5.9: Änderung der direkt verkauften Energiemenge W_{ges} mit steigender Speicherkapazität in der Anlage „Magdeburg“

Aus der unterproportionalen Steigerung des Direktverkaufs geht zwangsläufig hervor, dass sich bei doppelter Anlagengröße der Netzbezug nicht halbiert, wie in Abbildung 5.10 zu sehen. Die zusätzlich zu beschaffende Energiemenge W_{Netz} sinkt je nach Variante um lediglich ca. 13%. Auch durch den Einsatz eines Speichers unabhängig der Technologie kann der Netzbezug nicht signifikant verringert werden.

Die Verdopplung der Anlagengröße hat zur Folge, dass sich die überschüssige Energiemenge W_{Ver} mehr als verdreifacht (vgl. Abbildung 5.11). Da die zusätzliche Erzeugung häufig zu Zeiten anfällt, in denen der Strom nicht genutzt werden kann, muss er entweder ins Netz eingespeist oder in andere Energieträger überführt werden.

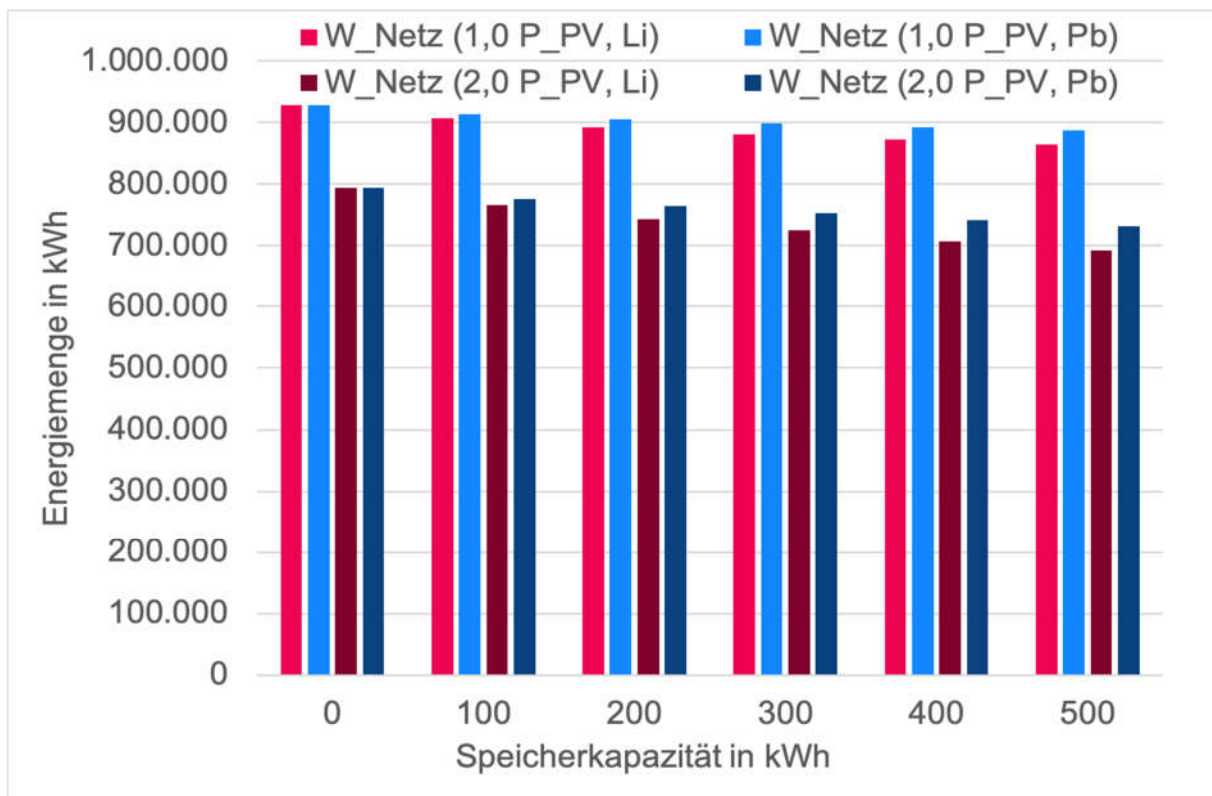


Abbildung 5.10: Änderung der aus dem Netz bezogenen Energiemenge W_{Netz} mit steigender Speicherkapazität in der Anlage „Magdeburg“

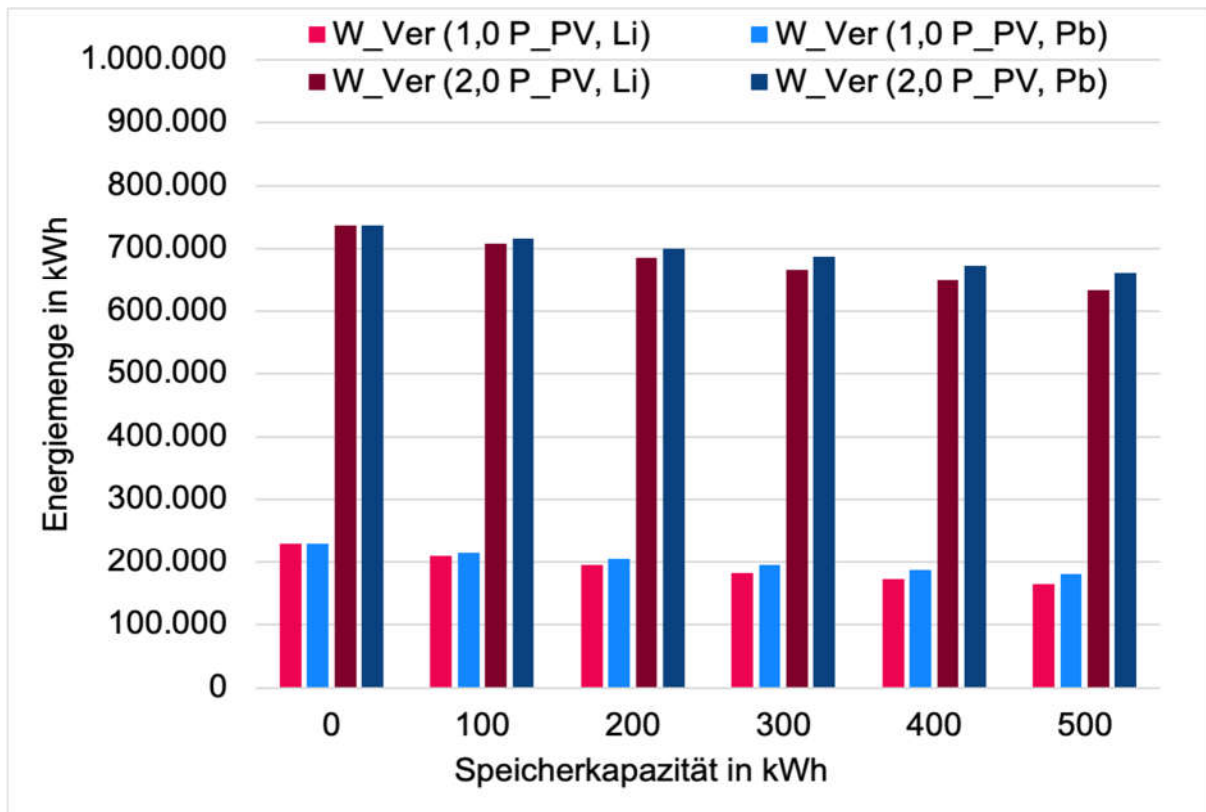


Abbildung 5.11: Änderung der überschüssigen Energiemenge W_{Ver} mit steigender Speicherkapazität in der Anlage „Magdeburg“

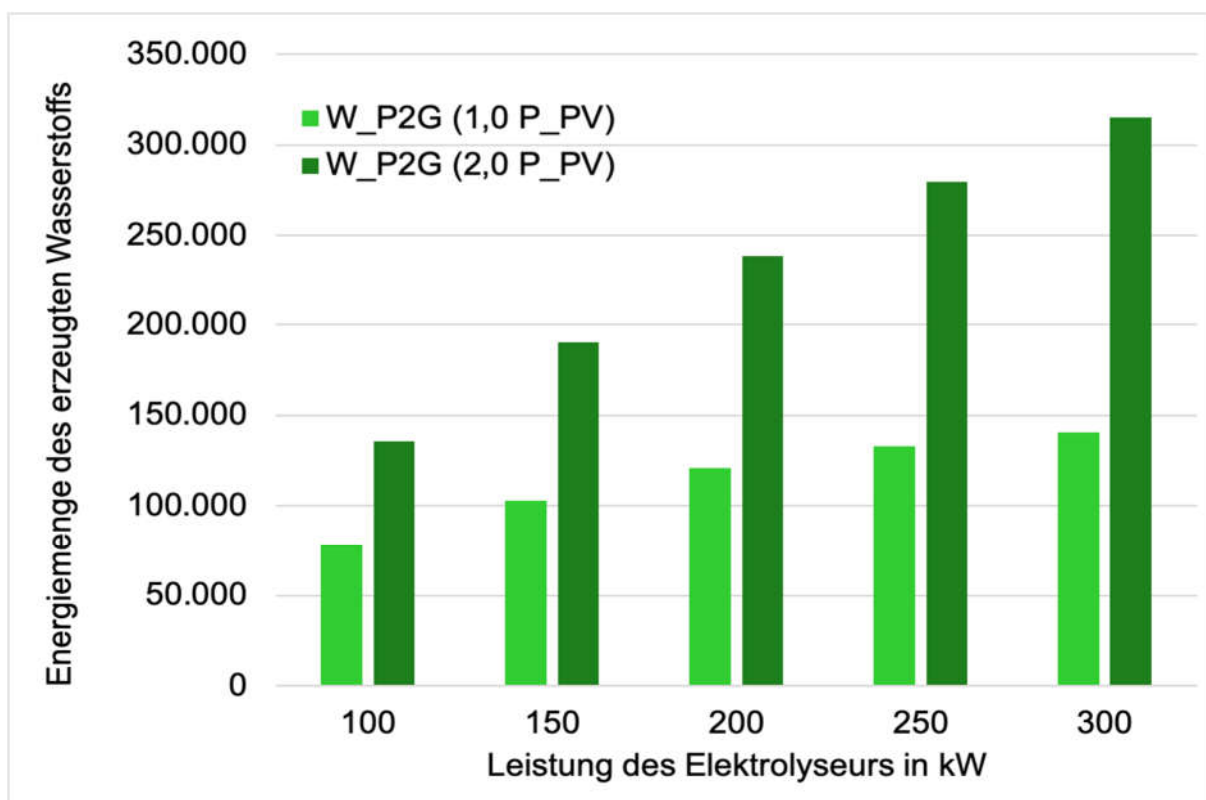


Abbildung 5.12: Änderung der Energiemenge des erzeugten Wasserstoffs W_{P2G} mit steigender Leistung des Elektrolyseurs in der Anlage „Magdeburg“

Aufgrund der stark gestiegenen Überschussmenge W_{Ver} kann bei Verdopplung der PV-Leistung je nach Leistung des Elektrolyseurs mehr als doppelt so viel Wasserstoff produziert werden. Wie in Abbildung 5.12 zu sehen ist, wird zu größeren Leistungsklassen hin überproportional mehr Wasserstoff produziert. Überschüssige Leistung in Höhe von mehr als 300kW tritt bei Verdopplung der Anlagengröße überproportional häufiger auf.

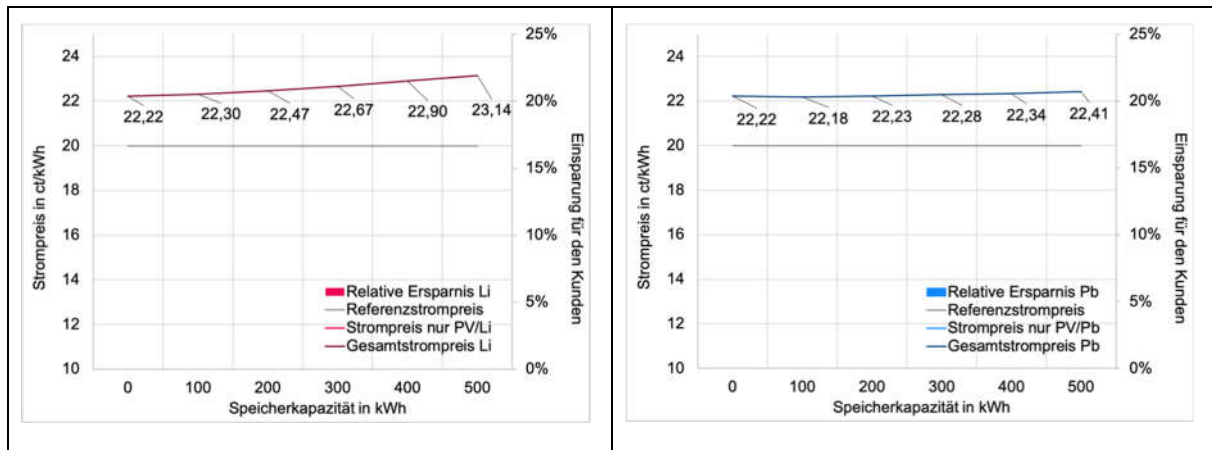


Abbildung 5.13: Variante #7 Anlage „Magdeburg“: Doppelte Nennleistung, Direktvermarktung, volle Investitionskosten

Es zeigt sich, dass die Investition sehr unwirtschaftlich wird, da die hohen Investitionskosten für die Photovoltaikanlage nicht durch Stromverkauf abgedeckt wird. Die Menge verkauften Stroms steigt unterproportional zur Vergrößerung der Anlage (vgl. Abbildung 5.9). Der Netzebezug kann entsprechend nicht nennenswert verringert werden (vgl. Abbildung 5.10). Es wird zu viel überschüssiger Strom produziert, der nicht gewinnbringend verkauft werden kann. Zudem ist der Speicher nicht wirtschaftlich, da zusätzliche Investitionskosten entstehen.

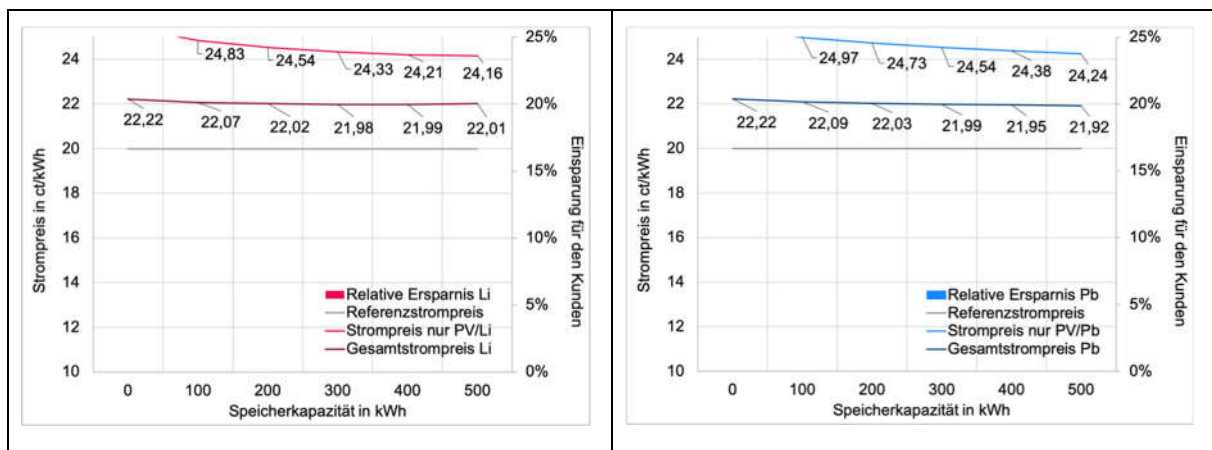


Abbildung 5.14: Variante #8 Anlage „Magdeburg“: Doppelte Nennleistung, Direktvermarktung, halbierte Investitionskosten

Bei Halbierung der Investitionskosten sinkt der Gesamtstrompreis bei Erhöhung der Speicherkapazität für beide Technologien, da mehr Strom günstiger eingespeichert werden kann, so dass die Menge verkauften Stroms steigt. Dennoch kann dieser nicht zu einem rentablen Preis an den Kunden weiterverkauft werden.

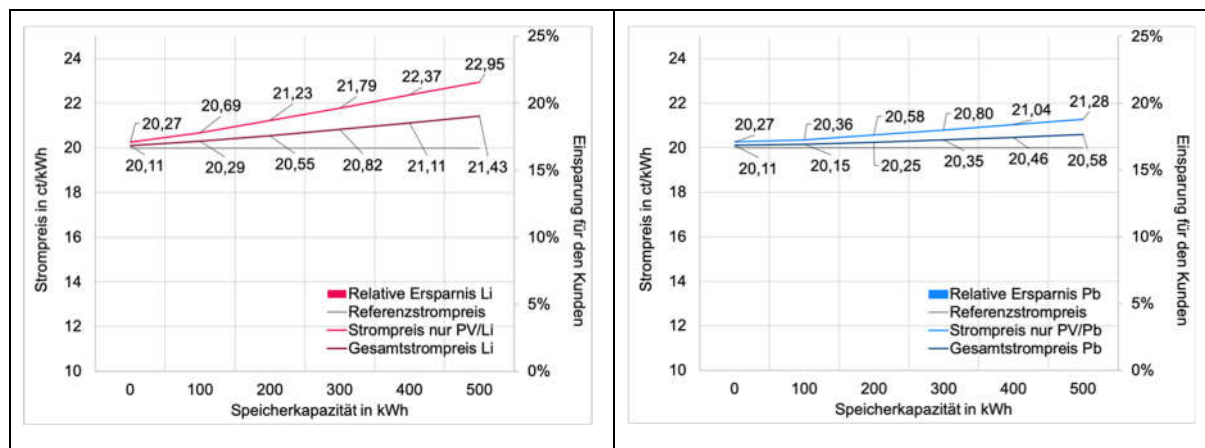


Abbildung 5.15: Variante #9 Anlage „Magdeburg“: Doppelte Nennleistung, EEG-Förderung, volle Investitionskosten

Auch bei einer Vergütung des überschüssigen Stroms über das EEG ist die Verdopplung der Anlagengröße nicht wirtschaftlich. Die Erweiterung der größeren Photovoltaikanlage um eine Speichertechnologie senkt zusätzlich die Wirtschaftlichkeit.

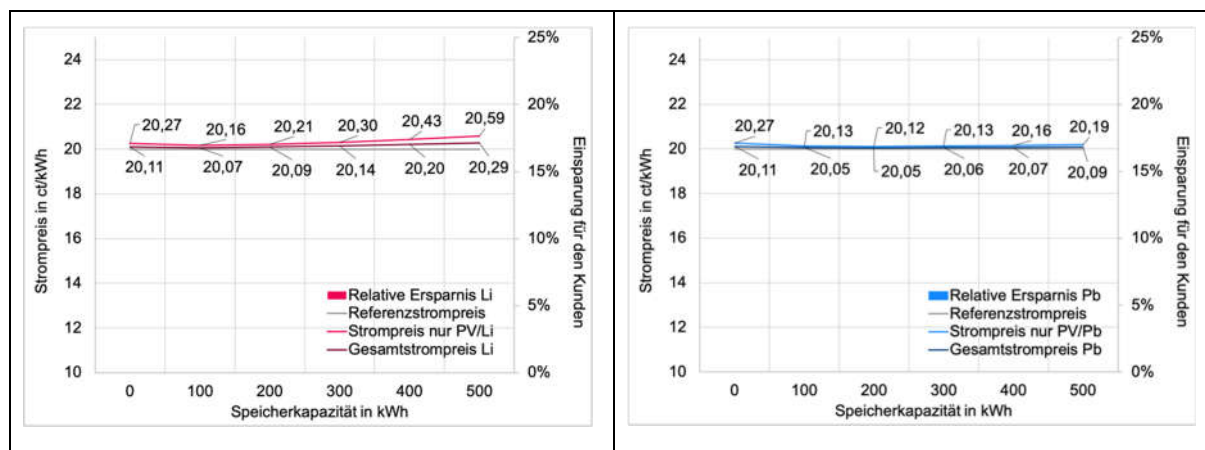


Abbildung 5.16: Variante #10 Anlage „Magdeburg“: Doppelte Nennleistung, EEG-Förderung, halbierte Investitionskosten

Die Halbierung der Investitionskosten bringt ebenfalls keinen wirtschaftlichen Vorteil, da der Strom für beide Speichertechnologien nur über dem Referenzstrompreis verkauft werden kann.

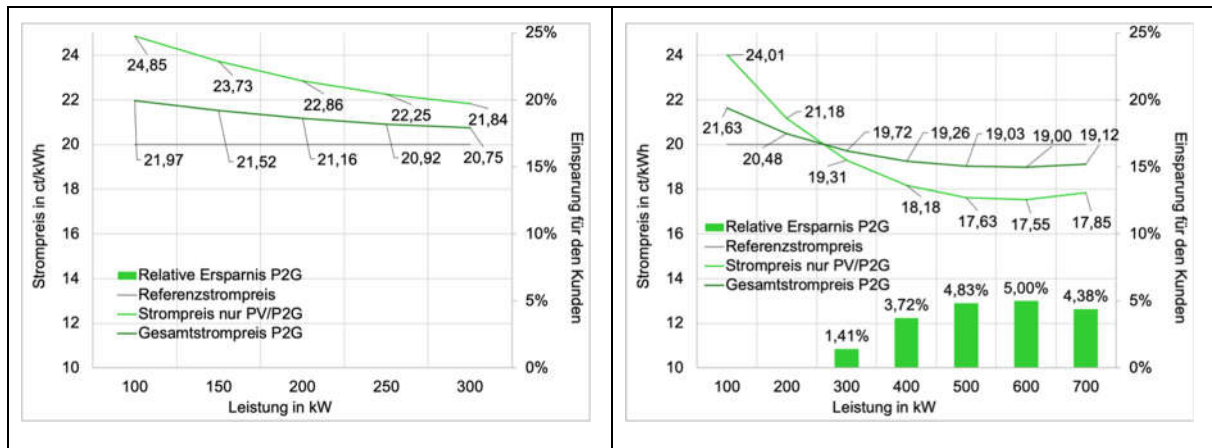


Abbildung 5.17: Links: Variante #11 Anlage „Magdeburg“: Doppelte Nennleistung, P2G, volle Investitionskosten. Rechts: Variante #12 Anlage „Magdeburg“: Doppelte Nennleistung, P2G, halbierte Investitionskosten

Bei doppelter Nennleistung ist die Investition in eine Power-to-Gas-Anlage unter heutigen Randbedingungen sehr unwirtschaftlich. In einer höheren Leistungsklasse kann zwar mehr Wasserstoff hergestellt werden, jedoch kann der PV-Strom nicht unter dem Referenzstrompreis angeboten werden. Halbieren sich jedoch die Investitionskosten, kann mit einem Elektrolyseur mit einer Leistung von 600kW (die unterschiedlichen Skalen auf der Abszisse sind zu beachten) die höchste Einsparung für den Kunden erzielt werden. Die maximale Ersparnis ist jedoch niedriger als bei einfacher Nennleistung.

5.3.2 Darstellung Ergebnisse Anlage „Aalen“

In diesem Unterkapitel werden analog zum vorherigen Kapitel die Ergebnisse für die Anlage „Aalen“ dargestellt. Dazu sind in Tabelle 5.4 die anlagenspezifischen Daten zusammengestellt. Die Anlage befindet sich in Süddeutschland, wodurch es im Vergleich zur Anlage „Magdeburg“ zu einer höheren spezifischen Energieausbeute kommt. Ein weiterer wichtiger Unterschied ist der wesentlich höhere Stromverbrauch pro Jahr W_{con} . Daraus resultiert ein sehr hoher Netzbezug W_{Netz} . Zugleich ist die überschüssige Energiemenge W_{Ver} beinahe zu vernachlässigen (vgl. Abbildung 5.18). Außerdem zahlt der Kunde einen niedrigeren Strompreis, weshalb von niedrigeren Einsparmöglichkeiten auszugehen ist.

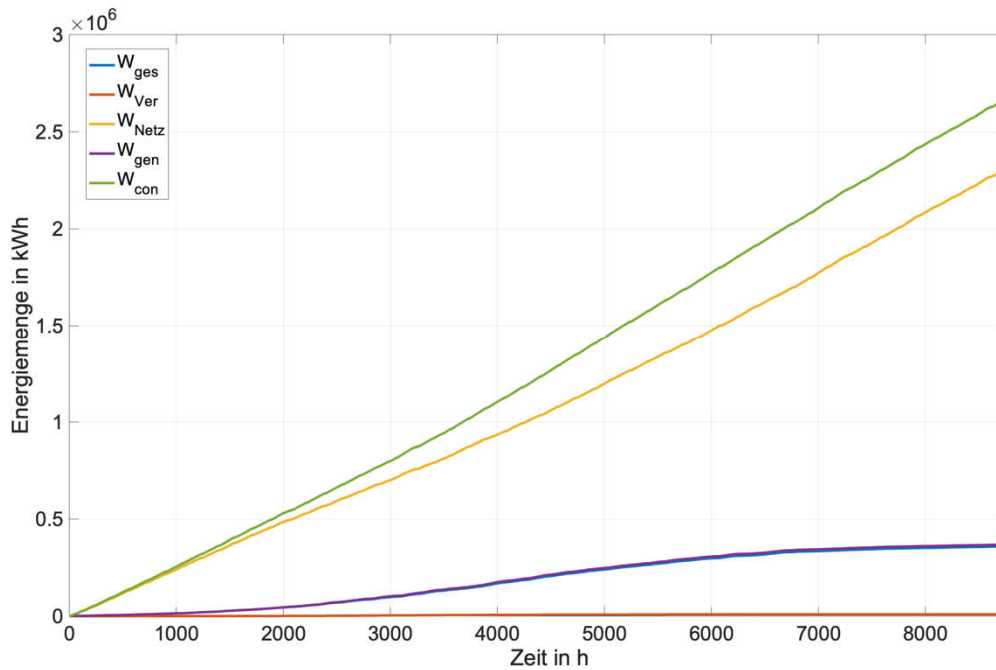


Abbildung 5.18: Jahresverlauf der simulierten Energiemengen der Anlage „Aalen“ ohne Erweiterung um einen Speicher

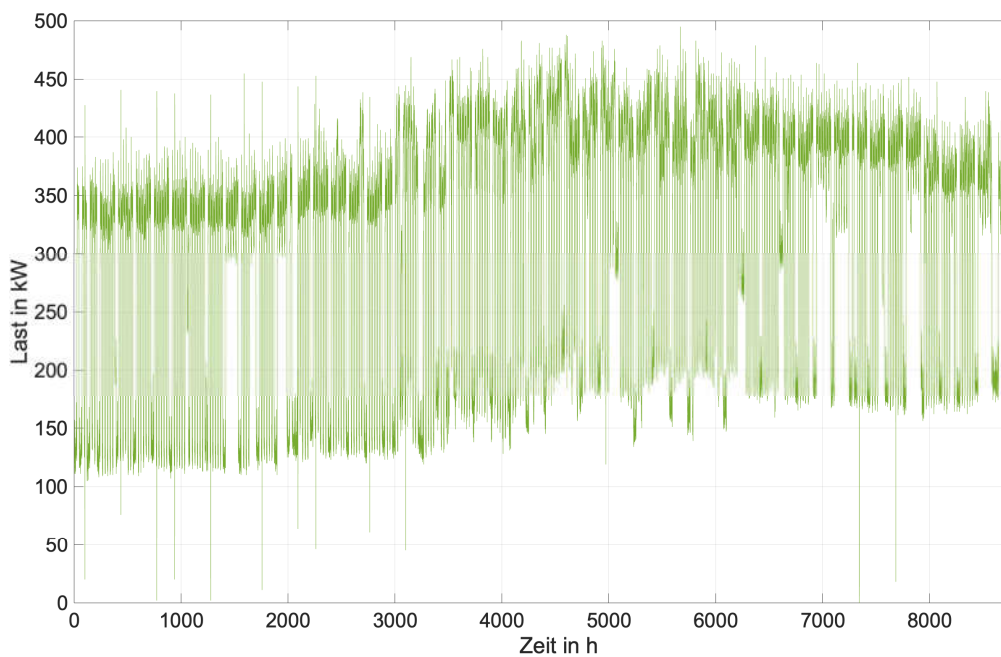


Abbildung 5.19: Charakteristischer Lastgang des Kunden für die Anlage „Aalen“

Der typische Lastgang des Kunden ist Abbildung 5.19 zu entnehmen. Es handelt sich um einen großen Lebensmitteleinzelhändler. Nicht nur der Stromverbrauch ist höher als beim Projekt „Magdeburg“; auch die Grundlast ist wesentlich höher und kann nur bei Vollast der 420kW_P-

Anlage gedeckt werden. Nachfolgend werden die Ergebnisse der Investitionsrechnung für die Anlage „Aalen“ dargestellt.

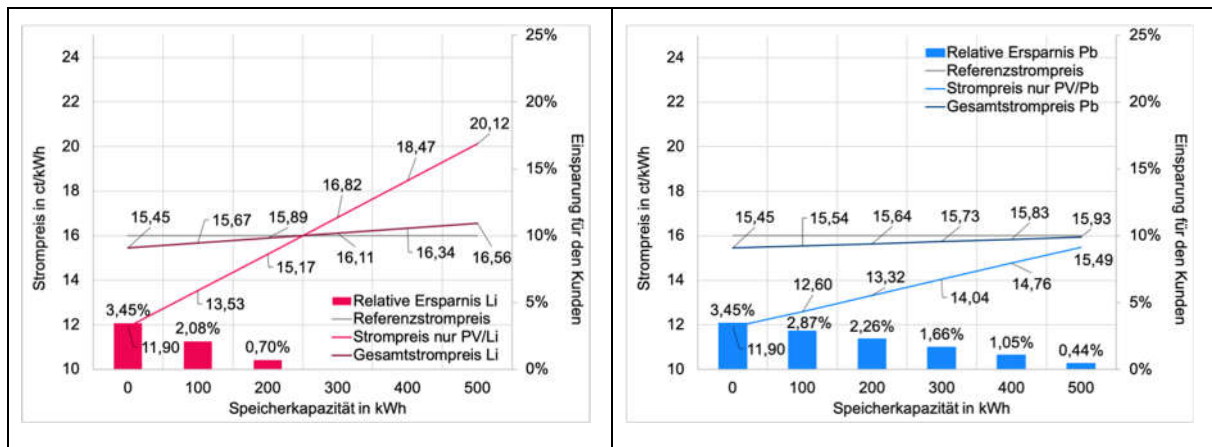


Abbildung 5.20: Variante #1 Anlage „Aalen“: Nennleistung, Direktvermarktung, volle Investitionskosten

Grundsätzlich ist das Preisniveau im Gegensatz zur Anlage „Magdeburg“ für kleine Speichergrößen wesentlich niedriger. Dies liegt einerseits an der südlicheren Lage und der damit verbundenen höheren spezifischen Energieausbeute. Andererseits wird aufgrund des höheren Verbrauchs des Kunden ein höherer Anteil der erzeugten Energie direkt an den Kunden verkauft (vgl. Tabelle 5.4). Eine Konfiguration ohne Speicher ist auch bei dieser Anlage und Variante die wirtschaftlichste. Mit steigender Speicherkapazität sinkt die Wirtschaftlichkeit stark, da aufgrund der höheren Grundlast und des höheren Verbrauchs selten Strom eingespeichert werden kann; große Speicher werden also kaum voll beladen. Dieser Effekt tritt bei Verwendung einer Blei-Säure-Batterie nicht so stark auf, weil die Investitionskosten wesentlich niedriger sind. Außerdem ist die speicherbare Energiemenge niedriger als bei der Lithium-Batterie; große Speicher werden also eher voll beladen.

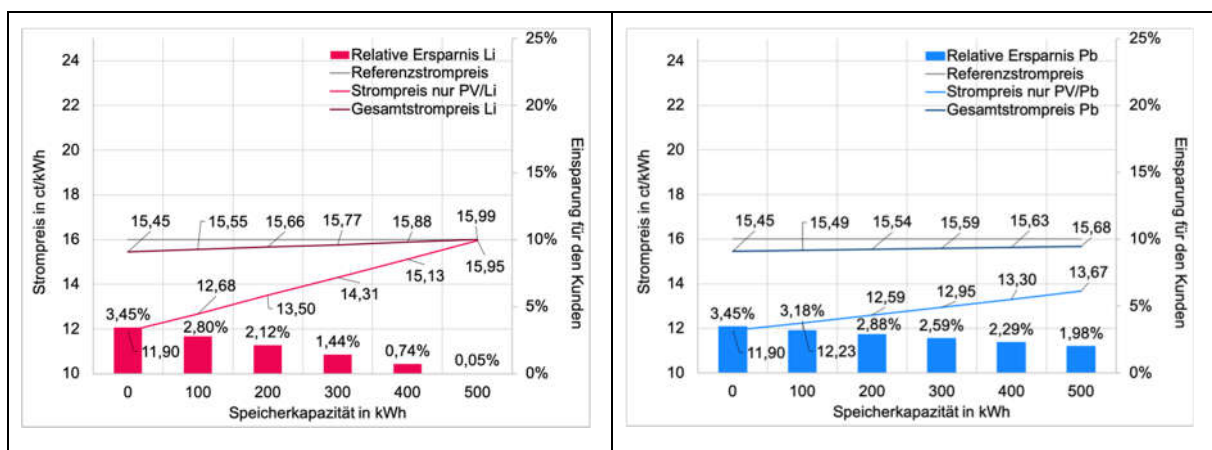


Abbildung 5.21: Variante #2 Anlage „Aalen“: Nennleistung, Direktvermarktung, halbierte Investitionskosten

Bei Halbierung der Investitionskosten verlaufen die Graphen sehr ähnlich. Für beide Technologien liefert nach wie vor eine Konfiguration ohne Speicher die höchsten Ersparnisse. Lediglich zu höheren Speicherkapazitäten hin können noch eher Einsparungen erzielt werden.

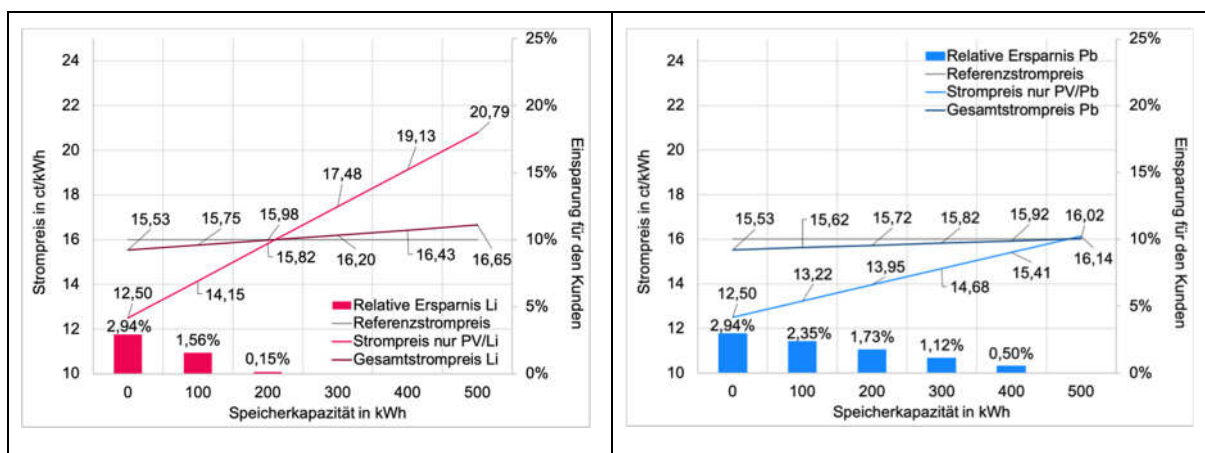


Abbildung 5.22: Variante #3 Anlage „Aalen“: Nennleistung, EEG-Förderung, volle Investitionskosten

Bei Umstellung des Vergütungsmodells auf die EEG-Förderung sinkt die maximal mögliche Einsparung. Dies liegt vor allem daran, dass kaum überschüssiger Strom produziert wird (vgl. Abbildung 5.28). Die Energiemenge W_{Ver} ist um Größenordnungen niedriger als bei der Anlage „Magdeburg“. Dadurch sinken die jährlichen Rückflüsse und letztlich steigt der erforderliche Strompreis e_{PV} .

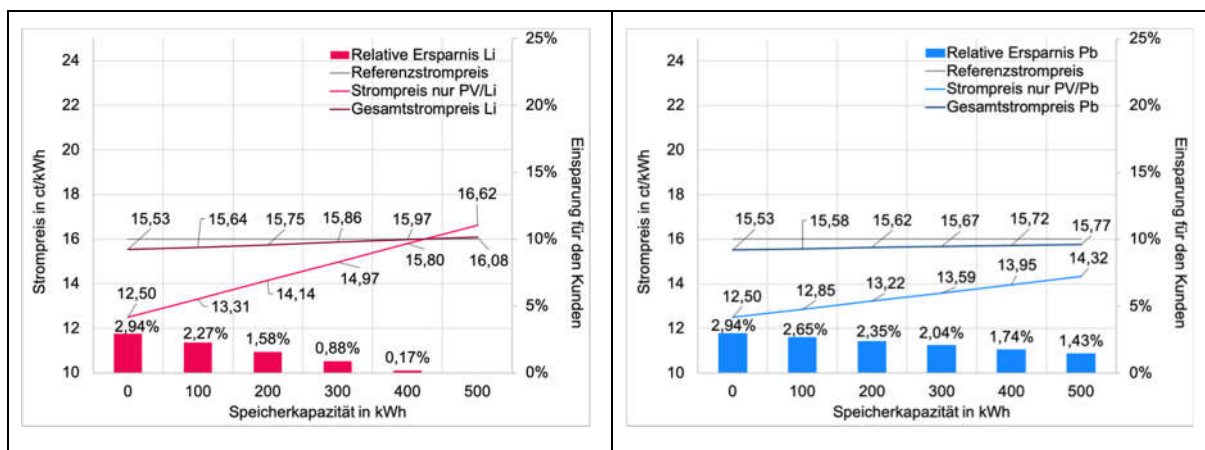


Abbildung 5.23: Variante #4 Anlage „Aalen“: Nennleistung, EEG-Förderung, halbierte Investitionskosten

Auch eine Halbierung der Investitionskosten sorgt nicht für Vorteile eines Speichersystems gegenüber des reinen PV-Systems. Lediglich zu hohen Speicherkapazitäten kann vor allem bei Einsatz einer Blei-Säure-Batterie noch Ersparnis erzielt werden, jedoch ist diese niedriger im Vergleich zur Vergütung über die sonstige Direktvermarktung.

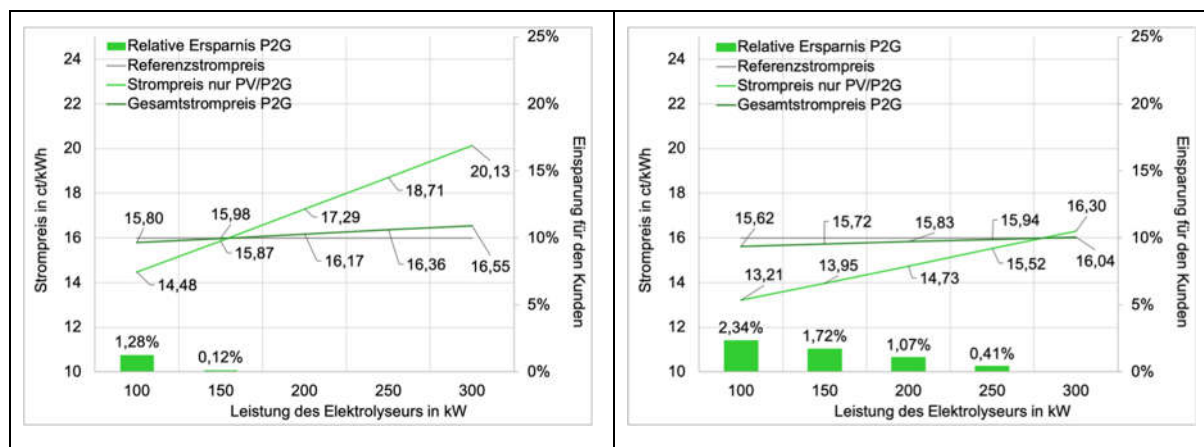


Abbildung 5.24: Links: Variante #5 Anlage „Aalen“: Nennleistung, P2G, volle Investitionskosten. Rechts: Variante #6 Anlage „Aalen“: Nennleistung, P2G, halbierte Investitionskosten.

In den Varianten #5 und #6 wird der überschüssige Strom nicht ins Netz eingespeist, sondern über einen Elektrolyseur in Wasserstoff umgewandelt. Mit dem Verkauf dessen kann eine Ersparnis für den Kunden erreicht werden, wie in Abbildung 5.24 zu sehen ist. Jedoch ist nur ein kleiner Elektrolyseur wirtschaftlich, da die überschüssige Energiemenge W_{Ver} sehr gering ist (vgl. Abbildung 5.28). Bei Halbierung der Investitionskosten des Elektrolyseurs sinkt der Gesamtstrompreis für den Kunden. Jedoch sind auch hier aufgrund des angesprochenen Effekts nur niedrige Leistungsklassen empfehlenswert.

Die Jahresverläufe der simulierten Energiemengen bei verdoppelter PV-Erzeugung sind in Abbildung 5.25 dargestellt. Der Netzbezug W_{Netz} kann deutlich verringert werden, jedoch muss nach wie vor eine große Strommenge von etwa 2000MWh pro Jahr zugekauft werden. Währenddessen steigen die Überschüsse W_{Ver} , in rot dargestellt, deutlich an.

Analog zu den dargestellten Ergebnissen der Anlage „Magdeburg“ sind in Abbildung 5.26, Abbildung 5.27 und Abbildung 5.28 die Änderungen der Energiemengen bei einfacher und verdoppelter PV-Leistung über der Speicherkapazität aufgetragen. Die Verdopplung der Anlagengröße führt nicht zu einer Verdopplung der verkauften Energiemenge W_{ges} . Bei Installation eines Speichers kann diese auch nicht wesentlich gesteigert werden. Jedoch ist der Effekt bei Verdopplung der Anlagengröße höher als in der Ausgangssituation. Der Netzbezug W_{Netz} kann durch die größere PV-Erzeugung um über 10% gesenkt werden. Am deutlichsten ist die Auswirkung der verdoppelten Modulfläche jedoch auf die überschüssige Energiemenge W_{Ver} . Diese steigt um bis zu 800% an. Größere Speicher können diesen Effekt nur geringfügig abmildern. Hier wird auch wieder die bessere Performance der Lithium-Batterie sichtbar: Durch höhere Entladetiefen und besseren Wirkungsgrad kann bei gleicher Speicherkapazität wesentlich mehr Strom eingespeichert werden, woraus eine niedrigere Menge Überschussstrom resultiert.

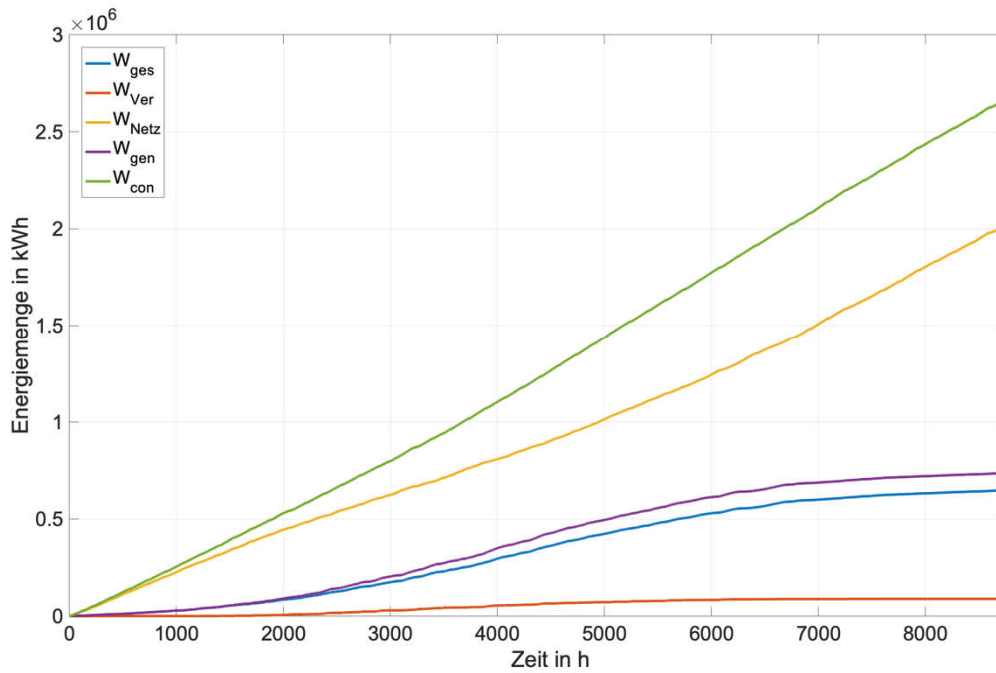


Abbildung 5.25: Jahresverlauf der simulierten Energiemengen der Anlage „Aalen“ mit doppelter PV-Erzeugung ohne Erweiterung um einen Speicher

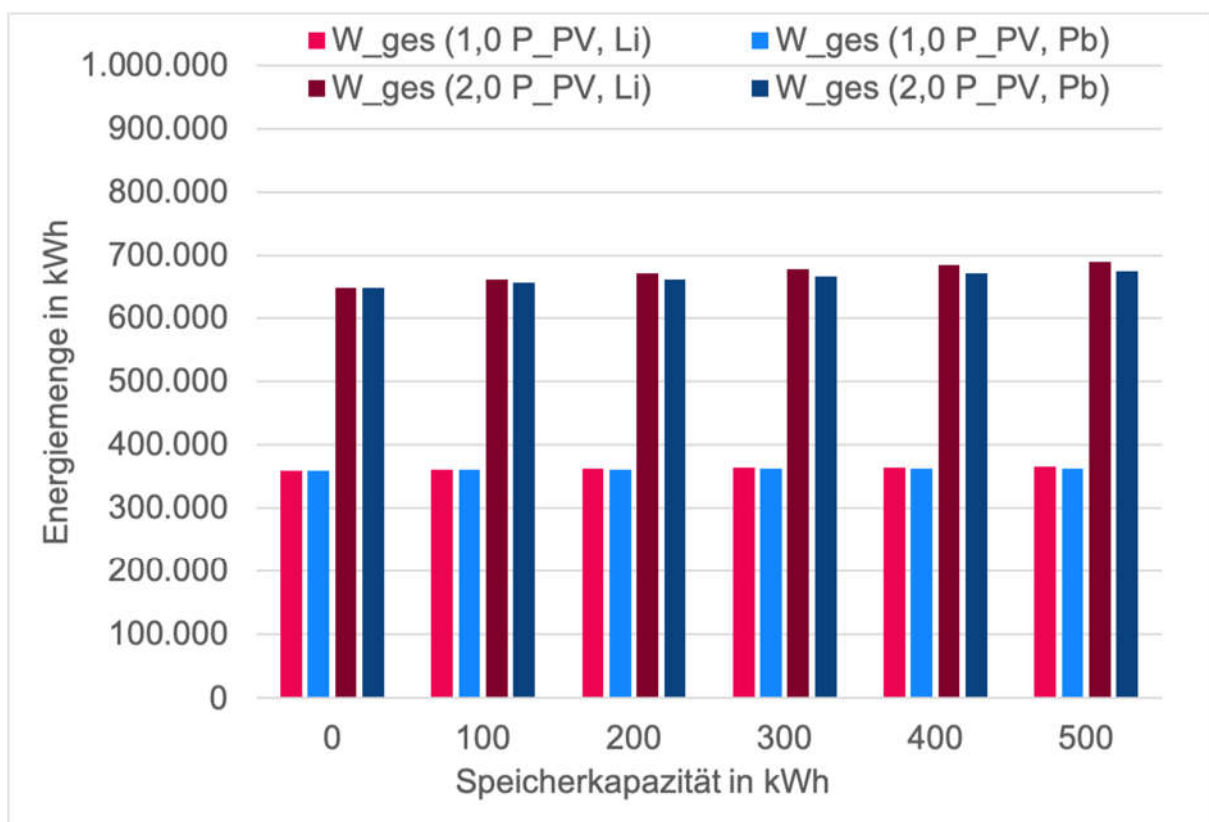


Abbildung 5.26: Änderung der direkt verkauften Energiemenge W_{ges} mit steigender Speicherkapazität in der Anlage „Aalen“

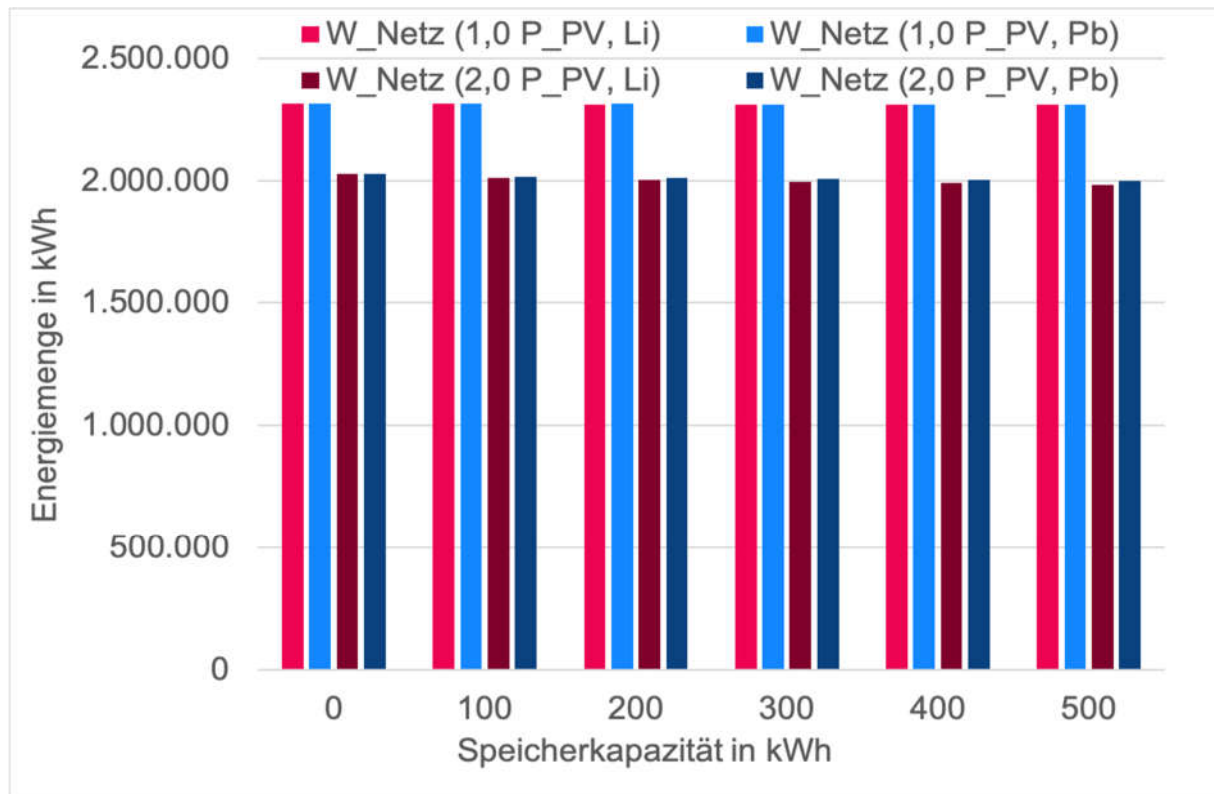


Abbildung 5.27: Änderung der aus dem Netz bezogenen Energiemenge W_{Netz} mit steigender Speicherkapazität in der Anlage „Aalen“

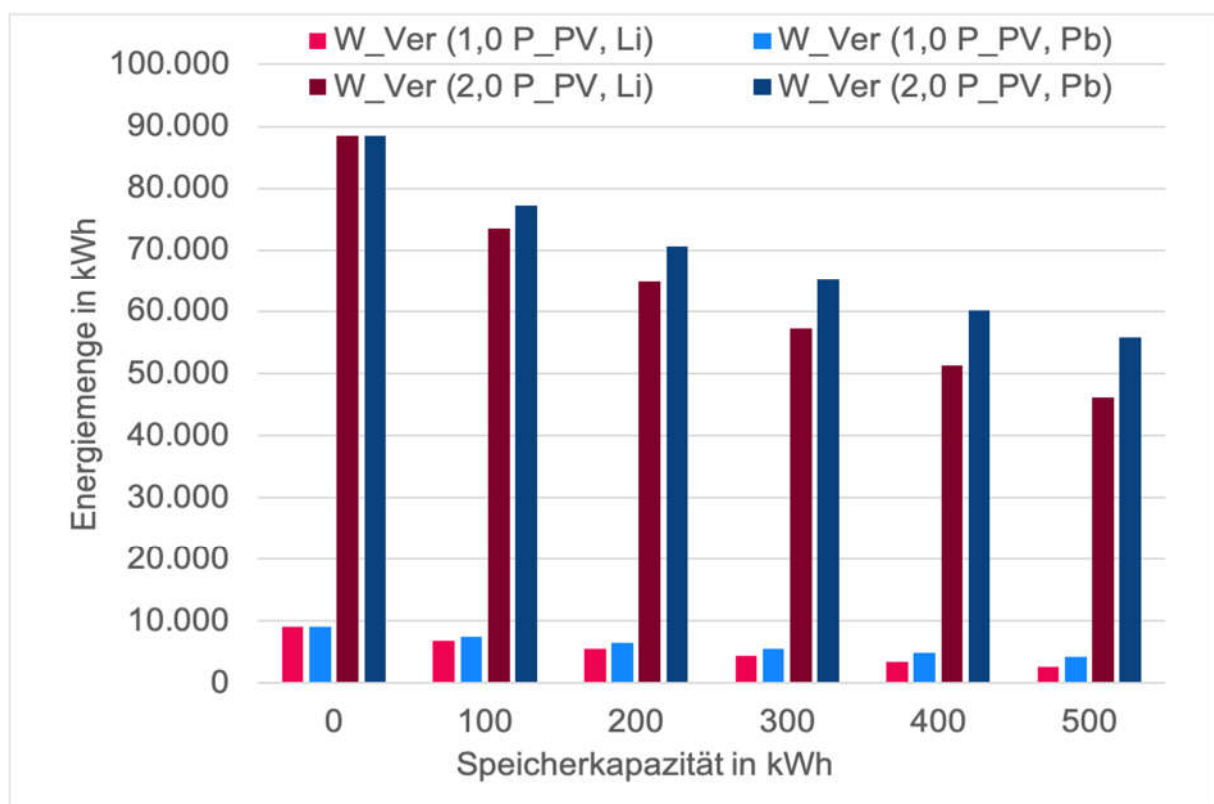


Abbildung 5.28: Änderung der überschüssigen Energiemenge W_{Ver} mit steigender Speicherkapazität in der Anlage „Aalen“

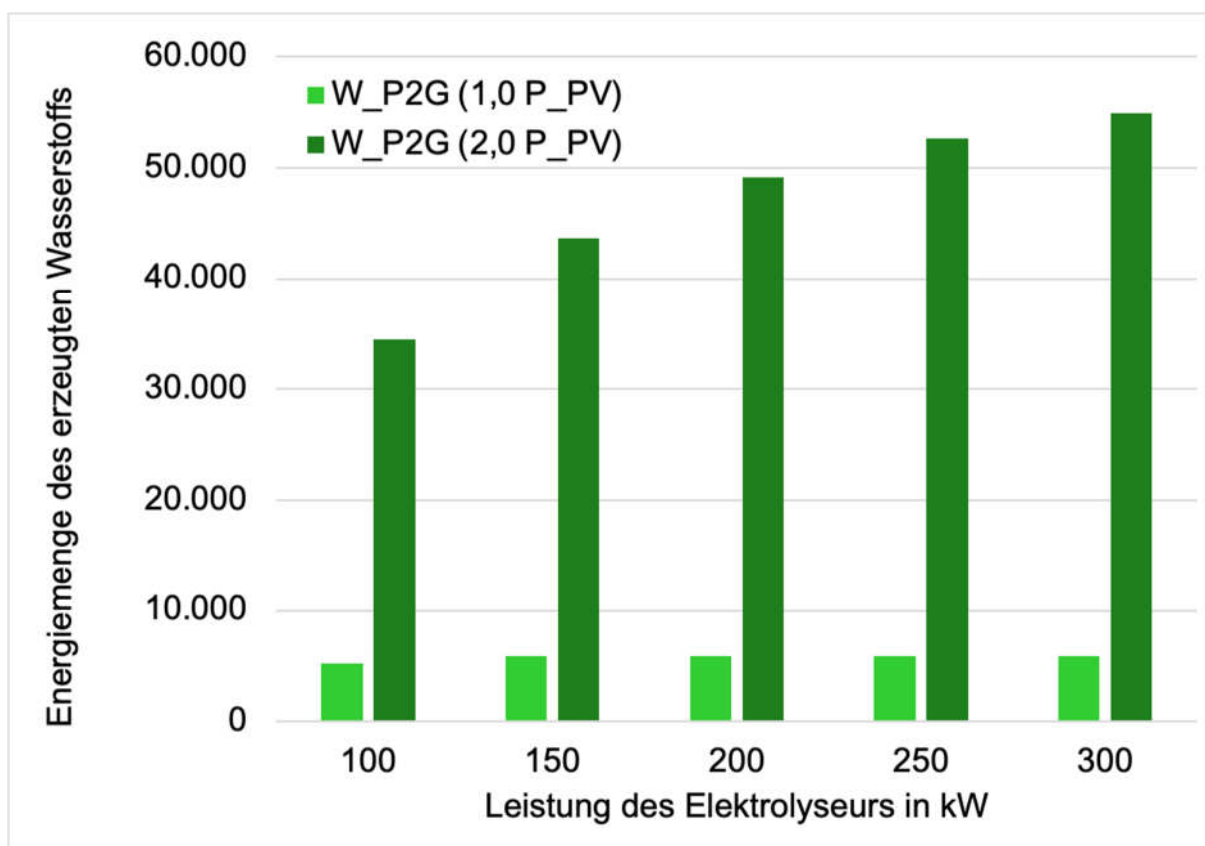


Abbildung 5.29: Änderung der Energiemenge des erzeugten Wasserstoffs W_{P2G} mit steigender Leistung des Elektrolyseurs in der Anlage „Aalen“

Aus der deutlichen Steigerung der überschüssigen Energiemenge W_{Ver} bei Verdopplung der Anlagengröße geht eine starke Steigerung des erzeugten Wasserstoffs hervor, wie in Abbildung 5.29 zu sehen ist. Mit steigender Leistung wird allerdings unterproportional mehr Wasserstoff produziert, weil Überschüsse mit hoher Leistung seltener werden. Die folgenden Diagramme zeigen die Ergebnisse der Investitionsrechnung bei doppelter PV-Erzeugung.

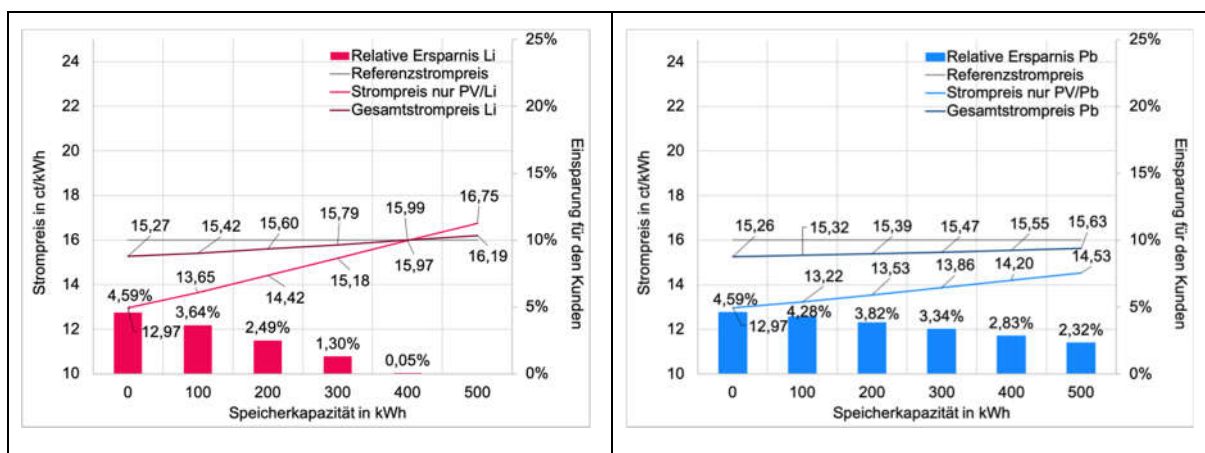


Abbildung 5.30: Variante #7 Anlage „Aalen“: Doppelte Nennleistung, Direktvermarktung, volle Investitionskosten

Die Verdopplung der Anlagengröße hat einen positiven Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Investition, wenn der Überschussstrom über die sonstige Direktvermarktung vergütet wird (vgl. Abbildung 5.30). Die maximale Ersparnis steigt im Vergleich zur Konfiguration mit Nennleistung (3,45%), obwohl der erforderliche Strompreis e_{PV} höher ist (11,90ct/kWh). Dies liegt daran, dass bei doppelter PV-Erzeugung der Netzbezug W_{Netz} stark verringert werden kann (vgl. Abbildung 5.27).

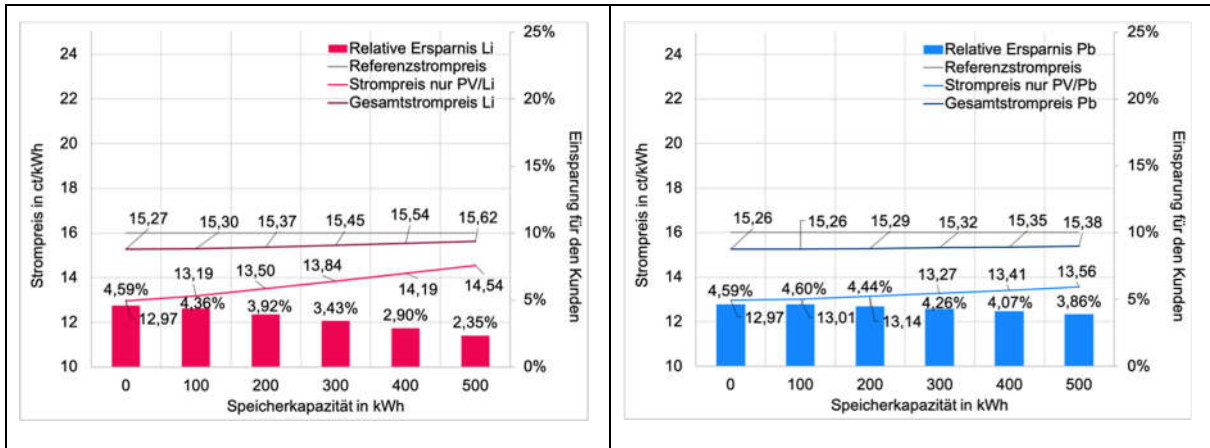


Abbildung 5.31: Variante #8 Anlage „Aalen“: Doppelte Nennleistung, Direktvermarktung, halbierte Investitionskosten

Wie in Abbildung 5.31 zu sehen ist, bewirkt eine Halbierung der Investitionskosten, dass bei Installation einer Blei-Säure-Batterie mit einer Speicherkapazität von 100kWh die höchste Ersparnis erzielt werden kann. Die Konfiguration mit gleicher Speicherkapazität einer Lithium-Batterie ist hingegen weniger wirtschaftlich als eine Konfiguration ohne Speicher.

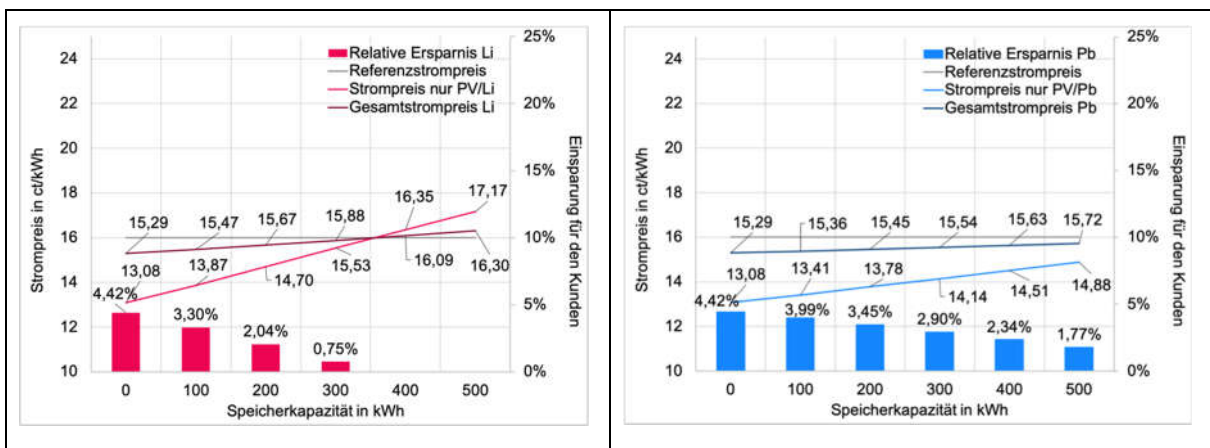


Abbildung 5.32: Variante #7 Anlage „Aalen“: Doppelte Nennleistung, EEG-Förderung, volle Investitionskosten

Die Ersparnis für den Kunden steigt bei EEG-Vergütung des Überschussstrom, wenn die PV-Erzeugung verdoppelt wird (1,94%). Der Grund hierfür liegt in der bereits angesprochenen Senkung des Netzbezugs W_{Netz} . Das Einsparpotential ist sogar annähernd gleich zur Vergü-

tung über die sonstige Direktvermarktung. Bei einfacher Nennleistung war die Inanspruchnahme der EEG-Förderung noch deutlich weniger rentabel als die Vermarktung über die Strombörse. Dies ist in der deutlichen Steigerung der überschüssigen Energiemenge W_{Ver} (vgl. Abbildung 5.28).

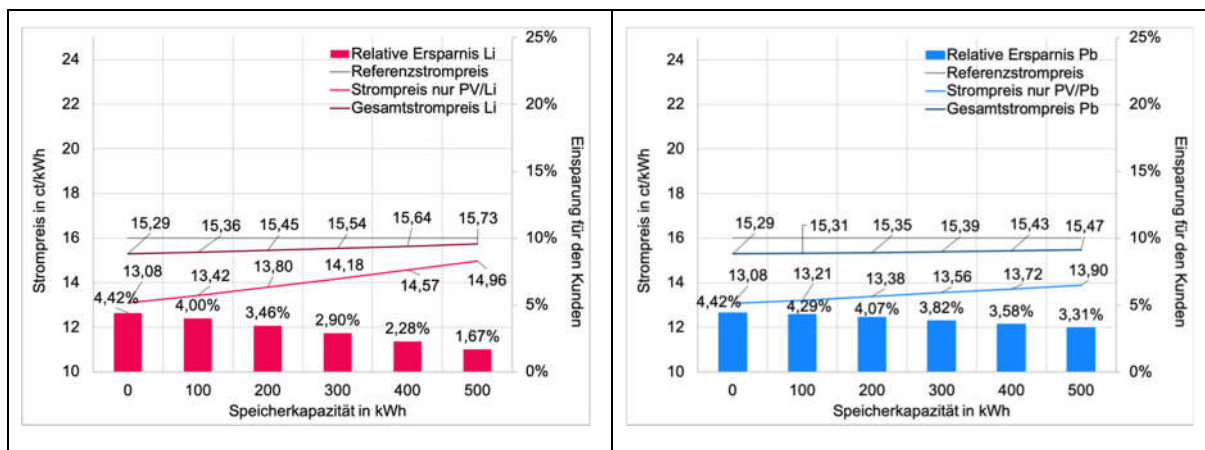


Abbildung 5.33: Variante #7 Anlage „Aalen“: Doppelte Nennleistung, EEG-Förderung, halbierte Investitionskosten

Eine Halbierung der Investitionskosten hat nicht zur Folge, dass eine Konfiguration mit Speicher am wirtschaftlichsten wird. Jedoch kann auch zu hohen Speicherkapazitäten hin noch eine Ersparnis für den Kunden erzielt werden.

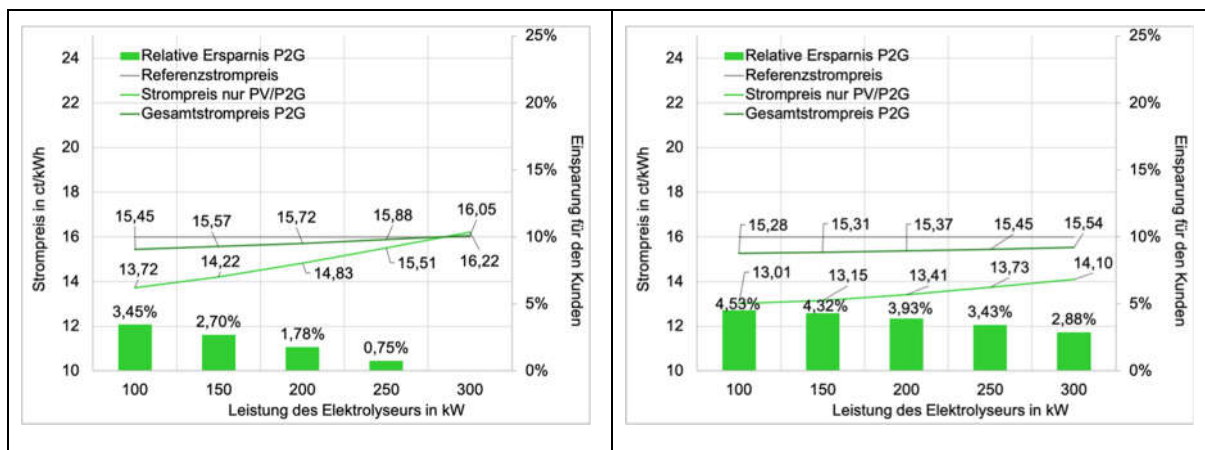


Abbildung 5.34: Variante #5 Anlage „Aalen“: Doppelte Nennleistung, P2G, volle Investitionskosten. Rechts: Variante #6 Anlage „Aalen“: Doppelte Nennleistung, P2G, halbierte Investitionskosten

Die Verdopplung der Anlagengröße wirkt sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit einer Investition in eine Power-2-Gas-Anlage aus, da die mögliche erzeugte Menge Wasserstoff deutlich ansteigt (vgl. Abbildung 5.29). Wenn sich die Investitionskosten für einen Elektrolyseur halbieren, kann sogar eine noch höhere Ersparnis für den Kunden erreicht werden. Hier kann sogar auch mit größeren Elektrolyseuren gearbeitet werden.

Aufgrund des positiven Einflusses einer höheren PV-Leistung, wird überprüft, ob eine noch größere Photovoltaikanlage zu einer weiteren Reduktion des erforderlichen Strompreises e_{PV} führt. Dazu wird die Anlagengröße noch einmal verdoppelt, sodass eine Peak-Leistung von $1680kW_p$ entsteht. Es zeigt sich jedoch, dass sich keine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit einstellt. Dies liegt vor allem an der entstehenden sehr hohen Überschussmenge von $530MWh$ pro Jahr. Das heißt, eine Vergrößerung der Photovoltaikanlage hat zur Folge, dass die mehr erzeugte Strommenge nicht durch den Kunden genutzt und damit nicht verkauft werden kann.

5.4 Analyse der Simulations-Ergebnisse

Die zuvor dargestellten Ergebnisse werden in diesem Kapitel noch einmal zusammengefasst und analysiert. Daraus werden nach Möglichkeit allgemeingültige Aussagen abgeleitet. Anhand dieser können Handlungsempfehlungen für die Steag SENS GmbH gegeben werden. Dargestellt ist der Strompreis e_{PV} für den solar erzeugten und gegebenenfalls über die Batterie zwischengespeicherten Strom. Der Betrag enthält bereits die Gewinnmarge in Höhe von 5% für den Stromanbieter sowie Erträge aus der Vermarktung des Überschussstroms.

In Tabelle 5.5 sind die Konfigurationen mit der jeweils höchsten Ersparnis für den Kunden für die Anlage „Magdeburg“ zusammengefasst. Die beiden Vergütungsmodelle „Börse“ und „EEG“ setzen darauf, den überschüssigen Strom ins Netz zu verkaufen. Hier fällt auf, dass unter den heutigen Randbedingungen (Investitionskosten: 100%) eine Konfiguration ohne Speicher wirtschaftlicher ist als mit. Für den Fall, dass die Investitionskosten der Speichertechnologien auf die Hälfte sinken (Investitionskosten: 0,5), können auch mit zumindest kleinen Speichern die höchsten Einsparungen erzielt werden. Aufgrund der hohen überschüssigen Energiemenge W_{Ver} ist auch die Installation einer Power-to-Gas-Anlage interessant. Bei Halbierung der Investitionskosten bietet diese Konfiguration das höchste Einsparpotential.

Tabelle 5.5: Zusammenfassung der Ergebnisse „Magdeburg“

PV-Leistung	Investitionskosten Speicher/P2G	Überschussstrom-Verwertung	Speichertechnologie	Kapazität/Leistung	e_{PV} [ct/kWh]	Relative Ersparnis Kunde
100%	100%	Börse	Li	0 kWh	17,55	3,77%
			Pb			
100%	50%	Börse	Li	100 kWh	17,50	4,03%
			Pb	200 kWh	17,41	4,19%
100%	100%	EEG	Li	0 kWh	15,81	6,43%
			Pb			
100%	50%	EEG	Li	0 kWh	15,81	6,43%
			Pb	100 kWh	15,89	6,52%
100%	100%	P2G		150 kW	17,22	4,27%
	50%			200 kW	15,33	7,17%
200%	50%	P2G		600 kW	17,55	5,00%

Die Ergebnisse der Anlage „Aalen“ sind in Tabelle 5.6 aufgeführt. Weil der Verbrauch des Kunden die Erzeugung beinahe immer übersteigt, ist eine Konfiguration ohne Speicher am wirtschaftlichsten. Auch in Zukunft, wenn sich die Investitionskosten der Speichertechnologien voraussichtlich halbiert haben werden, ist ein Einsatz nicht mit höheren Einsparmöglichkeiten verbunden. Im Vergleich zur Anlage „Magdeburg“ ist der realisierbare Strompreis e_{PV} für den solar bereitgestellten Strom in der Anlage „Aalen“ deutlich geringer. Dies liegt einerseits an der höheren Energieausbeute, aber viel mehr am deutlich höheren Eigenverbrauch. Beinahe sämtlicher durch die Photovoltaikanlage erzeugte Strom wird auch vom Kunden abgenommen, sodass nur eine geringe Menge Strom überschüssig ist, der zu niedrigeren Preisen verkauft werden muss. Daher ist auch die sonstige Direktvermarktung im Gegensatz zur Inanspruchnahme der EEG-Förderung vorteilhaft.

Tabelle 5.6: Zusammenfassung „Aalen“

PV-Leistung	Investitionskosten Speicher/P2G	Überschussstrom-Verwertung	Speichertechnologie	Kapazität/Leistung	e_{PV} [ct/kWh]	Relative Ersparnis Kunde
100%	100%	Börse	Li	0kWh	11,90	3,45%
			Pb			
100%	50%	Börse	Li	0kWh	11,90	3,45%
			Pb			
100%	100%	EEG	Li	0kWh	12,50	1,94%
			Pb			
100%	50%	EEG	Li	0kWh	12,50	1,94%
			Pb			
100%	100%	P2G		100kW	14,48	1,28%
	50%				13,21	2,34%
200%	100%	Börse	Li	0kWh	12,97	4,59%
			Pb			
200%	50%	Börse	Li	0kWh	12,97	4,59%
			Pb	100kWh	13,01	4,60%
200%	100%	EEG	Li	0kWh	13,08	4,42%
			Pb			
200%	50%	EEG	Li	0kWh	13,08	4,42%
			Pb			
200%	100%	P2G		100kW	13,72	3,45%
	50%				13,01	4,53%

Eine Verdopplung der Anlagengröße lässt die Bezugskosten aus PV/Speicher zwar steigen, führt aber auch zu höherer Einsparung auf Kundenseite. Dieser zunächst paradox anmutende Zusammenhang lässt sich durch den wesentlich geringeren Netzbezug (vgl. Abbildung 5.27) erklären. Dies führt auch dazu, dass die wirtschaftlich optimale Konfiguration aus einer Blei-Säure-Batterie mit einer Kapazität von 100kWh bei doppelter Nennleistung und Halbierung der Investitionskosten liegt. Die Investition in eine Power-to-Gas-Anlage in „Aalen“ ist gerade noch

wirtschaftlich, bietet dem Kunden aber nur noch 1,28% Einsparung. Im Gegensatz zur Anlage „Magdeburg“ ist aber eine deutlich kleinere Leistungsklasse empfehlenswert, da weniger Überschussstrom umgewandelt werden muss. Im Vergleich zur Anlage „Magdeburg“ führt eine Verdopplung der PV-Anlagenleistung in allen Varianten zu einer höheren Einsparung für den Kunden. Die Installation eines Speichers ist aber wegen der immer noch guten Übereinstimmung von Erzeugung und Last nicht wirtschaftlich.

In der vorliegenden Arbeit wurden anhand von zwei Beispielkonfigurationen aus der Praxis Untersuchungen zur Bereitstellung solar erzeugten Stroms für industrielle Kunden durchgeführt. Dabei kamen zwei unterschiedliche Standorte („Magdeburg“ und „Aalen“), sowie zwei unterschiedliche Lastprofile des Kunden zum Einsatz. Die folgenden Erkenntnisse können aus diesen Betrachtungen zusammenfassend abgeleitet werden. Diese beziehen sich explizit auf die beiden untersuchten Fälle und können in anderen Konstellationen abweichen. Grundlegende Trends, die sich auf andere Projekte übertragen lassen können, sind jedoch gut zu erkennen.

1. Die Wirtschaftlichkeit hängt vor allem von der Menge der überschüssigen Energiemenge W_{Ver} ab: Liegt viel Überschuss vor, ist es wirtschaftlicher, den Strom über das EEG vergüten zu lassen, als einen Speicher zur Erhöhung des Eigenbedarfs zu installieren. Bei niedriger Menge an Überschussstrom lohnt sich die sonstige Direktvermarktung trotz der niedrigeren Vergütungssätze. Dies liegt vor allem daran, dass in diesem Vergütungsmodell die EEG-Umlage auf den selbst genutzten Strom wegfällt.
2. Ein weiterer wichtiger Faktor für die Rentabilität der Investition ist der aktuelle Strompreis des Kunden. Das erzielbare Preisniveau für die Anlage „Aalen“ ist deutlich niedriger als in „Magdeburg“, jedoch sind die potentiellen Ersparnisse für den Kunden vergleichbar hoch. Der bisher gezahlte Strompreis liegt in „Aalen“ jedoch 20% niedriger bei 16ct/kWh. Um bei niedrigem Referenzstrompreis wirtschaftlich anbieten zu können, muss eine hohe Einstrahlungsleistung und/oder ein hoher Eigenverbrauch durch passendes Lastprofil vorliegen.
3. Die Größe der Photovoltaikanlage muss dem Lastgang des Kunden entsprechend ausgelegt werden. Der Strompreis e_{PV} ist umso niedriger, desto größer der Eigenverbrauchsanteil ist. Weitere Investitionen in eine Erhöhung der PV-Leistung sind nur dann sinnvoll, wenn die Menge des direkt verkauften Stroms W_{ges} dazu proportional steigt.
4. Unter den heutigen Randbedingungen ist die Speicherung des selbst erzeugten Stroms in keiner Variante am wirtschaftlichsten. Erst mit einer deutlichen Senkung der Investitionskosten können Vorteile gegenüber der ursprünglichen Konfiguration erzielt werden. Die Speicherung des überschüssigen Stroms erscheint derzeit aus ökonomischer Sicht als nicht sinnvoll, da bei Einspeisung des Überschussstroms in das öffentliche Stromnetz (noch) zu hohe Vergütungen gezahlt werden. Sollten diese wie zu erwarten in Zukunft sinken, kann der nun bei Eigenverbrauch „wertvollere“ Strom wirtschaftlich eingespeichert werden, wenn sich auch die Investitionskosten für den Speicher noch nach unten bewegen.
5. Eine Umwandlung des überschüssigen Stroms in Wasserstoff kann sich auch schon heute rentieren. Die Wirtschaftlichkeit hängt hier vor allem von der Höhe der Überschussmenge W_{Ver}

ab. Bei geringen Überschussmengen ist die Vergütung über die sonstige Direktvermarktung jedoch deutlich rentabler. Zukünftig kann bei gesunkenen Investitionskosten noch mit deutlich höheren Einnahmen gerechnet werden, solange der Verkaufspreis von Wasserstoff konstant bleibt. Die Ergebnisse basieren auf vorläufigen Annahmen für die Wasserstoffherzeugung und Vermarktung.

6. Die Wirtschaftlichkeit der Investition hängt nur gering von der Auswahl der Speichertechnologie ab. Es können geringe Vorteile einer Blei-Säure-Batterie gegenüber einer Lithium-Batterie beobachtet werden, obwohl letztere einen höheren Wirkungsgrad besitzt und tiefer entladen werden kann. Die Pb-Batterie ist jedoch wesentlich günstiger in der Anschaffung. Die bessere Performance der Li-Batterie wird insbesondere zu hohen Speicherkapazitäten hin nur selten genutzt, da nur vereinzelte Erzeugungsspitzen eingespeichert werden.

7. Auch wenn die Varianten ohne Speicher das höchste Sparpotential für den Kunden darstellen, kann die Installation einer ergänzenden Speichertechnologie aus Sicht der Steag SENS GmbH aufgrund der damit erreichbaren Umsatzsteigerung ein durchaus attraktives Modell darstellen. Zusätzlich steigt die Menge direkt verkauften Stroms W_{ges} (vgl. Abbildung 5.9 und Abbildung 5.26) mit höherer Speicherkapazität. Dabei sei daran erinnert, dass die obigen Wirtschaftlichkeitsberechnungen bereits eine Gewinnmarge von 5% für den Anbieter enthalten. Gleichzeitig sinkt der Netzbezug W_{Netz} (vgl. Abbildung 5.10 und Abbildung 5.27), mit dem sich keine Gewinne erzielen lassen. Somit ist jede Variante, die für den Kunden eine Ersparnis bedeutet, für beide Seiten vorteilhaft.

6 Fazit

Abschließend soll noch ein Resümee aus der vorliegenden Arbeit gezogen werden. In Kapitel 6.1 wird die Vorgehensweise bei der Untersuchung kritisch hinterfragt. Außerdem werden aufgetretene Probleme während der Durchführung erläutert und wie diese gelöst wurden. Zuletzt werden die Arbeit und ihre Ergebnisse in Kapitel 6.2 kurz zusammengefasst. Das Kapitel schließt mit einem Ausblick auf offene Fragen ab, die in zukünftigen Untersuchungen beantwortet werden können.

6.1 Diskussion

Bei der Durchführung sind einige Probleme aufgetreten, sowie vereinfachende Annahmen getroffen worden. Diese werden in den folgenden Unterkapiteln kurz erläutert, um als Hilfestellung für nachfolgende Untersuchungen vorzuliegen. Darüber hinaus werden Vorschläge für weiterführende Untersuchungen gegeben.

6.1.1 Zeitliche Auflösung der Berechnung

Die Berechnung der transferierten Energiemengen beruht auf den Residuallasten, die sich aus der Gegenüberstellung von PV-Erzeugung und Lastprofil des Kunden ergeben. Beide gehen mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten in die Berechnung ein. Das bedeutet, dass die Werte jeweils für eine Viertelstunde als konstant angenommen werden. Zukünftige Arbeiten sollten versuchen, eine höhere zeitliche Auflösung zu erreichen, um das Realverhalten besser abschätzen zu können. Es ist zu vermuten, dass im Kurzfristbereich die Installation von Pufferspeichern zur Vermeidung großer Differenzen zwischen Erzeugung und Verbrauch aus verschiedenen Gründen sinnvoll sein kann.

6.1.2 Abschätzung der Investitionskosten

Die Investitionskosten der Batterien und der Power-to-Gas-Anlage sind anhand von Mittelwerten abgeschätzt worden. In der Literatur haben sich große Bandbreiten von Kosten gefunden. Außerdem wird davon ausgegangen, dass sich die Kosten zukünftig verringern werden, weshalb in der vorliegenden Arbeit der Einfluss einer Halbierung der Investitionskosten untersucht wurde. Ob dies bei der technisch ausgereiften und schon lange am Markt bestehenden Bleisäure-Batterie realistisch ist, bleibt abzuwarten. Bei der Lithium-Batterie ist jedoch sicherlich von einem raschen Preisverfall auszugehen. Bei der Auslegung eines neuen Projekts sollten daher spezifische Angebote von Herstellern eingeholt werden. Diese müssen die Anforderungen berücksichtigen, die sich aus den speziellen Residuallasten des Kunden ergeben.

6.1.3 Modellierung

Die Modellierung des Speichersystems und der Power-to-Gas-Anlage ist mit Annahmen und Vereinfachungen durchgeführt worden. Um das Realverhalten genauer modellieren zu können, müssen die elektrotechnischen Zusammenhänge berücksichtigt werden. Für die Ausle-

gung eines Speichersystems sollten bei der Einholung eines spezifischen Angebots der genaue Wirkungsgrad, sowie das Temperatur- und Selbstentladungsverhalten berücksichtigt werden.

Weiterhin ist auch beim ökonomischen Modell mit einigen Vereinfachungen gearbeitet worden. Zukünftige Arbeiten sollten vor allem variable und aktuelle Zinssätze berücksichtigen.

6.1.4 Implementierung

Die Implementierung des Simulationsmodells ist in der Software Matlab erfolgt. Derzeit müssen alle Technologie- und Anlagen-spezifischen Parameter im Programmcode händisch eingetragen werden. Die Ausgabe der Lösung erfolgt grafisch als Funktion des Kapitalwerts über dem erforderlichen Strompreis e_{PV} . Das hat bei der Berechnung der Vielzahl von Variationen für erheblichen Aufwand gesorgt. Weitere Programmierarbeit ist erforderlich, um eine automatische Variationsrechnung durchzuführen. Ein Datenexport in Excel wäre ebenfalls hilfreich. Die Programmierung einer grafischen Benutzeroberfläche würde dem Anwender eine einfachere Handhabung ermöglichen.

6.1.5 Gewählte Beispiele

Die beiden untersuchten Anlagen wurden ausgewählt, da hierfür konkrete Lastprofile des Stromabnehmers vorlagen. Da die Kombination aus Lastverlauf und Erzeugungsprofil nennenswert die Wirtschaftlichkeit bestimmt, müssten noch weitere Konstellationen untersucht werden, um eine breiter gültige Aussage zur Wirtschaftlichkeit von Speichern zu treffen.

6.2 Zusammenfassung und Ausblick

Das Ziel der Arbeit, ein Konzept zur Erweiterung des Angebots eines Dienstleisters im Bereich der Erneuerbaren Energien zu entwickeln, wurde erreicht. Dieses sieht vor, dass die Steag SENS GmbH als Energieversorger seinen Kunden maßgeschneiderte Angebote zur vollständig regenerativen Stromversorgung unterbreitet. Dazu investiert das Unternehmen in die Errichtung einer Photovoltaikanlage auf dem Gelände des Kunden. Der erzeugte PV-Strom wird direkt vor Ort vom Kunden verbraucht und bezahlt. Auftretende Residuallasten werden durch die Steag SENS GmbH als Vollversorger ausgeglichen. Dabei kann auf den Strommix der Steag zurückgegriffen werden. Teil der Untersuchung ist die Frage, ob und unter welchen Bedingungen der Einsatz von Stromspeichern zum Ausgleich der Residuallasten rentabel sein kann. Dadurch kann die Versorgung des Kunden mit Strom aus der Photovoltaikanlage verstetigt werden.

Zur Erreichung des Ziels ist ein Simulationsmodell in Matlab entwickelt worden, dass alle in das Gesamtsystem ein- und austretenden Energieströme auf Basis von Ertragsprognosen der Photovoltaikanlage und Lastprofilen des Kunden für ein typisches Betriebsjahr berechnet. Das Jahresrechnungstool liefert mögliche Absatzmengen und nötige Zukäufe, um eine unterbrechungsfreie Stromversorgung zu gewährleisten. Diese bilden die Grundlage für die anschlie-

ßende Investitionsrechnung mit der Kapitalwertmethode. Damit kann der Preis für eine Kilowattstunde Strom aus dem System bestehend aus Photovoltaikanlage und Stromspeicher bestimmt werden, der erforderlich ist, sodass die Investition für die Steag SENS GmbH vorteilhaft ist. Zur Bestimmung einer wirtschaftlich optimalen Konfiguration sind verschiedene Parameter variiert worden.

Es konnte gezeigt werden, dass aus einer Photovoltaikanlage erzeugter Strom im Rahmen eines Power Purchase Agreements gewinnbringend an einen Kunden verkauft und gleichzeitig eine Einsparung für diesen erzielt werden kann. Eine Erweiterung des Systems um eine Speichertechnologie ist nur unter gewissen Bedingungen ökonomisch sinnvoll. Derzeit ist eine Vergütung überschüssigen Stroms über das EEG noch zu lukrativ. Bei geringen Überschussmengen, also hohem Eigenverbrauchsanteil ist jedoch schon heute ein Verzicht auf die EEG-Förderung wirtschaftlich. Gleichzeitig sind die Investitionskosten für Stromspeicher noch verhältnismäßig hoch. In den kommenden Jahren ist eine Senkung absehbar, sodass sich der Einsatz von Speichern rentieren kann. Eine interessante Entwicklung ist auch für Power-to-Gas-Anlagen absehbar. Schon unter heutigen Rahmenbedingungen kann überschüssiger Strom wirtschaftlich in Wasserstoff umgewandelt und verkauft werden; ein Effekt, der durch Senkungen der Investitionskosten und insbesondere Förderungen im Rahmen der Nationalen Wasserstoffstrategie in den kommenden Jahren noch steigen wird.

Derzeit gibt es noch keine Erfahrungswerte, unter welchen Bedingungen ein Kunde bereit ist, ein Power Purchase Agreement mit der Steag SENS GmbH abzuschließen. Die Akzeptanz hängt sicherlich von der Höhe des Einsparpotentials ab. Dies gilt es im Anwendungsfall zu überprüfen, da aktuell nicht abgeschätzt werden kann, wie sich der Strompreis für Industriekunden entwickeln wird. Kunden aus der Industrie werden jedoch sicherlich ein zunehmendes Interesse haben, auf Strom aus Erneuerbaren Energien umzusteigen, um sich nach außen „grüner“ darzustellen. Ebenfalls ist denkbar, dass regenerativ erzeugter Strom zukünftig günstiger sein wird als konventioneller. Dies wird insbesondere von der Bepreisung der Zertifikate zur Emission von Treibhausgasen und dem technischen Fortschritt abhängen.

Vor dem Hintergrund des sich abzeichnenden Klimawandels ist das Meistern der Energiewende unerlässlich. Die Steag SENS GmbH kann dazu einen wichtigen Beitrag leisten. Die Entwicklung intelligenter Lösungen kann Versorgungssicherheit gewährleisten, zur Einsparung von Treibhausgasemissionen beitragen und gleichzeitig wirtschaftlich sein.

7 Literaturverzeichnis

- [AGOR19] Agora Energiewende: EU-wide innovation support is key to the success of electrolysis manufacturing in Europe. Berlin, November 2019
- [AGOR20] Agora Energiewende: Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2020. Berlin, Januar 2020
- [BDEW19] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Strompreis für die Industrie. URL: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/strompreis-fuer-die-industrie/> [Stand: 23.07.2020]
- [BLOO19] Bloomberg. Hydrogen's Plunging Price Boosts Role as Climate Solution. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-08-21/cost-of-hydrogen-from-renewables-to-plummet-next-decade-bnef> [Stand: 21.08.2020]
- [BLUM20] Blum, U.; Rosenthal, E.; Diekmann, B.: Energie – Grundlagen für Ingenieure und Naturwissenschaftler. Machbarkeiten, Grenzen und Umweltauswirkungen. Wiesbaden: Springer Vieweg 2020
- [BMUD20] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Klimaschutzplan 2050. URL: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/> [Stand: 28.06.2020]
- [BMWI18] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Erneuerbare Energien. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html> [Stand: 14.07.2020]
- [BMWI20] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Die Nationale Wasserstoffstrategie. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html> [Stand: 27.07.2020]
- [BUND00] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2000 Teil I Nr. 13, ausgegeben zu Bonn am 31. März 2000
- [BUND10] Bundesnetzagentur. Degressions- und Vergütungssätze für solare Strahlungsenergie nach den §§ 32 und 33 EEG für das Jahr 2010. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/ArchivDaten-Meldgn/DegressionsVergSaetze2010_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [Stand: 14.07.2020]

- [BUND20a] Bundesnetzagentur. Archivierte EEG-Vergütungssätze und Datenmeldungen. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/ArchivDatenMeldgn/ArchivDatenMeldgn_node.html [Stand: 14.07.2020]
- [BUND20b] Bundesnetzagentur. EEG-Umlage. Was ist die EEG-Umlage und wie funktioniert sie? URL: <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/Energielexikon/EEGUmlage.html> [Stand: 19.08.2020]
- [BUND20c] Bundesnetzagentur. EEG-Registerdaten und -Fördersätze. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html [Stand: 19.08.2020]
- [BUNG09] Bungartz, H.; Zimmer, S.; Buchholz, M.; Pflüger, D.: Modellbildung und Simulation. Eine anwendungsorientierte Einführung. Berlin: Springer 2009
- [BUSS18] Busse von Colbe, W.; Witte, F.: Investitionstheorie und Investitionsrechnung. 5. Aufl. Berlin: Springer 2018
- [BVES16] Bundesverband Energiespeicher. Fact Sheet Speichertechnologien. Blei-Säure Stromspeicher. URL: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2016/03/Fact-Sheet_echemisch_BleiSaeureBatterie.pdf [Stand: 31.07.2020]
- [DEST20] Statistisches Bundesamt. Pressemitteilung Nr. 248 vom 2. Juli 2020. URL: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/07/PD20_248_43312.html [Stand: 14.07.2020]
- [DIN06] Norm DIN EN ISO 14040 (Juli 2006). Umweltmanagement. Ökobilanz. Grundsätze und Rahmenbedingungen
- [DIN14] Norm DIN IEC 60050-351 (September 2014). Internationales Elektrotechnisches Wörterbuch – Teil 351: Leittechnik
- [DLRD20] Institut für Solarforschung. greenius. The Green Energy System Analysis Tool. URL: https://www.dlr.de/sf/de/desktopdefault.aspx/tabid-11688/20442_read-44865 [Stand: 15.06.2020]
- [DWDD19] Deutscher Wetterdienst. Jahresgang der Globalstrahlung 2020 im Vergleich zum langjährigen Mittel 1981 - 2010 (deutschlandweites Flächenmittel). URL: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/download/ak->

- tueller_jahresgang_einstrahlung.pdf;jsessionid=86934E679D8D0BAEBA4D4929D5775961.live11052?view=nasPublication&nn=16102 [Stand: 05.07.2020]
- [ECEU20a] European commission. Climate negotiations. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations_en [Stand: 08.09.2020]
- [ECEU20b] Europäische Kommission. Übereinkommen von Paris. URL: https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_de [Stand: 25.06.2020]
- [ENER17] EnergieAgentur.NRW: Klimabilanz Photovoltaik. Wie groß ist der CO₂-Fußabdruck von Solarstrom? Düsseldorf, 2017
- [ENER20] Fraunhofer ISE. Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland in Woche 34, 2020. URL: https://www.energy-charts.de/price_de.htm [Stand: 21.08.2020]
- [EUWI20] Euwid. Geschäftsmodell Power Purchase Agreement (PPA): Potenzial zum Megatrend? URL: <https://www.euwid-energie.de/geschaeftsmodell-power-purchase-agreement-ppa-potenzial-zum-megatrend/> [Stand: 14.07.2020]
- [ERNE20] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz. URL: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html> [Stand: 14.07.2020]
- [FRAU20] Wirth, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaikanlage in Deutschland. Freiburg: ISE Fraunhofer 2020
- [GESE17] Bundesamt für Justiz. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017). URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/ [Stand: 08.09.2020]
- [GESE09] Bundesamt für Justiz. Gesetz über das Inverkehrbringen, die Rücknahme und die umweltverträgliche Entsorgung von Batterien und Akkumulatoren. URL: <https://www.gesetze-im-internet.de/battg/BJNR158210009.html#BJNR158210009BJNG000100000> [Stand: 17.05.2020]
- [GÖBE19] Göbel, H.: Einführung in die Halbleiter-Schaltungstechnik. 6. Aufl., Berlin: Springer, 2019
- [GREE20] Bukold, Steffen: Blauer Wasserstoff. Perspektiven und Grenzen eines neuen Technologiepfads. Greenpeace Energy: Hamburg, Januar 2020
- [HEIN14] Heinrichs, H.; Michelsen, G.: Nachhaltigkeitswissenschaften. Berlin: Springer, Februar 2014

- [HUNE18] Huneke, F.; Göß, S.; Österreicher, J.; Dahroug, H.: Power Purchase Agreements. Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien. Energy Brainpool: Berlin, 24. Januar 2018
- [ICHA20] Icha, P.; Kuhs, G.: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid- Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2019. Umweltbundesamt: Dessau-Roßlau, Februar 2020
- [INFO20] Informatik aktuell. Objektorientierte Programmierung mit MATLAB. URL: <https://www.informatik-aktuell.de/entwicklung/programmiersprachen/objektorientierte-programmierung-mit-matlab.html> [Stand: 13.06.2020]
- [IPCC18] IPCC. Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen: 1,5°C Globale Erwärmung. Zusammenfassung für politische Entscheidungsträger. Genf 2018
- [IPCC20] IPCC. Der Weltklimarat IPCC. URL: <https://www.de-ipcc.de/119.php> [Stand: 25.06.2020]
- [KLIN18] Klinger, I.; Brokelmann, V.: Chancen und Risikos von Grünstrom-PPAs. In: Workshop Stiftung Umweltenergierecht. Würzburg, 23. Oktober 2018
- [KURZ18] Kurzweil, P.; Dietlmeier, O.: Elektrochemische Speicher. Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Rahmenbedingungen. 2. Aufl. Berlin: Springer 2018
- [KRAW11] Krawitz, N.: Statische Investitionsrechnung. In: Busse von Colbe, W.; Crasselt, N.; & Pellens, B. (Hrsg.): Lexikons des Rechnungswesens. 5. Aufl., München: Oldenbourg 2011
- [LAUF19] Lauf, T.; Memmler, M.; Schneider, S.: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der verschiedenen Emissionen im Jahr 2018. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (Hrsg.) 2019
- [LUCA08] Lucas, K.: Thermodynamik. Die Grundgesetze der Energie- und Stoffumwandlungen. 7. korr. Aufl., Berlin: Springer 2008
- [MAXS19] MaxSolar. MaxSolar nimmt erste PV-Anlage mit Vergütung über PPA in Betrieb. URL: <https://www.maxsolar.de/maxsolar-nimmt-erste-pv-anlage-mit-vergue-tung-ueber-ppa-in-betrieb/> [Stand: 29.06.2020]
- [MAYE14] Mayer, J.: Solarstromspeicher in Deutschland. Marktüberblick – Förderprogramm. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW Solar). Berlin, 04. Juni 2014
- [METE20] Meteonorm Software. Weltweite Einstrahlungsdaten. URL: <https://meteonorm.com> [Stand: 02.07.2020]

- [MERT20] Mertens, K.: Photovoltaik. Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis. 5. Aufl., München: Carl Hanser 2020
- [NEWT87] Newton, J.: Uncommon Friends: Life with Thomas Edison, Henry Ford, Harvey Firestone & Charles Lindbergh. 1. Aufl., Boston: Mariner Books 1987
- [NEXT20] Next Kraftwerke. Was ist ein Power Purchase Agreement? URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa> [Stand: 04.07.2020]
- [PAPE14] Pape, C.; Gerhardt, N.; Härtel, P.; Scholz, A.; Schwinn, R.; Drees, T.; Maaz, A.; Sprey, J.; Breuer, C.; Moser, A.; Sailer, F.; Reuter, S.; Müller, T.: Roadmap Speicher. Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. Kassel 2014
- [PHOT20] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. Photovoltaics Report. URL: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf> [Stand: 08.09.2020]
- [PLAN20] Planet Wissen. Thomas Alva Edison. URL: <https://www.planet-wissen.de/technik/energie/elektrizitaet/pwiethomasalvaedison100.html> [Stand: 08.09.2020]
- [PVMA18] PV-magazine. Baywa r.e.: Heute Spanien und morgen Deutschland. URL: <https://www.pv-magazine.de/2018/12/31/baywa-r-e-heute-spanien-und-morgen-deutschland/> [Stand: 29.06.2020]
- [PVMA19a] PV-magazine. Edisun Power baut förderfreien Solarpark in Portugal. URL: <https://www.pv-magazine.de/2019/02/05/edisun-power-baut-foerderfreien-solarpark-in-portugal/> [Stand: 15.07.2020]
- [PVMA19b] PV-magazine. Edisun Power baut weiteren förderfreien Solarpark in Portugal. URL: <https://www.pv-magazine.de/2019/07/08/edisun-power-baut-weiteren-foerderfreien-solarpark-in-portugal/> [Stand: 15.07.2020]
- [PVMA19c] PV-magazine. Enervis: Nächsten fünf bis acht Jahre öffnet sich Fenster für PPA-Photovoltaik-Projekte in Deutschland. URL: <https://www.pv-magazine.de/2019/12/12/enervis-naechsten-fuenf-bis-acht-jahre-oeffnet-sich-fenster-fuer-ppa-photovoltaik-projekte-in-deutschland/> [Stand: 29.06.2020]

- [PVMA19d] PV-magazine. EnBW und Energiekontor schließen 15-jährigen PPA für förderfreien Solarpark in Deutschland. URL: <https://www.pv-magazine.de/2019/02/14/enbw-und-energiekontor-schliessen-15-jaehrigen-ppa-fuer-foerderfreien-solarpark-in-deutschland/> [Stand: 15.07.2020]
- [PVMA20a] PV-magazine. Marktübersicht große Batteriespeicher. URL: <https://www.pv-magazine.de/marktuebersichten/grosse-batteriespeicher/> [Stand: 23.07.2020]
- [PVMA20b] PV-magazine. Intersolar Europe 2020: PV Power Plants treiben den internationalen Markt. URL: <https://www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/intersolar-europe-2020-pv-power-plants-treiben-den-internationalen-markt/> [Stand: 15.07.2020]
- [PVMA20c] PV-magazine. Förderfreier Solarpark „Don Rodrigo II“ nimmt Betrieb auf. URL: <https://www.pv-magazine.de/2020/05/29/foerderfreier-solarpark-don-rodrigo-2-nimmt-betrieb-auf/> [Stand: 15.07.2020]
- [PVMA20d] PV-magazine. Powering a green future – Mit Wachstumsstrategie auf grünem Erfolgskurs. URL: <https://www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/powering-a-green-future-mit-wachstumsstrategie-auf-gruenem-erfolgskurs/> [Stand: 15.07.2020]
- [PWCD20] PWC Deutschland. Power Purchase Agreements. URL: <https://www.pwc.de/de/energiwirtschaft/erneuerbare-energien/power-purchase-agreements-ppa.html> [Stand: 14.07.2020]
- [PWCT20] PWC eValuation Data. Kapitalmarktdaten Versorgungsbetriebe. URL: <https://pwc-tools.de/kapitalkosten/kapitalmarktdaten-versorgungsbetriebe/> [Stand: 16.09.2020]
- [QUAS19] Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme. Technologie – Berechnung - Klimaschutz. 10. Aufl. München: Carl Hanser 2019
- [RAHM07] Rahmstorf, S.; Schellnhuber, H.: Der Klimawandel. Diagnose, Prognose, Therapie. München: Beck 2007
- [RANK19] Ranke, U.: Klima und Umweltpolitik. Berlin: Springer 2019
- [REGE19] Regett, A.; Mauch, W.; Wagner, U.: Klimabilanz von Elektrofahrzeugen – Ein Plädoyer für mehr Sachlichkeit. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft 2019

- [ROMA17] Romare, M.; Dahllöf, L.: The Lifecycle Energy Consumption and Greenhouse Gas Emissions from Lithium-Ion Batteries. A Study with Focus on Current Technology and Batteries for light-duty vehicles. Stockholm: IVL Swedish Environmental Research Institute, Mai 2017
- [SCHÖ97] Schöpe, F.; Karden, E.; Küssel, R.: Batteriemagementsysteme für Elektrostraßenfahrzeuge. In: FAT-Schriftenreihe, 1997, Nr. 132
- [SENS20] Expertengespräch über Projektierung von Photovoltaikanlagen. Würzburg, 2020
- [SPEI20] Speichermonitoring. Batterietechnologien. Blei-Säure-Batterien. URL: <http://www.speichermonitoring.de/ueber-pv-speicher/batterietechnologien.html> [Stand: 31.07.2020]
- [STER17] Sterner, M.; Stadler, I.: Energiespeicher. Bedarf, Technologien, Integration. 2. Aufl. Berlin: Springer 2017
- [STIL15] Stiller, C.; Göke, V.; Würtenberger, U.: Energiespeicher – Es gibt keinen Königsweg, aber auch keine Alternative. In: Chemie, Ingenieur, Technik. 87. Jg., 2015, Nr. 4
- [TWIT17] Twitter. Donald J. Trump. URL: <https://twitter.com/realDonaldTrump/status/946531657229701120> [Stand: 24.06.2020]
- [UMWE20a] Umweltbundesamt. Nationales Treibhausgasinventar 2020. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/bilder/dateien/2020_thg_crf_plus_1a_details_ci.pdf [Stand: 27.06.2020]
- [UMWE20b] Umweltbundesamt. Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen seit 1990. URL: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/384/bilder/dateien/6_abb_anteile-thg-emi_2019.pdf [Stand: 25.06.2020]
- [UMWE20c] Umweltbundesamt. Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen seit 1990. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#entwicklung-der-treibhausgase-kohlendioxid-methan-distickstoffoxid> [Stand: 10.09.2020]
- [UTOP20] Utopia. Lithium-Abbau: Das solltest du darüber wissen. URL: <https://utopia.de/ratgeber/lithium-abbau-das-solltest-du-darueber-wissen/> [Stand:16.09.2020]

- [WIRT20a] Gabler Wirtschaftslexikon. Erneuerbare Energien. URL: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/erneuerbare-energien-53729/version-276797> [Stand: 24.06.2020]
- [WIRT20b] Gabler Wirtschaftslexikon. Ökologie. URL: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/oekologie-42120/version-265474> [Stand: 18.06.2020]
- [WIRT20c] Wirt, H.: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Juni 2020
- [WYRS13] Wyrsh, N.; Riesen, Y.; Ballif, C.: Effect of the fluctuations of PV production and electricity demand on the PV electricity self-consumption. In: 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Neuchâtel, 2013

8 Anhang



Das neue Q CELLS Q.PEAK DUO-G5 Solarmodul besteht dank der innovativen Q.ANTUM DUO Technology durch besonders hohe Leistung auf geringer Fläche. Dabei wird das Q.ANTUM Weltrekord-Zellkonzept dank 6-Busbar-Design auf Halbformatzellen mit modernster Verschaltungstechnik vereint, um herausragende Leistung unter Realbedingungen zu erreichen — auch bei geringer Strahlungsintensität sowie an klaren, heißen Sommertagen.



Q.ANTUM ZELLTECHNOLOGIE: NIEDRIGE STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Höherer Ertrag pro Fläche und niedrigere BOS-Kosten dank hoher Leistungsklassen und einer Effizienz von bis zu 19,9%.



INNOVATIVE ALLWETTER-TECHNOLOGIE

Optimale Erträge bei allen Wetterlagen dank herausragendem Schwachlicht- und Temperaturverhalten.



ANHALTENDE LEISTUNGSSTÄRKE

Langfristige Ertragssicherheit dank Anti LID Technology, Anti PID Technology¹, Hot-Spot Protect und Traceable Quality Tra.Q™.



FÜR EXTREME WETTERBEDINGUNGEN GEEIGNET

Rahmen aus High-Tech-Aluminiumlegierung, zertifiziert für hohe Schnee- (5400Pa) und Windlasten (4000Pa).



INVESTITIONSSICHERHEIT

12 Jahre Produktgarantie sowie 25-jährige lineare Leistungsgarantie².



MODERNSTE SOLARMODULTECHNOLOGIE

Q.ANTUM DUO vereint aktuelle Halbzellentechnologie und innovative Zellverdrahtung mit der ausgereiften Q.ANTUM Technology.



¹ APT-Bedingungen nach IEC/TS 62804-1:2015, Methode B (-1500V, 168h)

² Für weitere Informationen siehe Rückseite dieses Datenblatts.

DIE IDEALE LÖSUNG FÜR:



Engineered in **Germany**

Q CELLS