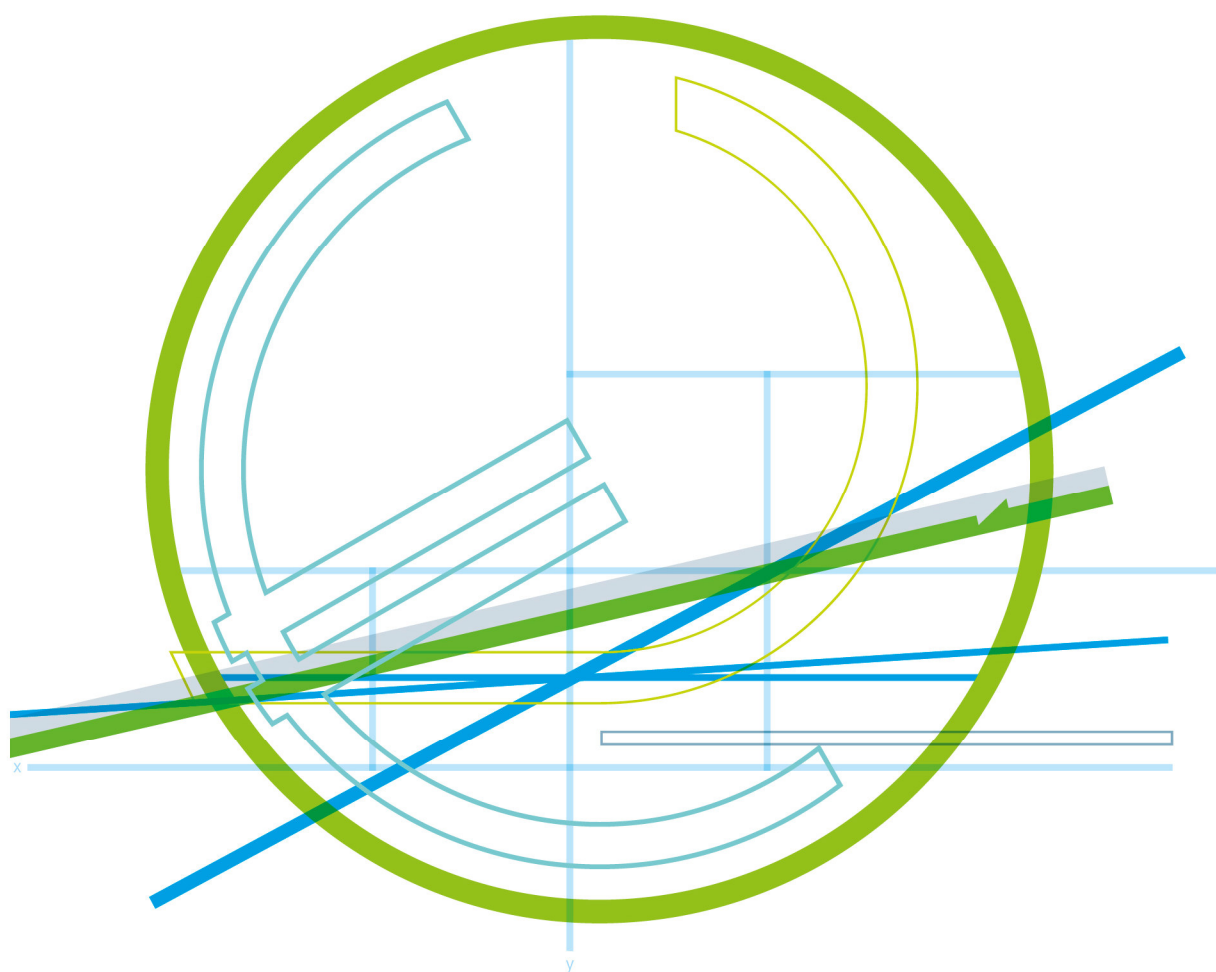


SG-Essences

Elaborated assesement of competing smart grid solutions



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A handwritten signature in black ink, reading 'Theresia Vogel'.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink, reading 'Ingmar Höbarth'.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

1 Inhaltsverzeichnis

1	Inhaltsverzeichnis	1
2	Einleitung	3
2.1	Aufgabenstellung des Projektes	3
2.2	Schwerpunkt des Projektes	3
2.3	Einordnung in das Programm Neue Energien 2020	4
2.4	Verwendete Methoden	5
2.5	Aufbau der Arbeit	7
3	Inhaltliche Darstellung	9
3.1	Untersuchte Versorgungsgebiete	9
3.2	Lastprofile für Haushalte und Gewerbe	11
3.2.1	Auswahl der Lastprofile	11
3.2.2	Konsolidierung zu Nachfrageprofilen für die Versorgungsgebiete	15
3.3	Einspeiseprofile für PV und BHKW	22
3.3.1	Einspeiseprofil PV	23
3.3.2	Einspeiseprofil BHKW	25
3.4	Konkurrierende Systemlösungen <u>innerhalb</u> des Energieträgers	31
3.4.1	Simulationsmodell	31
3.4.2	Verwendete Grenzwerte	33
3.4.3	Untersuchte Systemlösungen	34
3.4.4	Systemlösungskatalog	35
3.4.5	Ökonomischer Untersuchungsrahmen	38
3.4.6	Ökologischer Untersuchungsrahmen	41
3.5	Konkurrierende Systemlösungen <u>zwischen</u> den Energieträgern	42
3.5.1	Anwendungsfälle	42
3.5.2	Energetischer Untersuchungsrahmen	46
3.5.3	Ökonomischer Untersuchungsrahmen	47
3.5.4	Ökologischer Untersuchungsrahmen	51
3.5.5	Flächenkonkurrenz	52
3.6	Hochrechnung und Ableitung des Handlungsbedarfs in Österreich	52
3.6.1	Hochrechnung der Ergebnisse auf das Gesamtsystem Österreich	52
3.6.2	Ableitung der Handlungsempfehlungen	55
4	Ergebnisse und Schlussfolgerungen	56
4.1	Konkurrierende Systemlösungen <u>innerhalb</u> des Energieträgers	56
4.1.1	Technische und energetische Analyse	56
4.1.2	Ökonomische Analyse	71
4.1.3	Ökologische Analyse	83
4.2	Konkurrierende Systemlösungen <u>zwischen</u> den Energieträgern	88

4.2.1	Energetische Analyse.....	88
4.2.2	Ökonomische Analyse.....	89
4.2.3	Ökologische Analyse.....	93
4.2.4	Flächenkonkurrenz.....	94
4.3	Hochrechnung und Ableitung des Handlungsbedarfs in Österreich.....	100
4.3.1	Hochrechnung der Ergebnisse auf das Gesamtsystem Österreich.....	100
4.3.2	Ableitung der Handlungsempfehlungen.....	106
5	Zusammenfassung und Ausblick.....	111
6	Literaturverzeichnis.....	117
7	Kontakt Daten.....	119

2 Einleitung

2.1 Aufgabenstellung des Projektes

Das Projekt SG-Essences widmet sich der technischen, wirtschaftlichen als auch ökologischen Evaluation konkurrierender Energiesysteme unter besonderer Berücksichtigung der dafür jeweils erforderlichen Weiterentwicklung des Stromnetzes hin zu Smart Grids. Die Steigerung der Gesamteffizienz der Netzinfrastruktur und die Erhöhung des Anteils dezentraler Energieträger innerhalb des österreichischen Energiesystems sind daher die wichtigsten Leitgedanken dieses Projekts.

In der Evaluierung werden grundsätzlich zwei Dimensionen für die Bewertung konkurrierender Systemlösungen unterschieden, und zwar einerseits der bewertende Vergleich verschiedener Systemkonfigurationen der Bereitstellung des Energieträgers Strom sowie andererseits der Vergleich zwischen den Energieträgern, insbesondere der Vergleich zwischen dezentraler netzgebundener Stromerzeugung und dezentraler, aber nicht netzgebundener Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern.

In der ersten Dimension geht es um die Frage, welche Möglichkeiten der Gestaltung zukünftiger Smart Grids für die Stromverteilung es auf Netzebene 7 gibt, damit der zu erwartende Ausbau dezentraler Stromerzeugung effizient bewältigt werden kann. Als großes Hindernis der umfassenden Einführung dezentraler, vorwiegend erneuerbarer Stromproduktion gelten die auf intermittierende Einspeisemuster zurückzuführenden Netzkapazitäten. Da eine massive Unterauslastung dieser infrastrukturellen Einrichtungen die Konsequenz derzeit angewandter, statischer Ansätze ist, gilt es im Zuge der Implementierung intelligenter Netze diese Problemstellungen aktiv zu berücksichtigen. Daraus lassen sich Rückschlüsse auf eine Optimierung des Dezentralitätsgrades sowie auf die erforderliche Regulierbarkeit des Systems und die Verteilung der Kompetenzen ziehen.

In der zweiten Bewertungsdimension geht es um die Frage eines optimalen Verhältnisses zwischen dezentraler Stromerzeugung und dezentraler Nutzung erneuerbarer Energieträger für die Wärmeerzeugung. Dezentrale Stromerzeugungssysteme stehen in technischer und betriebswirtschaftlicher Hinsicht in Konkurrenz insbesondere mit dezentralen Technologien für die Nutzung erneuerbarer Energieträger (KWK-Technologie).

2.2 Schwerpunkt des Projektes

In der integrativen technischen, ökonomischen und ökologischen Bewertung entlang der beiden zu untersuchenden Dimensionen ergaben sich für das Projekt folgende Analyseschritte:

- Ermittlung realitätsnaher Stromnachfrageprofile für Haushalte und Gewerbebetriebe sowie typischer Einspeisemuster bei einer Ausweitung der dezentralen Stromproduktion durch Haushalte und Gewerbebetriebe;
- Aggregation der typischen Nachfrageprofile bzw. Einspeisemuster zu realitätsnahen Lastprofilen in typischen Versorgungsgebieten im ländlichen Raum;

- Bewertung konkurrierender Systemlösungen von Smart Grids, die zur Bewältigung der Änderungen in den Lastprofilen erforderlich sind, vor allem hinsichtlich technischer und anwendungsorientierter Vor- und Nachteile, sowie hinsichtlich der Kosten der analysierten konkurrierenden Systemlösungen;
- Bewertung konkurrierender Systemlösungen dezentraler Energieerzeugung: damit wird der Vergleich zwischen dezentraler Stromerzeugung, der gleichzeitig Anpassungen an der Netzinfrastruktur erfordert, und dezentraler Wärmeproduktion (durch KWK) auf Basis erneuerbarer Energieträger, die Anpassungen an der Netzinfrastruktur nicht ursächlich bedingen, erfasst;
- Integration der unterschiedlichen Bewertungsaspekte sowohl in technischer, ökonomischer als auch ökologischer Hinsicht und Ableitung von Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungsträger, Regulierungsbehörden und Netzbetreiber, mit dem Ziel die stärkere Integration erneuerbarer Energieträger in die Energieversorgung zu forcieren;

2.3 Einordnung in das Programm Neue Energien 2020

Das Projekt SG-Essences spricht insbesondere das Themenfeld „Strategische Entscheidungsgrundlagen für die Österreichische Technologie, Energie- und Klimapolitik“ des Programms an. Dabei liegt der Fokus auf der Fragestellung der Bewertung von Smart Grid-Lösungen bzw. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und Bewertungsmodelle dezentraler Energiesysteme. Hinsichtlich der Programmziele unterstützt das Projekt folgende Punkte:

Energiestrategische Ziele

Die in der Energiestrategie Österreich¹ angestrebte Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger ist neben Biomasse- und Biogasanlagen vor allem durch eine massive Forcierung der noch wesentlich volatileren und schwieriger prognostizierbaren Wind- und Solarenergie zu erreichen. Gleichzeitig handelt es sich bei diesen Systemen um dezentrale Energiesysteme, deren Einbindung gerade in das Stromversorgungssystem sich gegenwärtig noch schwierig darstellt, da Anlagen in der Netzebene 7 derzeit überwiegend ohne Systemmanagement und ohne direkte Anbindung an zentrale Steuerungs- und Überwachungseinrichtungen arbeiten. Die Integration dieser dezentralen Stromproduktion aus erneuerbaren Energieträgern benötigt intelligente Netzstrukturen (Smart Grids), die eine Zunahme der Volatilität der Energiebereitstellung und -nachfrage bei gleichzeitig stabilem Netzbetrieb unter Wahrung hoher Effizienz und Versorgungssicherheit erst ermöglichen. Ausgehend von dieser Themenstellung wurden im Zuge des Projekts folgende Zielsetzungen erreicht:

- Identifikation realitätsnaher Nachfrage- und Einspeisemuster für die Netzebene 7 (Haushalte und Gewerbe) mit hoher zeitlicher Auflösung für typische Versorgungsgebiete;
- Bewertung von Modernisierungsmaßnahmen im Stromverteilnetz, die erforderlich sind, um eine Integration dezentraler Stromerzeugung auf der Netzebene 7 (Haushalte und Gewerbe) auf breiterer Basis zu ermöglichen;

¹ Vgl. Lebensministerium (2010).

- Ökonomische und ökologische Bewertung konkurrierender Systemlösungen der dezentralen Energiebereitstellung (Strom und Wärme mit Fokus auf erneuerbare Energieträger) unter besonderer Berücksichtigung der erforderlichen Investitionen in Smart Grid-Technologien;
- Ableitung von energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Schlussfolgerungen.

Systembezogene Ziele

Im Zuge dieses Projekts wurden verschiedene Paradigmen des Energiesystems im Bereich der Wind- und Solarenergie analysiert. So legt beispielsweise im gegenwärtigen System der Netzbetreiber die maximale Anschlussleistung einer Windkraftanlage, für einen Standort fest und der Erzeuger bekommt das Recht, sämtliche durch die Windkraftanlage erzeugte Elektrizität ins Netz einzuspeisen. Dieser Anschlusswert wird so bestimmt, dass auch bei maximaler Einspeisung keine Gefährdung der Netzstabilität besteht. Deshalb schöpft der maximal zugelassene Anschlusswert aus Sicherheitsgründen das Potential des Standorts bei weitem nicht aus. Ein alternativer Systemansatz wäre nun, die Anschlussleistung neuer Windkraftanlagen nach oben offen zulassen, dem Netzbetreiber jedoch die Möglichkeit zu geben bei extrem hohen Einspeiseleistungen regelnd eingreifen zu dürfen, um so die Netzsicherheit zu gewährleisten. Dabei könnte während der Einspeisepeaks ein bestimmter Anteil der Energie nicht genutzt werden (bzw. müsste zwischengespeichert werden), jedoch könnte durch die viel höhere Anschlussleistung eine wesentlich höhere Energieaufbringung erzielt werden.

Technologiestrategische Ziele

Smart Grids und deren Implementierung in ein von erneuerbaren Energieträgern durch dezentrale Einspeisung geprägtem stellt eine besonders schwierige und langfristige technologiepolitische Herausforderung dar. Einerseits werden viele Technologien der Elektrizitätswirtschaft (in der Erzeugung gleichermaßen wie in der Verteilung) über einen sehr langen Zeitraum eingesetzt; andererseits muss jedoch auch eine zunehmende Internationalisierung des europäischen Elektrizitätsnetzes bedacht werden. So ist es nicht zielführend national einzigartige Smart Grid-Systeme zu implementieren. Ein auf die besonderen Verhältnisse Österreichs abgestimmter Zugang, der gleichsam die Interessen der im internationalen Wettbewerb stehenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen sowie der Endverbraucher berücksichtigt ist von großer Bedeutung. Im Forschungsprojekt SG-Essences wurden daher Maßnahmen- und Technologieempfehlungen in Hinblick auf Smart Grids und deren Interaktion mit erneuerbaren Energieträgern vorgenommen sowie „best-practise“-Systeme thematisiert.

2.4 Verwendete Methoden

Auswahl und Analyse der Lastprofile

Für die Auswahl der Lastprofile wurde auf eine Datenbasis von 875 oberösterreichischen Haushalten zurückgegriffen. Ziel der Auswahl der Lastprofile war es einerseits möglichst repräsentative Nachfrageprofile zu wählen und andererseits auch die möglichen Bandbreiten und Nutzungsarten abzubilden. Um diesen beiden Ansätze gerecht zu werden, wurden in einem ersten Schritt drei Auswahlkriterien festgelegt: Wohnform, Anzahl der Zähler und Anzahl der Personen im Haushalt.

Hinsichtlich der Nachfrageprofile von Gewerbe- und Dienstleistungsgebäuden konnten Daten von rund 200 Objekten herangezogen werden. Zur Sicherstellung der Verallgemeinerbarkeit der Ergebnisse der berechneten Szenarien mussten die aufsummierten Nachfrageprofile (Haushalte und Gewerbebetriebe) der Versorgungsgebiete mit synthetischen Lastprofilen verglichen werden.

Für die Auswahl der Lastprofile mussten ausführliche Analysen und Tests durchgeführt werden. Dabei wird in erster Linie untersucht, ob die Daten plausibel, vollständig und für die weitere Verarbeitung brauchbar waren. Die Analyse erfolgte mit Hilfe eines **Lastganganalyse-Tools**, das für die konkrete Fragestellung eigens angepasst werden musste. Diese Anpassung betraf insbesondere die Möglichkeit, mehrere reale Lastprofile mit synthetischen Lastprofilen direkt vergleichen zu können.

Systemlösungen innerhalb des Energieträgers/ Konsolidierung Einspeise- und Angebotssituation

Als Basis für die Analysen wurde ein detailliertes **Simulationsmodell** der realen Versorgungsgebiete erstellt. Wichtig hierbei war, dass mit diesem Modell neben symmetrischen, auch einphasige und unsymmetrische Belastungs- und Erzeugungssituationen, wie sie im realen Niederspannungsnetz üblicherweise auftreten, simuliert werden können. Als Simulationsumgebung wurde hierfür das **Netzanalysesoftwaretool NEPLAN** gewählt, da es die nötige Flexibilität bietet, um die vorhandenen Modellierungs- und Berechnungsalgorithmen mittels Einbindung eigens programmierter dll-Files zu erweitern und somit die jeweiligen Regelungsmöglichkeiten der einzelnen Smart Grid-Technologien in die Simulationsumgebung zu integrieren. Für jede der analysierten Smart Grid-Technologien wurden eigene Simulationsmodelle erstellt. Diese Modelle ermöglichen es, das Regelverhalten der einzelnen Technologien in den Simulationen zu berücksichtigen, sowie das Verhalten im realen Netzbetrieb über längere Zeiträume (z.B. 1 Jahr auf ¼-Stunden-Basis) hinweg nachzubilden und somit Rückschlüsse bezüglich deren Funktionalität und Potentiale zu ziehen. Darauf aufbauend wurden mit den je Szenario maximalen installierbaren Anlagenleistungen und mit den realen Photovoltaik-Profilen die Möglichkeiten und Potentiale der einzelnen Systemlösungen ermittelt und die Ergebnisse für die weiteren Arbeitspakete aufbereitet.

Wirtschaftliche und ökologische Bewertung

Auf Basis der Ergebnisse der technischen und energetischen Analyse der zuvor festgelegten Szenarien wurde eine **integrierte wirtschaftliche und ökologische Bewertungsmethodik** entwickelt. Die wirtschaftliche Betrachtung hat einerseits einmalige sowie wiederkehrende Kosten zu berücksichtigen, die sich aus den Charakteristika des jeweiligen Szenarios ergeben. Um Investitionen zu bewerten sowie jährliche Kosten zu ermitteln und gegenüberzustellen werden dazu Investitionsrechnungen auf Basis des Vollkostenansatzes und der Kapitalwertmethode angewendet. Als Input für die ökonomische Analyse dienen hierfür typische Investitions- und Betriebskosten für die Netzinfrastruktur und die Photovoltaik (PV)-Systeme, sowie durchschnittliche Stromkosten und PV-Einspeisetarife, auf Basis einer **umfassenden Literaturrecherche** sowie **Gesprächen mit Netzbetreibern und PV-Herstellern**. Die ökologische Komponente der integrierten Methodik umfasst im Wesentlichen spezifische Emissionsfaktoren um die Einsparung an CO₂e-Emissionen zu quantifizieren, die sich durch die Strombereitstellung durch PV gegenüber dem herkömmlichen Strom-Mix ergeben.

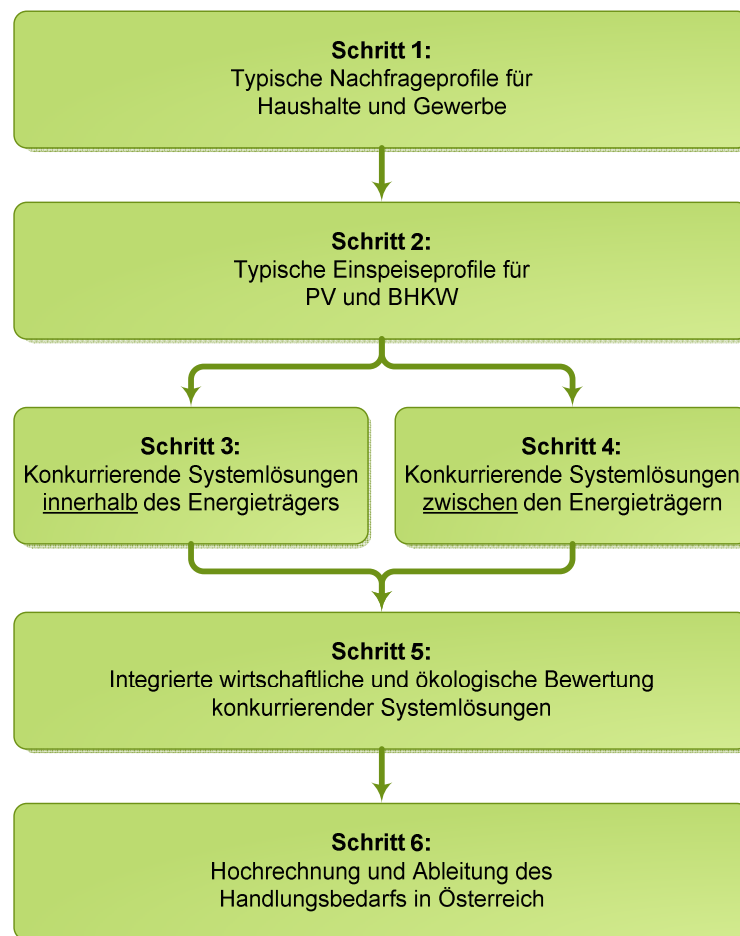
Hochrechnung und Ableitung von Handlungsempfehlungen

Zuletzt wurde, als Maßnahme zur Sicherung der Qualität der wirtschaftlichen und ökologischen Bewertung, eine Hochrechnung der Ergebnisse aus den vorangegangenen Arbeitsschritten auf das Gesamtsystem Österreich durchgeführt. Die **entwickelte Methode zur Extrapolation** bezieht sich dabei ausschließlich auf die Ergebnisse aufgrund der Untersuchungen konkurrierender Systemlösungen innerhalb des Energieträgers, demnach auf die Integration von Photovoltaik-Potentialen in Niederspannungsnetzstrukturen in Zusammenhang mit intelligenten Systemlösungen. In einem ersten Schritt wurde der ländliche Raum als Grundlage der in dieser Studie untersuchten Versorgungsgebiete definiert, gefolgt von der Festlegung von Kriterien, nach denen die Hochrechnung erfolgen soll. Zudem wurden, basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen, einer **Literaturrecherche** sowie **Gesprächen mit Netzbetreibern**, Empfehlungen und Maßnahmenvorschläge in Hinblick auf energiewirtschaftliche und –politische Fragestellungen abgegeben.

2.5 Aufbau der Arbeit

Gemäß der Darstellung in Kapitel 2.2 erfolgte die Arbeit gemäß folgenden Analyseschritten (Abbildung 2-1).

Abbildung 2-1: Schematische Darstellung des Projektablaufs in SG-Essences



Quelle: Eigene Darstellung.

Schritt 1 – In einem ersten Arbeitsschritt wurden realitätsnahe Nachfragemuster für die Stromabnahme in den zu untersuchenden Versorgungsgebieten (Netzebene 7: Haushalts- und Gewerbekunden) erstellt. Damit wurde nachfrageseitig eine solide Basis für die Simulation der Auswirkungen einer Intensivierung dezentraler Stromerzeugung auf das Niederspannungsnetz geschaffen.

Schritt 2 – Nach der Spezifikation der Nachfrageseite im vorhergehenden Arbeitspaket wurde die Einspeisesituation in den zu untersuchenden Versorgungsgebieten betrachtet. Dazu wurden Szenarien entwickelt, die eine verstärkte dezentrale Stromproduktion abbilden und in weiterer Folge als Basis für die Netzflussanalysen dienten.

Schritt 3 – Aufbauend auf das in den vorhergehenden Arbeitspaketen ermittelte Ein- und Ausspeiseverhalten, wurden in diesem Arbeitsschritt unterschiedliche konkurrierende Systemlösungen im Niederspannungsnetz einer genauen Analyse unterzogen. Um dabei eine Identifikation der benötigten Netzkomponenten und Infrastruktur durchzuführen und für die anschließende ökonomische Bewertung bereitzustellen, wurden die Systemlösungen hinsichtlich ihrer technischen Möglichkeiten (Erhöhung der dezentralen Erzeugung) untersucht.

Schritt 4 – Vor dem Hintergrund einer technischen sowie ökonomischen Konkurrenz zwischen dezentraler Stromerzeugung und dezentraler Nutzung erneuerbarer Energieträger für die Wärmeerzeugung, zielte dieser Analyseschritt darauf ab, einen technisch-ökonomischen sowie ökologischen Vergleich zwischen den untersuchten Energieerzeugungstechnologien durchzuführen.

Schritt 5 – In einem zentralen Analyseschritt wurde, aufbauend auf die Ergebnisse aus Schritt 3 und 4, eine wirtschaftliche und ökologische Bewertungsmethodik entwickelt um diese anhand von zahlreichen innovativen Smart Grid-Lösungen einzusetzen.

Schritt 6 – Zuletzt wurde, als Maßnahme zur Sicherung der Qualität der wirtschaftlichen und ökologischen Bewertung, eine Hochrechnung der Ergebnisse aus den vorangegangenen Arbeitsschritten auf das Gesamtsystem Österreich durchgeführt. Zudem wurden Empfehlungen und Maßnahmenvorschläge in Hinblick auf energiewirtschaftliche und –politische Fragestellungen abgegeben.

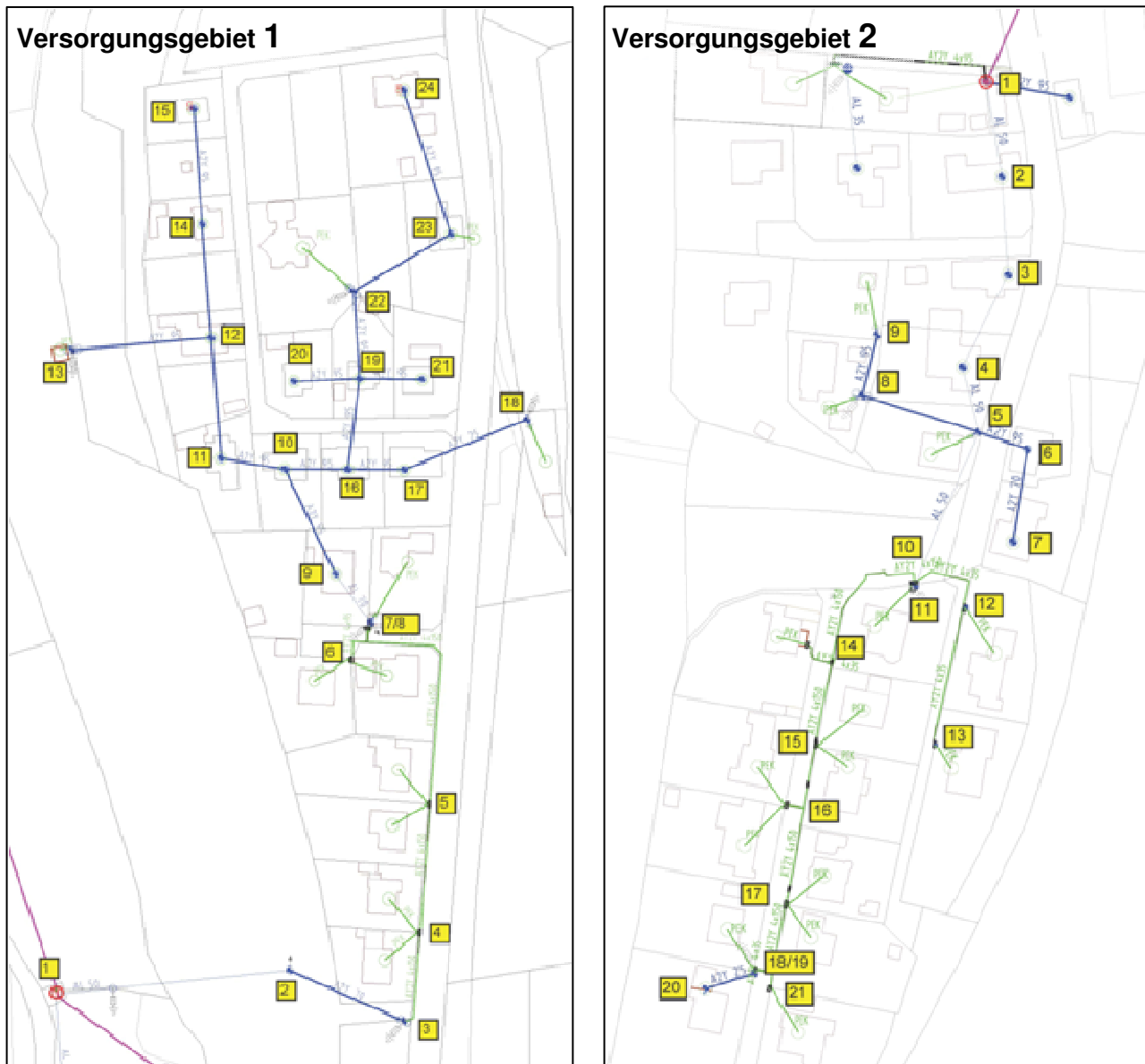
3 Inhaltliche Darstellung

3.1 Untersuchte Versorgungsgebiete

Zur genaueren Untersuchung bzw. Simulation der Netze und deren Belastung wurden konkret zwei reale Testgebiete ausgewählt. Beide befinden sich im ländlichen Bereich, da dort hinsichtlich der Integration dezentraler Stromerzeugung Netzengpässe am ehesten erwartet werden, wobei es sich bei Versorgungsgebiet 1 um ein reines Wohngebiet mit 33 Haushalten und bei Versorgungsgebiet 2 um einen Mix aus Wohnhäusern und Gewerbebetrieben, bestehend aus 16 Haushalten und 2 Gewerbebetrieben, handelt. Somit dienten die beiden repräsentativ ausgewählten Niederspannungsnetzstrukturen als wesentliche Datengrundlage für das Forschungsprojekt und wurden vom Projektpartner Linz Strom Netz GmbH in Form von Netzplänen zur Verfügung gestellt. Diese enthielten neben technischen Daten zum Netz auch Informationen zu den Lastprofilen an den einzelnen Knoten.

Folgende Abbildung zeigt die beiden exemplarisch ausgewählten Netzstrukturen auf der Niederspannungsebene (Netzebene 7), auf der linken Seite Versorgungsgebiet 1 (33 Haushalte) und auf der rechten Seite Versorgungsgebiet 2 (16 Haushalte und 2 Gewerbebetriebe).

Abbildung 3-1: Untersuchte Versorgungsgebiete



Quelle: Eigene Darstellung.

Wie zu erkennen ist, sind sich die beiden Versorgungsgebiete im Aufbau der Netzstruktur sehr ähnlich. Beide Versorgungsgebiete werden von einer Seite gespeist bzw. versorgt, d.h. sind an dieser Stelle mit der nächst höheren Spannungsebene verbunden. Zudem sind sie charakterisiert durch eine strahlenförmige, sich verzweigende Anordnung der Netzknoten, bestehend aus einem Mix von Freileitungen und Verkabelung, was auf eine historisch gewachsene Struktur zurückzuführen ist. Die gesamte Leitungslänge beträgt 845 m für Versorgungsgebiet 1 und 556 m für Versorgungsgebiet 2. Folgende Tabelle zeigt zusammengefasst die relevanten Kennzahlen der beiden Versorgungsgebiete.

Tabelle 3-1: Kennzahlen der untersuchten Versorgungsgebiete

		Versorgungsgebiet 1	Versorgungsgebiet 2
Anzahl der Haushalte	[-]	33	16
Anzahl der Gewerbebetriebe	[-]	0	2
Anzahl der Personen *	[-]	80	40
Strombedarf Haushalte	[kWh/a]	132.000	67.300
Strombedarf Gewerbe	[kWh/a]	0	170.100
Länge Freileitungen	[km]	0,10	0,16
Länge Verkabelung	[km]	0,75	0,40

* Berechnung auf Basis von Strombedarf bzw. aufgrund von Lastprofilen und Anzahl der Personen im Haushalt gemäß E-Control (2012a).

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

3.2 Lastprofile für Haushalte und Gewerbe

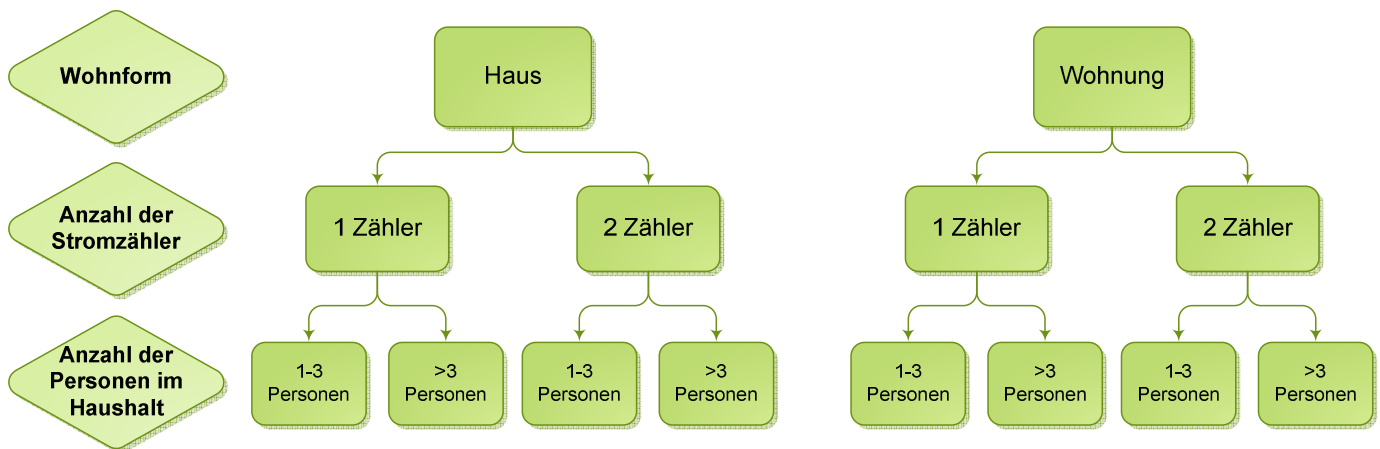
Für eine belastbare und realitätsnahe Simulation der Auswirkungen einer Intensivierung dezentraler Stromerzeugung auf das Niederspannungsnetz ist es erforderlich, realitätsnahe Nachfragemuster für Haushalte und Gewerbebetriebe bereitzustellen. Diese Nachfrageprofile müssen für sich plausibel und korrekt sein und sie sollten in Summe repräsentativ sein. Nur so kann gewährleistet werden, dass die erzielbaren Ergebnisse der Szenarien einerseits realitätsnahe, aber trotzdem bis zu einem gewissen Grad verallgemeinerbar sind. Für die Erstellung der Nachfragemuster für Haushalte und Gewerbebetriebe konnte auf eine umfangreiche Datenbasis zurückgegriffen werden. Alle Daten wurden anonymisiert verarbeitet.

3.2.1 Auswahl der Lastprofile

Für die Haushalte standen ¼-Stunden-Lastprofile von 875 Haushalten in Oberösterreich zur Verfügung, die im Zeitraum von April 2010 bis März 2011 aufgezeichnet wurden.² Dabei wurden zur Sicherstellung repräsentativer Nachfrageprofile, zusätzlich zu den Energieverbrauchsdaten, Informationen zu Wohnform (Eigenheim, Wohnung) und der Anzahl der BewohnerInnen in der betreffenden Wohneinheit berücksichtigt. Ziel der Auswahl der Lastprofile war es einerseits möglichst repräsentative Nachfrageprofile zu wählen und andererseits auch die möglichen Bandbreiten und Nutzungsarten abzubilden. Um diesen beiden Ansätze gerecht zu werden, wurden in einem ersten Schritt drei Auswahlkriterien festgelegt: Wohnform, Anzahl der Zähler und Anzahl der Personen im Haushalt (Abbildung 3-2).

² Vgl. Kollmann et al. (2011).

Abbildung 3-2: Auswahl der Lastprofile für Haushalte



Quelle: Eigene Darstellung.

Hinsichtlich der Nachfrageprofile von Gewerbe- und Dienstleistungsgebäuden konnten Daten von rund 200 Objekten herangezogen werden.³ Auf Grund der großen Heterogenität des Dienstleistungssektors (Hotels, Büros, Hallenbäder etc.) sowohl was die Nutzung selbst betrifft, aber auch die Größe der Verbraucher musste eine plausible Auswahl getroffen werden. Aufgrund der Fokussierung auf die Netzebene 7 kamen letztlich nur wenige Lastprofile für eine weitere Analyse in Frage. Ausgewählt wurden letztlich ein Bürogebäude und ein Fleischereibetrieb, wobei für die weiterführende Analyse Anpassungen vorgenommen wurden.

Zur Sicherstellung der Verallgemeinerbarkeit der Ergebnisse der berechneten Szenarien mussten die aufsummierten Nachfrageprofile (Haushalte und Gewerbebetriebe) der Versorgungsgebiete mit den von der Clearingstelle APCS Power Clearing and Settlement AG (www.apcs.at) zur Verfügung gestellten synthetischen Lastprofilen verglichen werden. Diese Lastprofile werden jährlich neu erstellt und sind online verfügbar. Dabei lassen sich folgende 27 Nutzergruppen (Tabelle 3-2) unterscheiden:

³ Vgl. Benke et al. (2012).

Tabelle 3-2: Synthetische Lastprofile

Profil	Kategorie
H0	Haushalt
G0	Gewerbe allgemein
G1	Gewerbe werktags 8-18
G2	Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
G3	Gewerbe durchlaufend
G4	Laden/Friseur
G5	Bäckerei mit Backstube
G6	Wochenendbetrieb
L0	Landwirtschaftsbetriebe
L1	Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebene
L2	Übrige Landwirtschaftsbetriebe
U0	Warmwasserbereitung unterbrechbar
U1	Heizung unterbrechbar
E0	Wasserkraft, Windkraft, Biogas
E1	Photovoltaik
ULA	Warmwasserspeicher ohne Tagnachladung
ULB	Warmwasserspeicher mit Tagnachladung
ULC	Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung
ULD	Nachtspeicherheizung mit Tagnachladung
ULE	Mischanlage ohne Tagnachladung
ULF	Mischanlage mit Tagnachladung
EAGU1	EAG Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung
EAGU2	EAG Nachtspeicherheizung mit Tagnachladung
HA	Haushalt mit Warmwasserspeicher an einem Zählpunkt
HF	Haushalt mit Speicherheizung an einem Zählpunkt
G7	Mobilfunksendestationen
B1	Öffentliche Beleuchtung

Quelle: Eigene Darstellung gemäß Angaben APCS.

In der folgenden Darstellung (Abbildung 3-3) ist das synthetische Profil H0 (Haushalte) in einer Darstellung, die einen Gesamtüberblick über das ganze Jahr erlaubt. Auf der x-Achse sind die Tageszeiten aufgetragen (als 1/4-Stundenwerte), auf der y-Achse die Tage des Jahres (beginnend mit 1.1.). Die Farben stellen die Abweichung vom Jahresdurchschnitt dar: Grün bedeutet geringere Leistung als der Durchschnitt, rot stellt überdurchschnittliche Leistungswerte dar. Mit Hilfe dieser Darstellungsform können auch fehlerhafte oder unvollständige Datensätze sehr schnell identifiziert werden. Zum Vergleich wurde auch das Gewerbeprofil G0 dargestellt (Abbildung 3-4).

Abbildung 3-3: Jahresverlauf Lastprofil H0 durch Darstellung der Abweichung von der durchschnittlichen Leistung

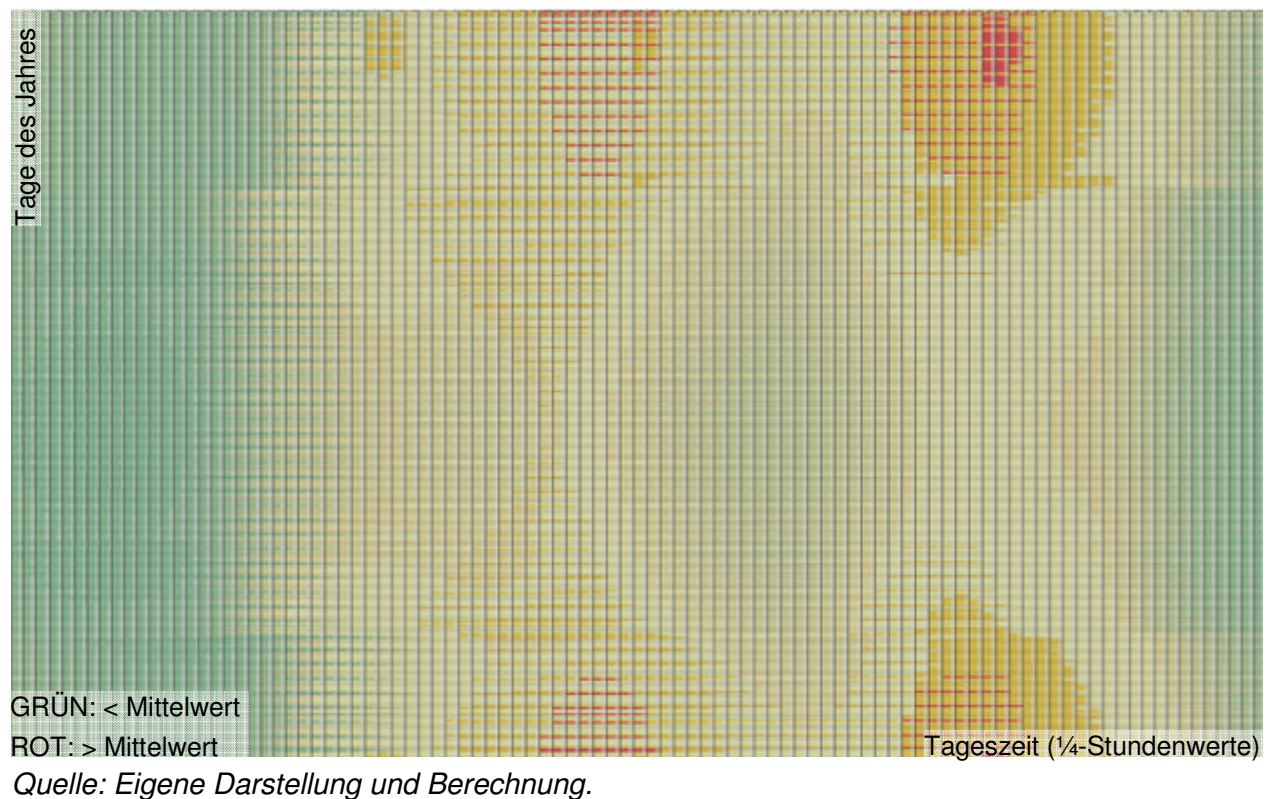
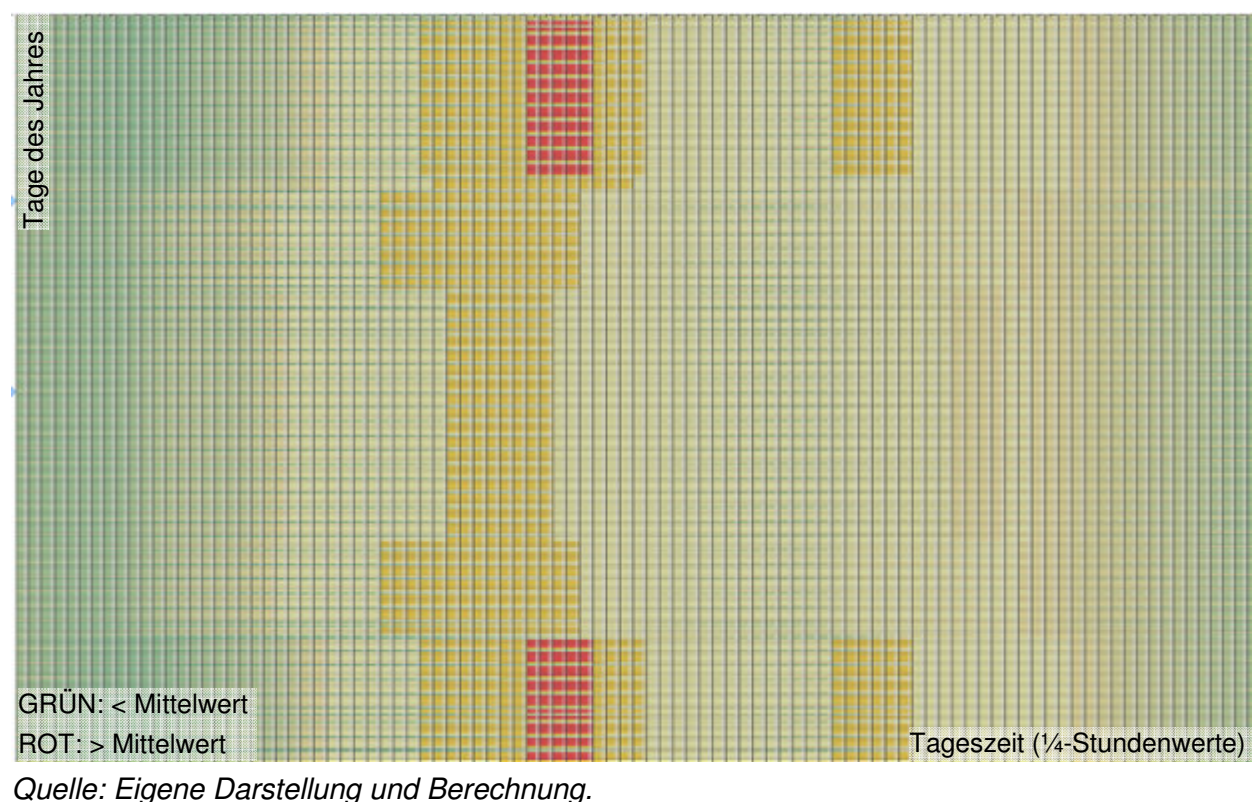


Abbildung 3-4: Jahresverlauf Lastprofil G0 durch Darstellung der Abweichung von der durchschnittlichen Leistung



Bevor die Daten für die Netzsimulation in den beiden Testregionen ausgewählt wurden, mussten ausführliche Analysen und Tests durchgeführt werden. Dabei wurde in erster Linie untersucht, ob die Daten plausibel, vollständig und für die weitere Verarbeitung brauchbar waren. Die Analyse erfolgte mit Hilfe eines Lastganganalyse-Tools, das für die konkrete Fragestellung eigens angepasst werden musste. Diese Anpassung betraf insbesondere die Möglichkeit, mehrere reale Lastprofile mit synthetischen Lastprofilen direkt vergleichen zu können. Datensätze mit offensichtlichen Datenfehlern wurden entweder – wo das einfach möglich war – korrigiert, einzelne Datensätze mussten aber aus der weiteren Analyse ausgeschieden werden. Es wurden einfache Algorithmen zur Schließung kleinerer Datenlücken, die etwa durch stunden- oder tageweise Ausfälle der Messeinrichtungen (oder der Datenübertragung) oder durch die Umstellung der Sommer- auf die Winterzeit und vice versa verursacht sein können, entworfen. Wenig plausible Datensätze wurden ebenfalls ausgeschieden.

Sehr aufwändig gestaltete sich die Anpassung der Zeitreihen an das Kalenderjahr, das für die Analyse zu Grunde gelegt wurde. Dieser Schritt war erforderlich, da die unterschiedlichen Datenquellen unterschiedliche Bezugszeiträume aufwiesen, es für eine realitätsnahe Aufsummierung der Lastprofile aber einen großen Unterschied macht, ob es sich um einen Wochentag oder einen Wochenendtag handelt. Als Ergebnis lagen alle Lastprofile für einen identen Zeitraum (Kalenderjahr 2010) in konsistenter – und damit aufsummierbarer Form – vor.

Bei der Erstellung der Lastprofile für Gewerbebetriebe musste auf die Größe des Versorgungsgebiets Rücksicht genommen werden. Ausgewählt wurden die Lastprofile für ein kleineres Bürogebäude sowie für eine Fleischhauerei, wobei beide Profile für die Implementierung in das jeweilige Versorgungsgebiet angepasst werden mussten. Dazu wurden ein Algorithmus entwickelt, der eine nicht-lineare Skalierung der vorhandenen Daten erlaubt. Dadurch wird einer realitätsnahen Charakteristik der Verbrauchsstruktur Rechnung getragen. Sowohl Grund- als auch Spitzenlast werden mit diesem Verfahren deutlich weniger reduziert als die Mittellast.

3.2.2 Konsolidierung zu Nachfrageprofilen für die Versorgungsgebiete

Nach der Auswahl der Lastprofile, sowohl für den Haushalts- als auch für den Gewerbebereich, wurde dieses Set dazu verwendet eine realitätsnahe Simulation der Veränderungen des Stromangebots und der Stromnachfrage von Haushalten bei unterschiedlichen Stromerzeugungslösungen durchzuführen. Dabei wurde, nachdem jedes der beiden zu untersuchenden Versorgungsgebiete im Simulationstool NEPLAN abgebildet wurde, jedem Netzknotenpunkt eines der Lastprofile zugeordnet. Somit konnte durch Konsolidierung der Einzeldaten je Versorgungsgebiet ein aggregiertes Nachfragemuster mit bestimmter Charakteristik erstellt werden. Die Zuordnung der ausgewählten Lastprofile zu den einzelnen Knoten in den Versorgungsgebieten erfolgte anhand mehrerer Kriterien:

- Allen Knoten der Untersuchungsregion sind vom Energieversorger (synthetische) Lastprofile zugeordnet. Diese Zuordnung wurde auch hier angewandt
- Zudem ist am Plan bzw. der Netzbeschreibung ersichtlich, ob es sich um ein Ein- oder Mehrfamilienhaus handelt. Auch diese Information wurde bei der Zuordnung verwendet.
- Nachdem die realen Lastprofile in sich nach mehreren Kriterien gegliedert waren, wurde versucht, eine möglichst repräsentative Auswahl zu treffen.

Es wurden somit möglichst verschiedene Lastprofile ausgewählt, die für die jeweiligen Knoten passten (Wohnung oder Haus, synthetisches Profil), durchschnittlichere Profile kamen öfters zur Anwendung als Extremprofile (z.B. sehr hoher oder sehr niedriger Energieverbrauch). Letztlich lässt sich die Auswahl als halbrandomisiert bezeichnen, da zwar die Gesamtauswahl und die Gruppenzuordnung auf Grund der vorgegebenen Rahmenbedingungen erfolgte, die weitere Zuordnung aber keinem systematischen Ziel folgte.

Als Plausibilitätskriterium wurde festgelegt, dass die Profile an den synthetischen Profilen orientiert werden sollten. Überprüft wurde dieses Kriterium jedoch nicht auf der Ebene der Einzelverbraucher, vielmehr sollte das gesamte Versorgungsgebiet (Aufsummierung der realen Lastprofile) der Summe der einzelnen synthetischen Lastprofile entsprechen. Als Kennwert wurde der Mittelwert der Abweichungsquadrate (auf ¼-Stunden-Basis) herangezogen. Zusätzlich erfolgte eine visuelle Kontrolle.

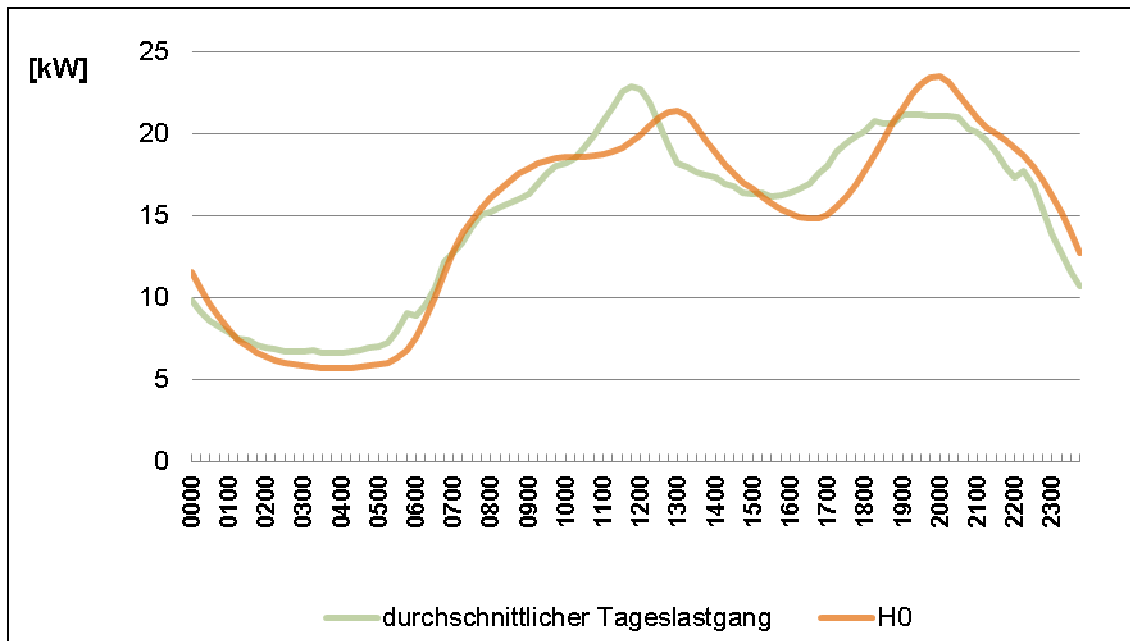
Versorgungsgebiet 1

Unterlegt man dem Versorgungsgebiet 1 ein synthetisches Summenlastprofil (32 x H0, 2 x ULF, 1 x HA, 1 x ULB) so ergibt sich durch die Ermittlung der Abweichungsquadrate eine Abweichung von 15,25. Zum Vergleich: Wird ausschließlich mit H0 verglichen, so steigt dieser Wert auf 19,15, bei HA sind es 22,69.⁴ Nach einer groben Einschätzung gibt es also eine gute Übereinstimmung der verglichenen Summenprofile. Eine weitere Optimierung wäre möglich, würde jedoch hinsichtlich der Zielsetzung des Projektes keinen Zusatznutzen generieren.

Abbildung 3-5 zeigt die durchschnittlichen (gemittelt über Winter, Sommer, Übergangszeit und Wochentage) Tageslastgänge im Vergleich zum Standardlastprofil (H0). Dabei ist festzustellen, dass die Spitze zur Mittagszeit stark ausgeprägt ist, wohingegen die Abendspitze kleiner ausfällt.

⁴ Der Kennwert stellt ein Maß für die Übereinstimmung der Profile dar und dient lediglich als Vergleichswert. Um die absolute Höhe des Wertes zu interpretieren müsste eine Normierung vorgenommen werden.

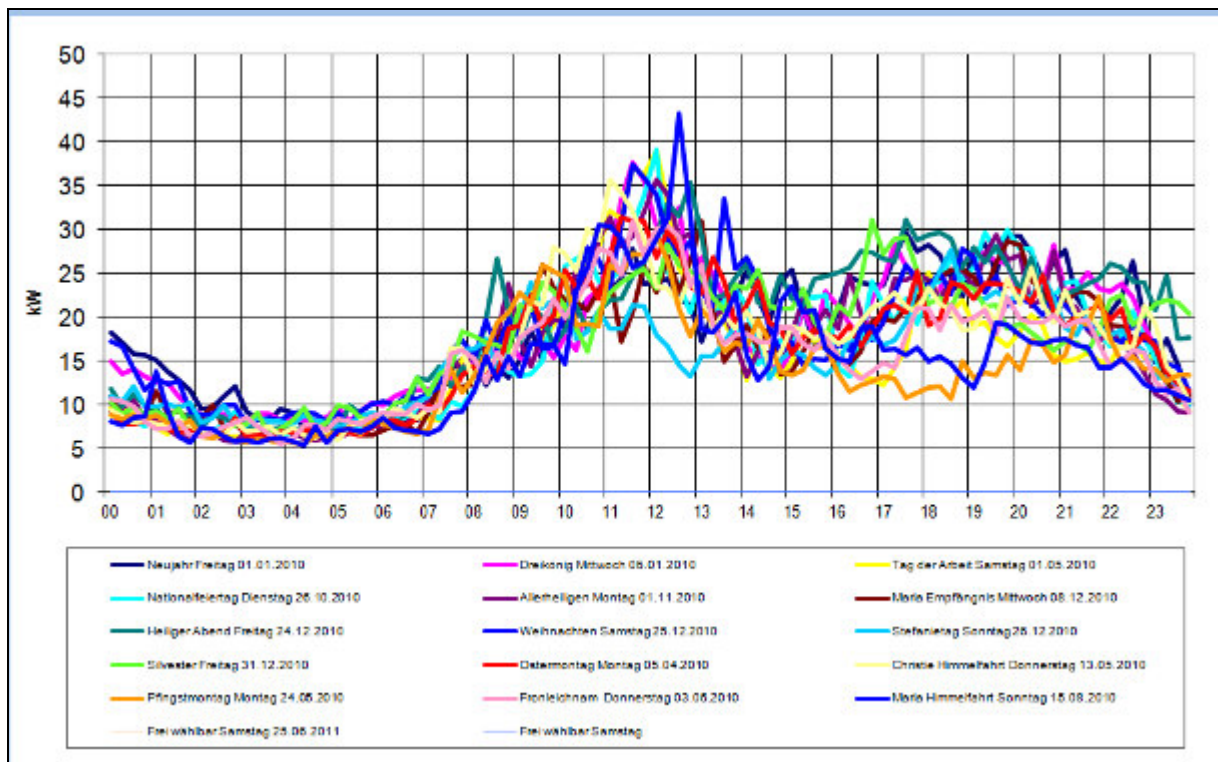
Abbildung 3-5: Vergleich durchschnittlicher Tageslastgang mit skaliertem H0 für Versorgungsgebiet 1



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

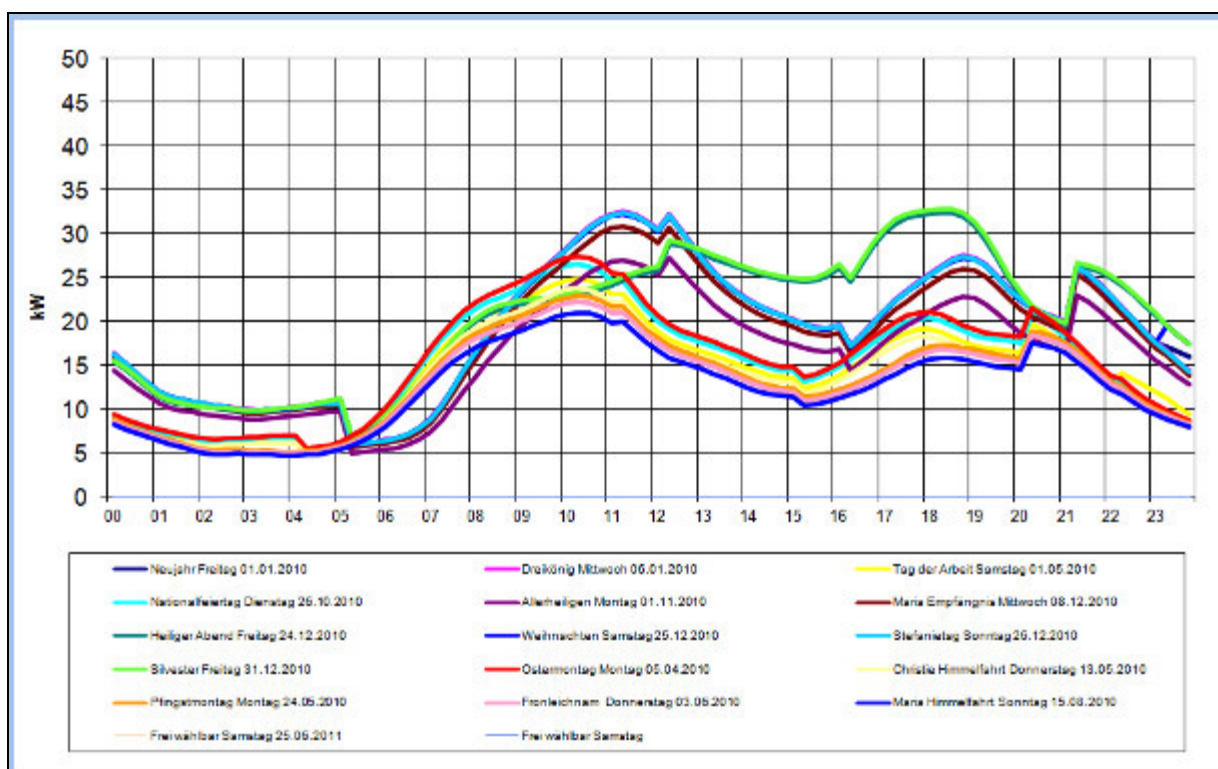
Präzisere Ergebnisse liefert ein Vergleich der Feiertage im Versorgungsgebiet 1: In Abbildung 3-6 sind die realen Summenlastgänge für die Feiertage 2010 dargestellt. Vergleicht man diese mit den aufsummierten synthetischen Tageslastprofilen (Abbildung 3-7) so ergeben sie die in Abbildung 3-8 dargestellten Abweichungen.

Abbildung 3-6: Tageslastgänge der Feiertage im Versorgungsgebiet 1



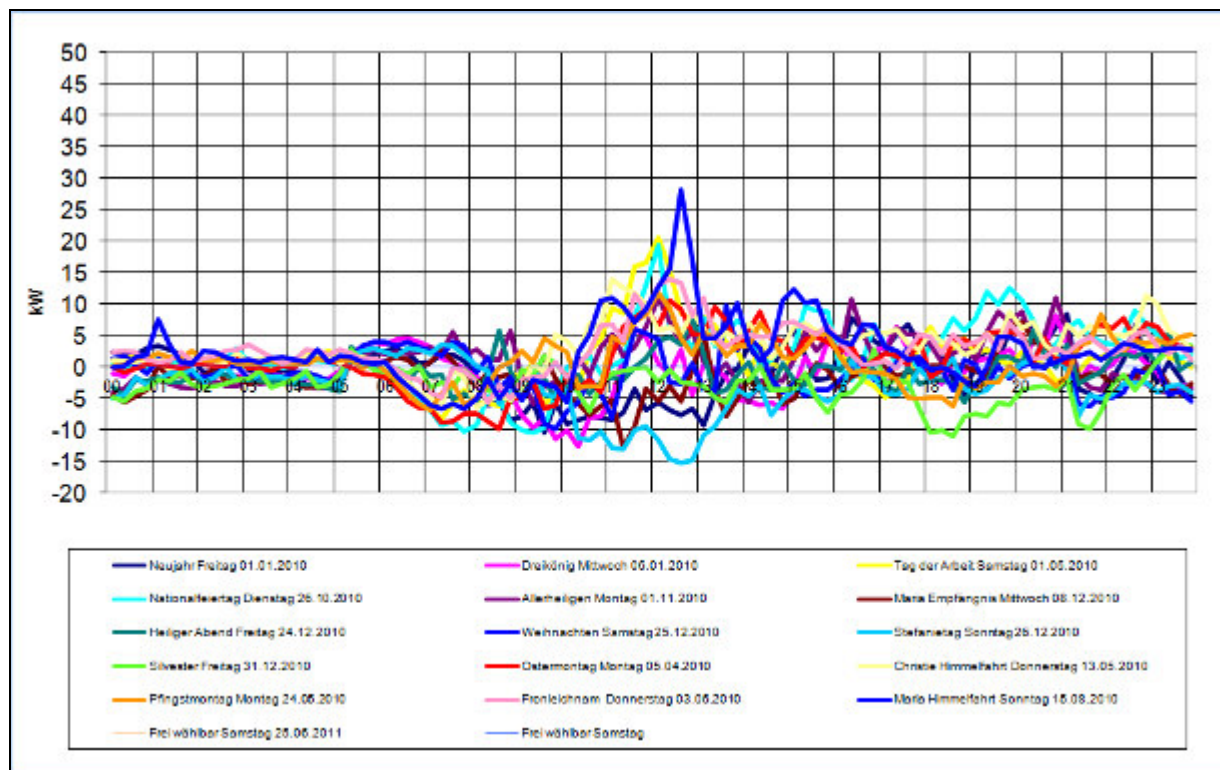
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 3-7: Tageslastgänge der Feiertage des synthetischen Summenlastprofils im Versorgungsgebiet 1



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 3-8: Darstellung der Abweichungen an Feiertagen im Versorgungsgebiet 1



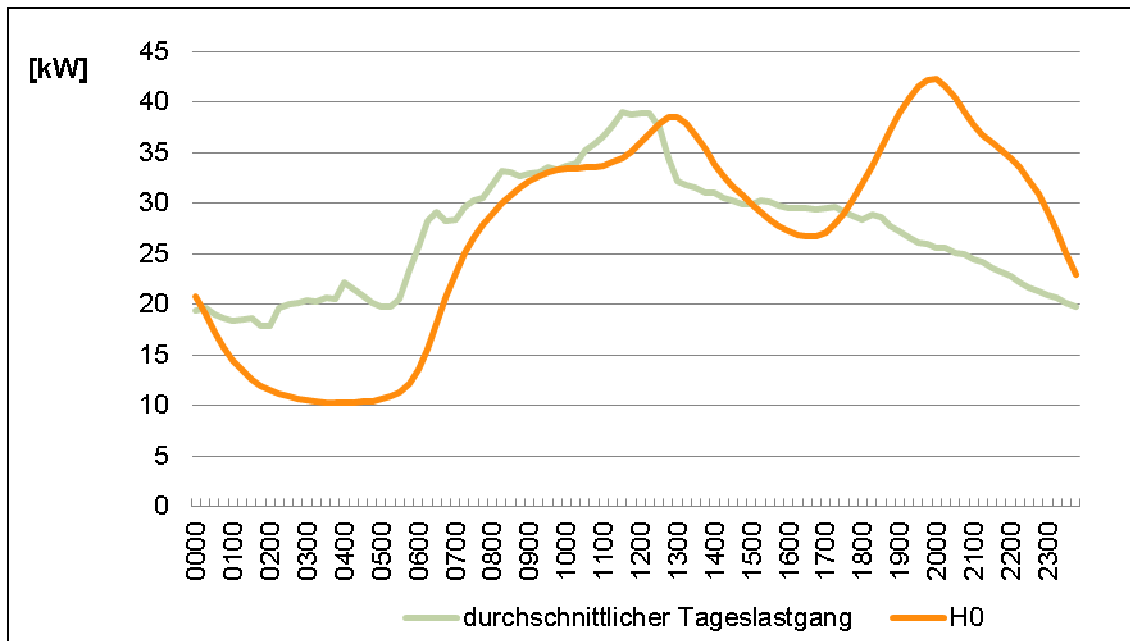
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Versorgungsgebiet 2

Im Versorgungsgebiet 2 wurden – abweichend zur tatsächlichen Situation – zwei Gewerbebetriebe (1 x Bürogebäude, 1 x Fleischhauerei) in der Niederspannungsnetzstruktur berücksichtigt. Wie erwartet, dominieren diese beiden Betriebe das Lastverhalten des Versorgungsgebietes, sodass keine befriedigende Übereinstimmung mit dem synthetischen Lastprofilen hergestellt werden kann.

Nachfolgend sind die durchschnittlichen (gemittelt über Winter, Sommer, Übergangszeit und Wochentage) Tageslastgänge im Vergleich zum Standardlastprofil (H0) dargestellt (Abbildung 3-9).

Abbildung 3-9: Vergleich durchschnittlicher Tageslastgang mit skaliertem H0 für Versorgungsgebiet 2

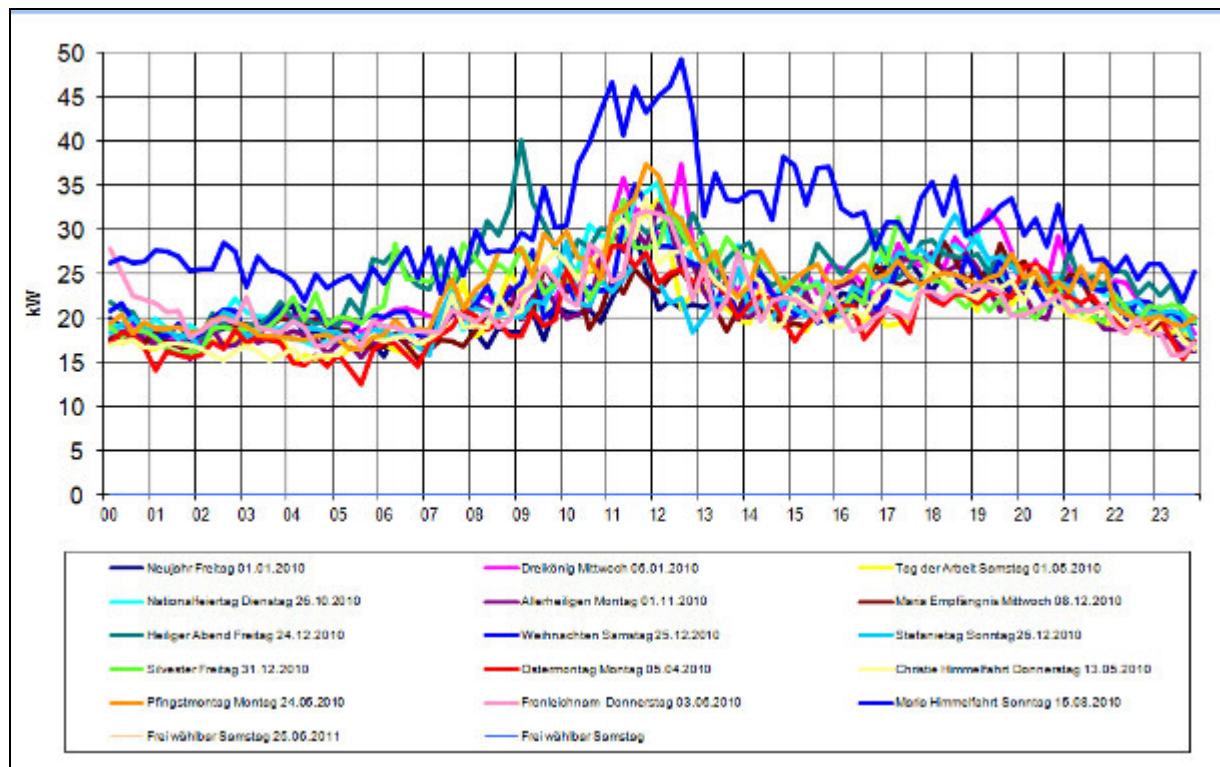


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Auch hier sind eine stark ausgeprägte Spitze zur Mittagszeit sowie eine geringere Abendspitze bemerkbar, allgemein sind jedoch höhere Abweichungen zwischen gemitteltem Tageslastgang und skaliertem H0 feststellbar. Dies kann zum einen mit der höheren Last begründet werden. Zum anderen liegt dies daran, dass neben Haushalten auch noch ein Betriebs- sowie Bürogebäude im Netzabschnitt berücksichtigt wurden.

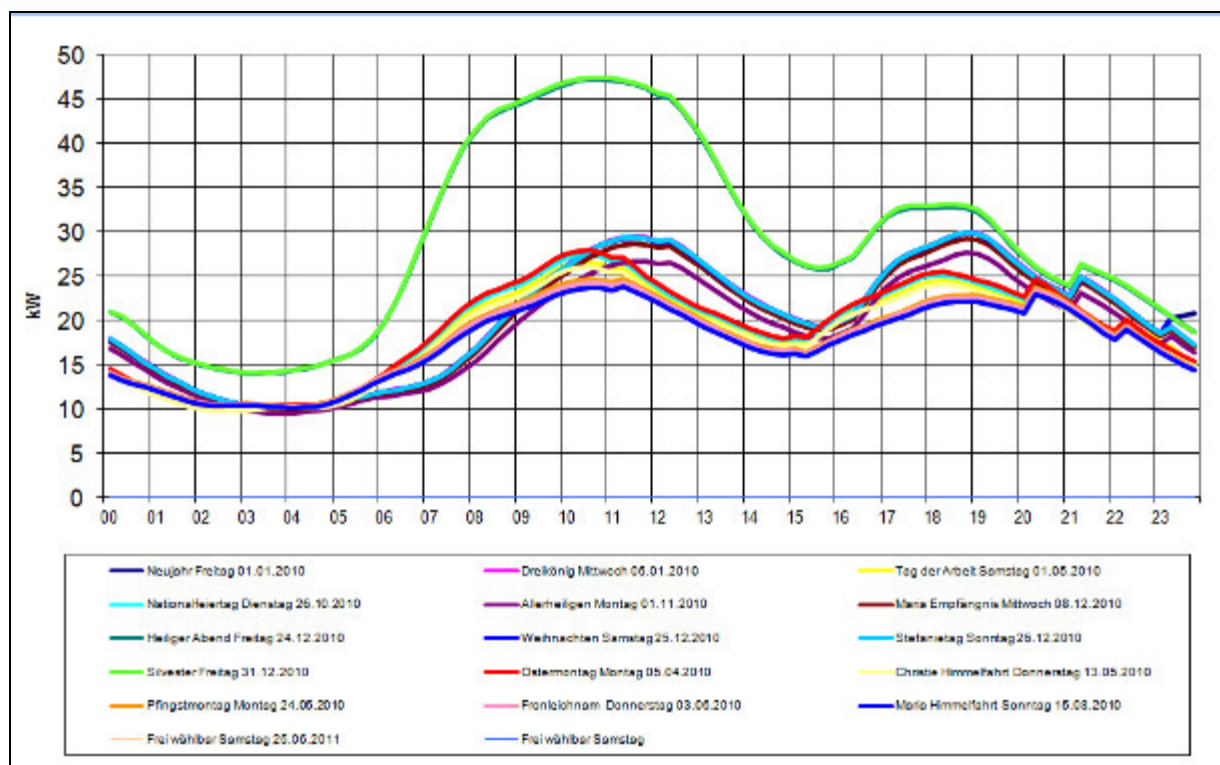
Gemäß den Untersuchungen im Versorgungsgebiet 1 wurde auch hier ein Vergleich der Feiertage angestellt: Folgende Abbildungen stellen die realen und synthetischen Summenlastgänge im Versorgungsgebiet 2 dar und vergleichen diese miteinander (Abbildung 3-10 bis Abbildung 3-12).

Abbildung 3-10: Tageslastgänge der Feiertage im Versorgungsgebiet 2



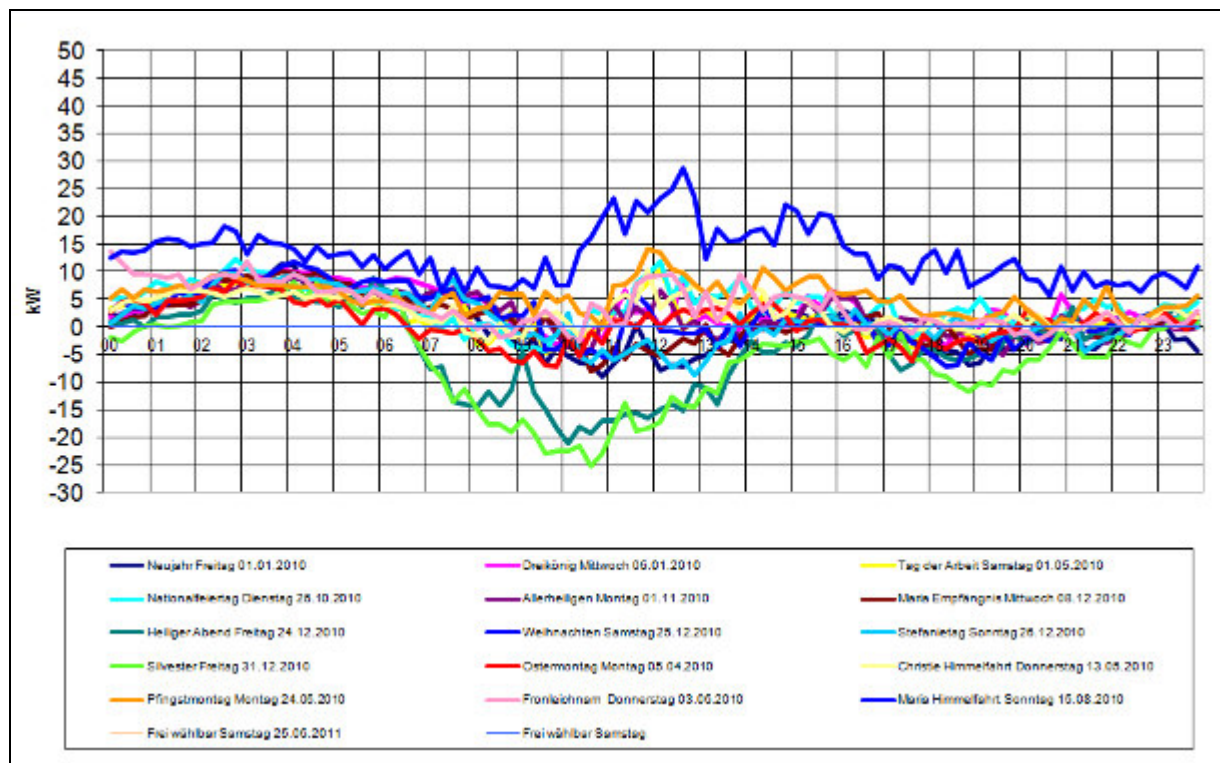
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 3-11: Tageslastgänge der Feiertage des synthetischen Summenlastprofils im Versorgungsgebiet 2



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 3-12: Darstellung der Abweichungen an Feiertagen im Versorgungsgebiet 2



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Als Ergebnis liegen zunächst alle erforderlichen Lastprofile für die beiden Versorgungsgebiete als 1/4-Stunden-Werte für das Jahr 2010 vollständig vor. Jedes Lastprofil ist einem synthetischen Profil zugeordnet und gibt Informationen zum Haushaltstyp (Haus oder Wohnung, Anzahl BewohnerInnen) oder zur gewerblichen Nutzung (Fleischhauerei und Büronutzung). Alle Profile sind den Knoten in den Versorgungsgebieten eindeutig zugeordnet. Zudem wurden die Summenlastprofile der beiden Untersuchungsregionen mit den entsprechenden synthetischen Lastprofilen abgeglichen.

3.3 Einspeiseprofile für PV und BHKW

Nachdem zuvor eine Konsolidierung der Nachfragesituation in den einzelnen Knoten sowie in den beiden Versorgungsgebieten stattfand, wurde in einem weiteren Schritt die Angebots- bzw. Einspeisesituation abgebildet. Dazu war es erforderlich, realitätsnahe Einspeisemuster durch dezentrale Stromerzeugung zu erarbeiten, wobei vordergründig neben Photovoltaik-Anlagen wärmegeführte Blockheizkraftwerke (BHKW) betrachtet wurden.

Insbesondere PV-Anlagen stellen seit Jahren eine boomende Technologie dar, die aufgrund der stark schwankenden Sonneneinstrahlung und damit einhergehender fluktuierender Stromproduktion erhebliche Schwierigkeiten im Netz verursachen.

Im Falle von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) wie z.B. einem BHKW wird durch die Kombination von Wärme- und Stromerzeugung eine signifikante Einsparung an Treibhausgasemissionen erwartet.

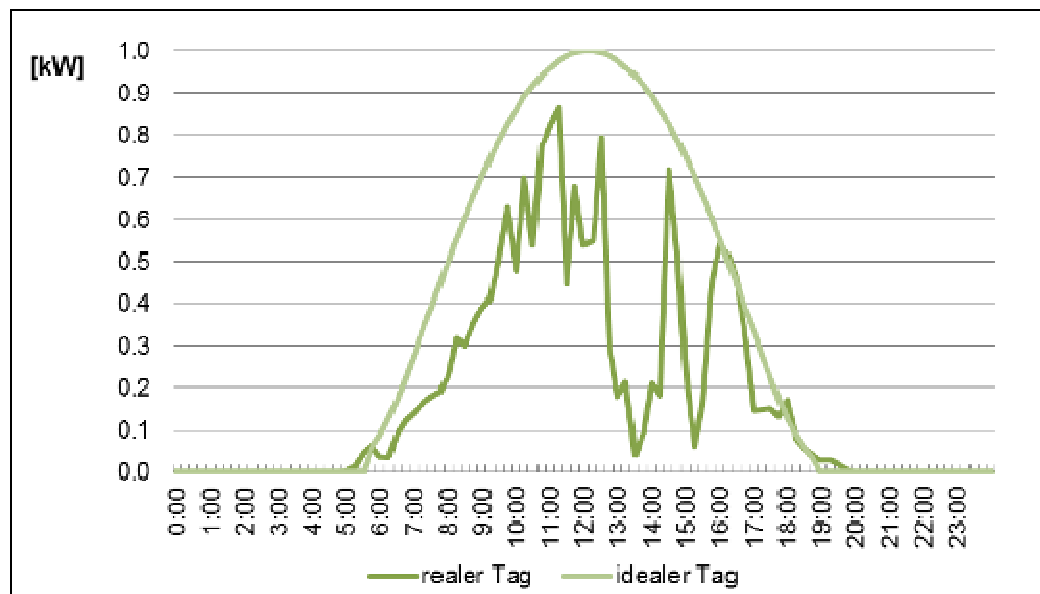
Auch wenn es sich nach wie vor um eine Zukunftstechnologie handelt, so ist doch klar absehbar, dass die Wirtschaftlichkeit der Anlagen in den kommenden Jahren deutlich gesteigert werden kann. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit ist neben der Senkung der Investitionskosten die Betriebsweise (strom- oder wärmegeführt) sowie die Systemkonfiguration (Einbindung von Speichern). Dazu wurden im Projekt realitätsnahe Muster entwickelt.

3.3.1 Einspeiseprofil PV

Um die Angebotssituation durch Photovoltaik abzubilden wurde ein PV-Einspeisemuster von der Linz Strom Netz GmbH, auf Basis real gemessener Werte zur Verfügung gestellt. Somit konnte jedem Netzknotenpunkt eine durchschnittliche PV-Leistung zugeordnet und je Netzgebiet eine Konsolidierung der Einspeisesituation vorgenommen werden.

Folgende Abbildung zeigt den Vergleich eines idealen und eines realen PV-Tagesdargebots. Die Leistung beträgt in beiden Fällen 1 Kilowatt. Das Dargebot eines idealen Tages wurde für die maximal installierbare PV-Leistung herangezogen, da theoretisch jeden Tag eine dementsprechend hohe Einstrahlung auftreten kann.

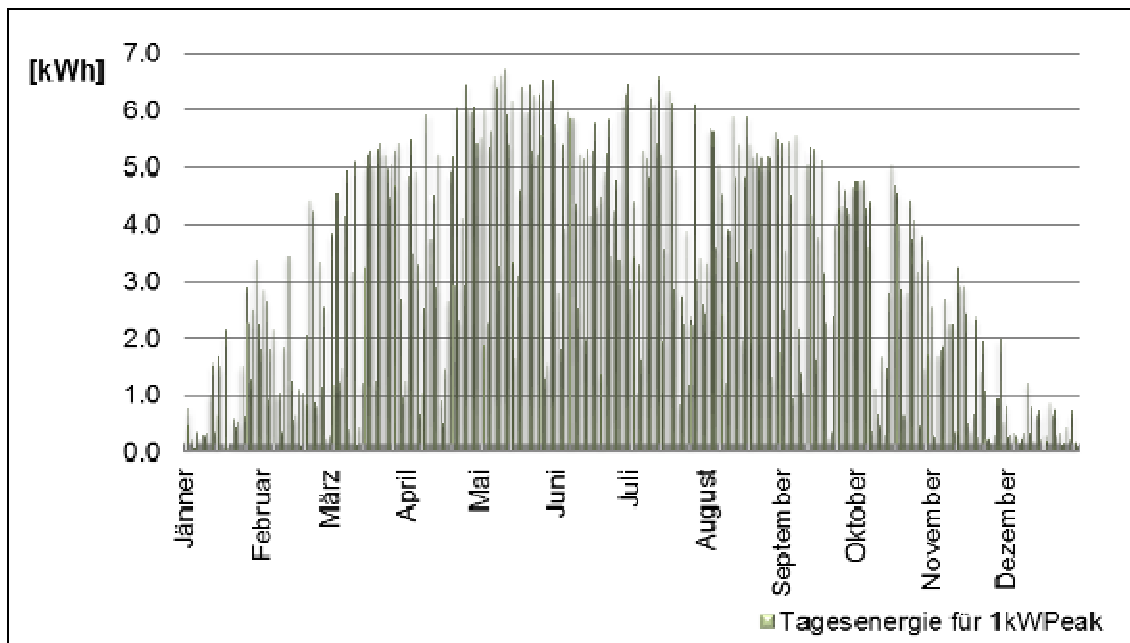
Abbildung 3-13: Vergleich ideales und reales PV-Tagesdargebot



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis real gemessener Werte.

Abbildung 3-14 zeigt die real gemessenen Tageserzeugungen der PV-Anlagen für ein Jahr. Diese Wertereihen wurden verwendet um die energetische Betrachtung für die untersuchten Szenarien durchzuführen. Deutlich zu erkennen ist die jahreszeitliche Schwankung, sowie die unterschiedlichen Tageserträge.

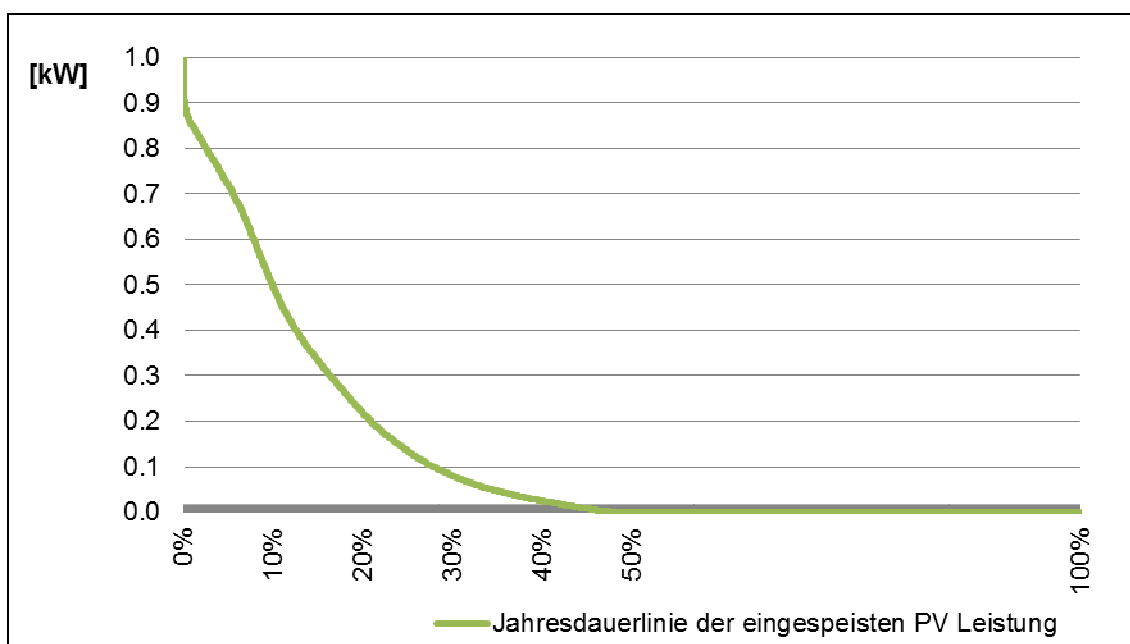
Abbildung 3-14: PV-Tageserträge im Jahresverlauf bezogen auf 1 kW_{peak}



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis real gemessener Werte.

In Abbildung 3-15 ist die Jahresdauerlinie der PV-Leistung dargestellt. Zu erkennen ist, dass das Maximum der installierten Leistung nur an sehr wenigen Zeitpunkten im Jahr auftritt, zu 45 % der Zeit im Jahr überhaupt elektrische Energie an das Netz geliefert wird, und nur 10 % der Zeit Leistungen über 50 % der Zeit auftreten.

Abbildung 3-15: Jahresdauerlinie der PV-Einspeiseleistung bezogen auf 1kW_{peak}



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis real gemessener Werte.

3.3.2 Einspeiseprofil BHKW

Bei der Erarbeitung von Einspeisemuster für wärmegeführte BHKW-Anlagen ist es erforderlich, die Wärmenachfrage im zeitlichen Verlauf zu kennen. Auf Basis der Wärmenachfrage kann der Betrieb eines BHKWs simuliert werden, wobei jedenfalls der Einfluss eines Pufferspeichers in Betracht gezogen werden muss.

Auf Basis eines Datenscreenings wurde festgelegt, dass die Wärmenachfrage mit Hilfe der „neuen Sigmoidfunktion“⁵ und einem realen Temperaturverlauf halbsynthetisch erstellt wird. Mit Hilfe der Sigmoidfunktion lassen sich halbsynthetische Lastprofile für den Gasverbrauch ermitteln, die von den Gasnetzbetreibern zur qualifizierten Abschätzung der Last nicht leistungsgemessener Gaskunden herangezogen werden. Diese Profile wurden durch die Auswertung zahlreicher gemessener Energieverbrauchsdaten für folgende Verbraucherklassen ermittelt:

- Heizgas Einfamilienhäuser (HE)
- Heizgas Mehrfamilienhäuser (HM)
- Heizgas Gewerbebetriebe (HG)
- Prozessgas Gewerbe
- Prozessgas Kochen
- Prozessgas Warmwasser

Gemäß Almbauer (2008) lautet die neue Sigmoidfunktion folgendermaßen:

$$h(\vartheta_a) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta_a - \vartheta_{a0}} \right)^C} + D$$

A, B, C, D ... Parameter der Sigmoidfunktion

ϑ_a ... Außentemperatur der Luft (Prognose)

ϑ_{a0} ... 40° C

Entsprechend dem Profiltyp gelten die in folgender Tabelle dargestellten Parameter bzw. Koeffizienten.

Tabelle 3-3: Parameter der neuen Sigmoidfunktion für HE, HM und HG

	Parameter			
	A	B	C	D
HE	2,842302	-36,990210	6,569208	0,122566
HM	2,399421	-34,135055	5,634742	0,172848
HG	3,040466	-35,669646	5,658592	0,118759

Quelle: Almbauer (2008).

⁵ Vgl. Almbauer (2008).

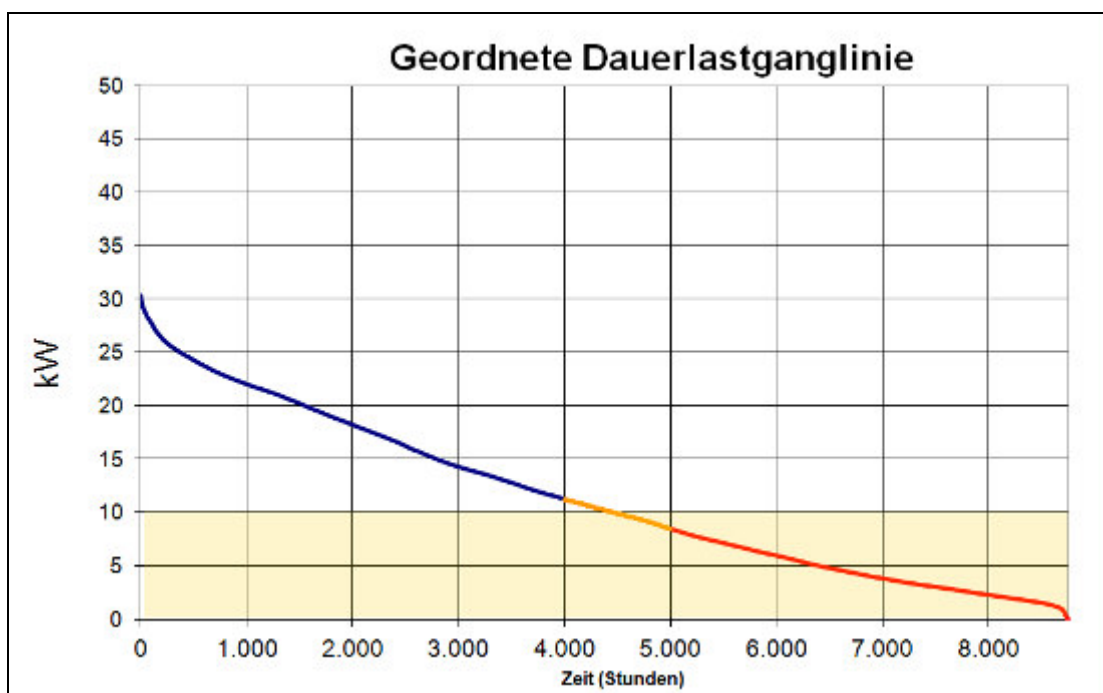
Mit Hilfe der Außentemperatur, die anhand der ZAMG-Methode (gleichwertige Berücksichtigung von $t_{\min}$, $t_{\max}$, t_9 und t_{19}) berechnet werden kann, lässt sich so ein Jahreswärmeprofil auf Tagesbasis berechnen. Für die Ermittlung von Tagesgängen liegen Faktoren vor, die den Tagesgasverbrauch in Abhängigkeit der Außentemperatur auf die Tagesstunden aufteilen. Nachdem hier mit ¼-Stundenwerten gearbeitet wird, wurden diese Stundenwerte linear interpoliert.

Um aus der Wärmenachfrage zu einem Einspeisemuster für Strom zu gelangen, musste ein BHKW modelliert werden. Als Referenz bzgl. der Kennwerte dienten gängige Geräte (z.B. das Gerät Vaillant ecopower 3.0), wobei folgende Eckdaten angenommen wurden:

- Gesamte Heizlast: 25 kW
- Spitzenlastkessel: 15 kW
- Anteil BHKW: 40 %
- P_{th} : 5 - 10 kW
- P_{el} : 2 - 4 kW
- Pufferspeicher: 1.000 l
- $T_{\min}$: 45° C
- $T_{\max}$: 85° C

Der Betrieb des BHKWs erfolgt wärmegeführt, d.h. der Betrieb richtet sich nach dem Wärmebedarf des Gebäudes (Abbildung 3-16), Strom wird als Nebenprodukt erzeugt und nach Abzug des Eigenstrombedarfs ins Netz eingespeist.

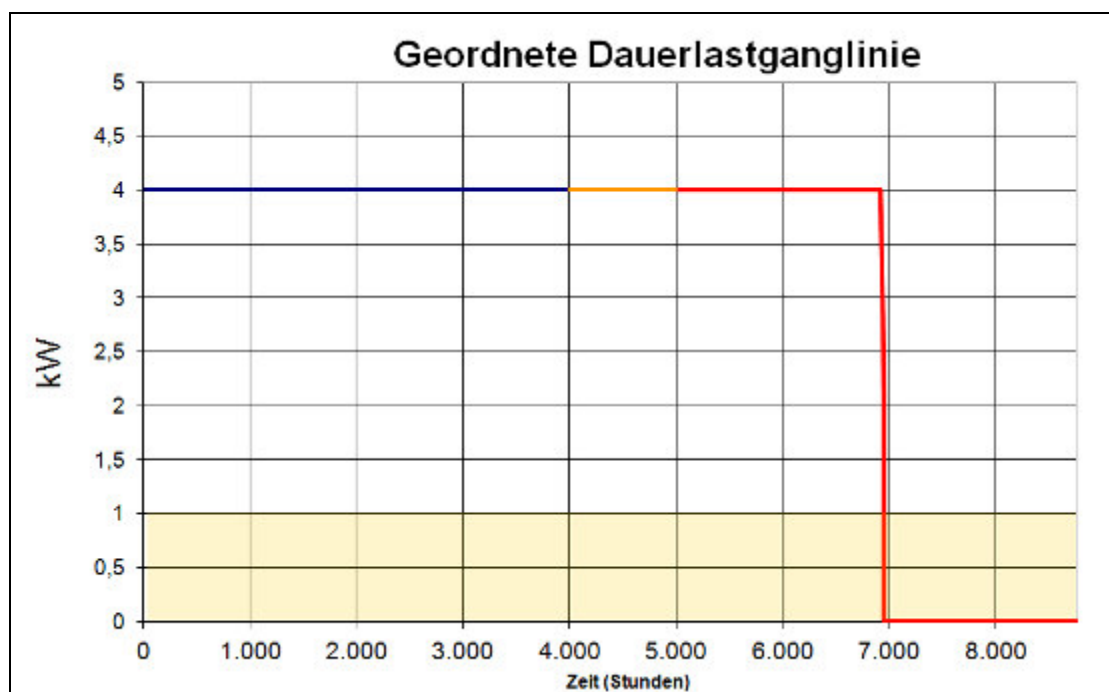
Abbildung 3-16: Geordnete Dauerlastganglinie der Wärmenachfrage für ein BHKW



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

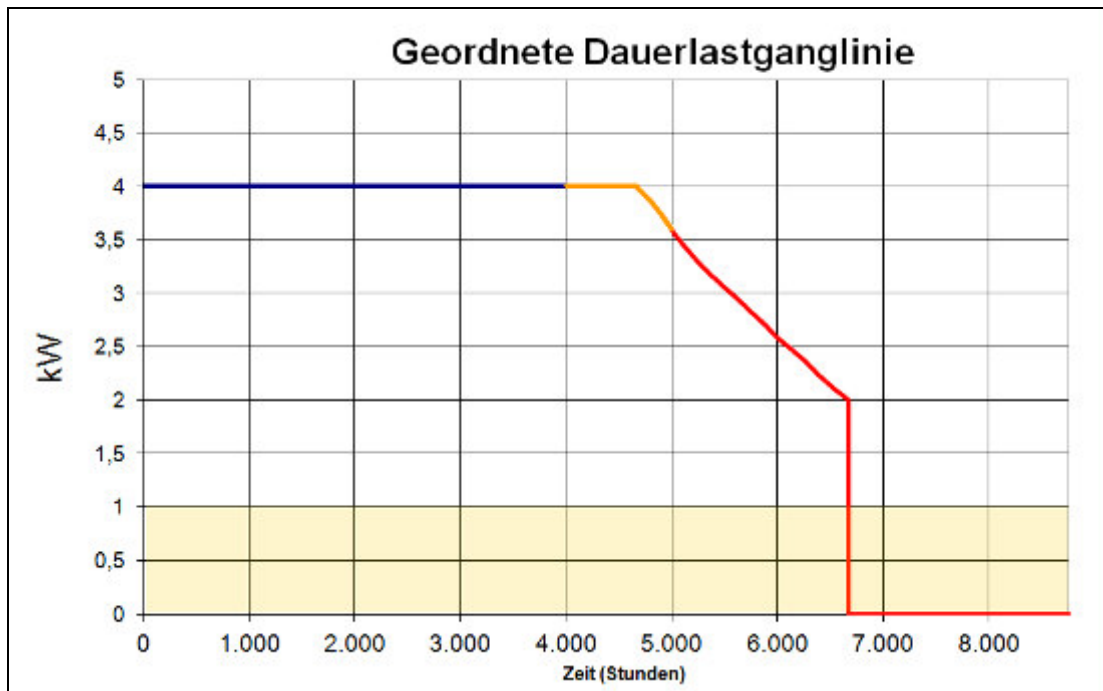
Die Schaltung des BHKWs erfolgt über den Ladezustand des Speichers. Ist der Speicher leer, schaltet sich das BHKW ein, ist er voll, schaltet es sich aus. Gemeinsam mit dem Pufferspeicher kommt das BHKW auf 6.945 Volllaststunden (Abbildung 3-17), ohne Speicher verringert sich dieser Wert auf 6.139 h (Abbildung 3-18). Dieser Wert würde sich deutlich auf knapp über 4.000 h reduzieren, wenn das BHKW nicht modulierend betrieben werden könnte. Der Betrieb des BHKWs unterscheidet sich demnach deutlich je nach der Systemkonfiguration.

Abbildung 3-17: Geordnete Dauerlastganglinie der Stromproduktion des BHKWs, mit Pufferspeicher



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

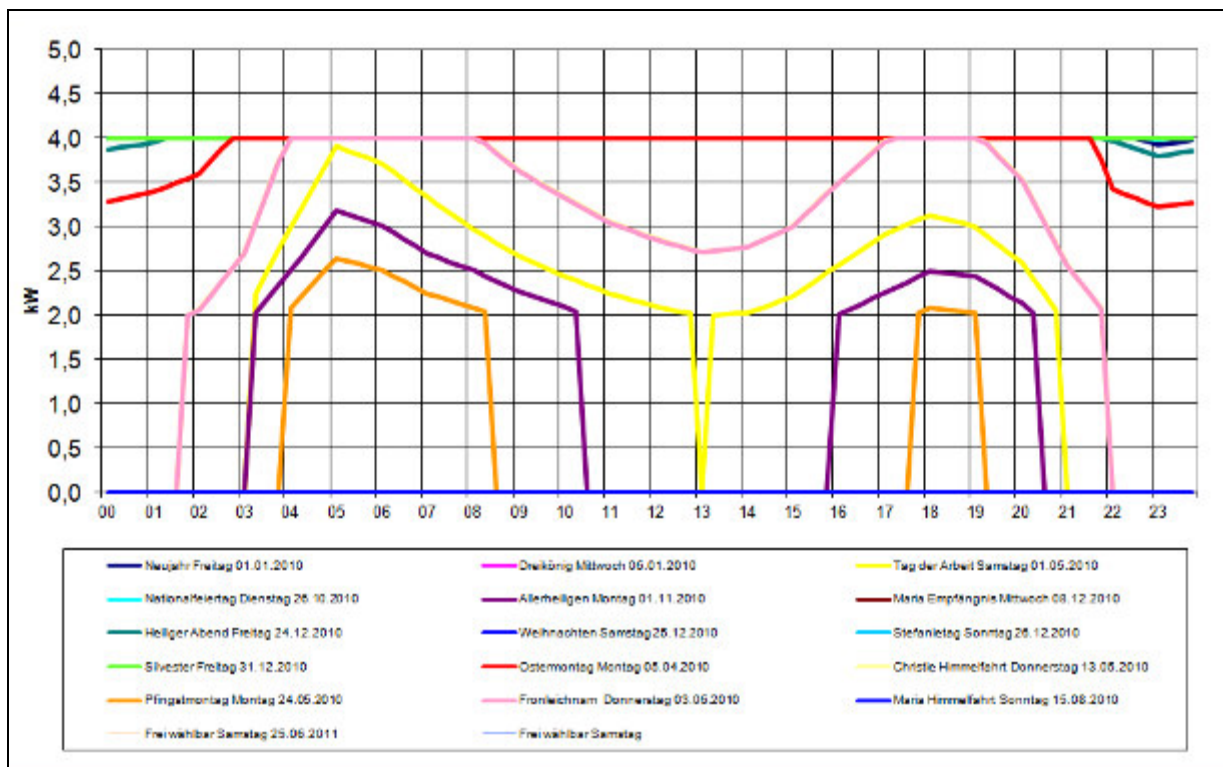
Abbildung 3-18: Geordnete Dauerlastganglinie der Stromproduktion des BHKWs, ohne Pufferspeicher



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Das Schaltverhalten der BHKW-Leistung lässt sich besonders gut an Feiertagen darstellen (Abbildung 3-19). Dabei ist zu beobachten, dass im Sommer die gesamte Wärmemenge durch den Spitzenlastkessel bereitgestellt wird, während in der kalten Jahreszeit die Bereitstellung vorwiegend durch das BHKW stattfindet.

Abbildung 3-19: Tageslastgänge des BHKWs an Feiertagen, ohne Pufferspeicher

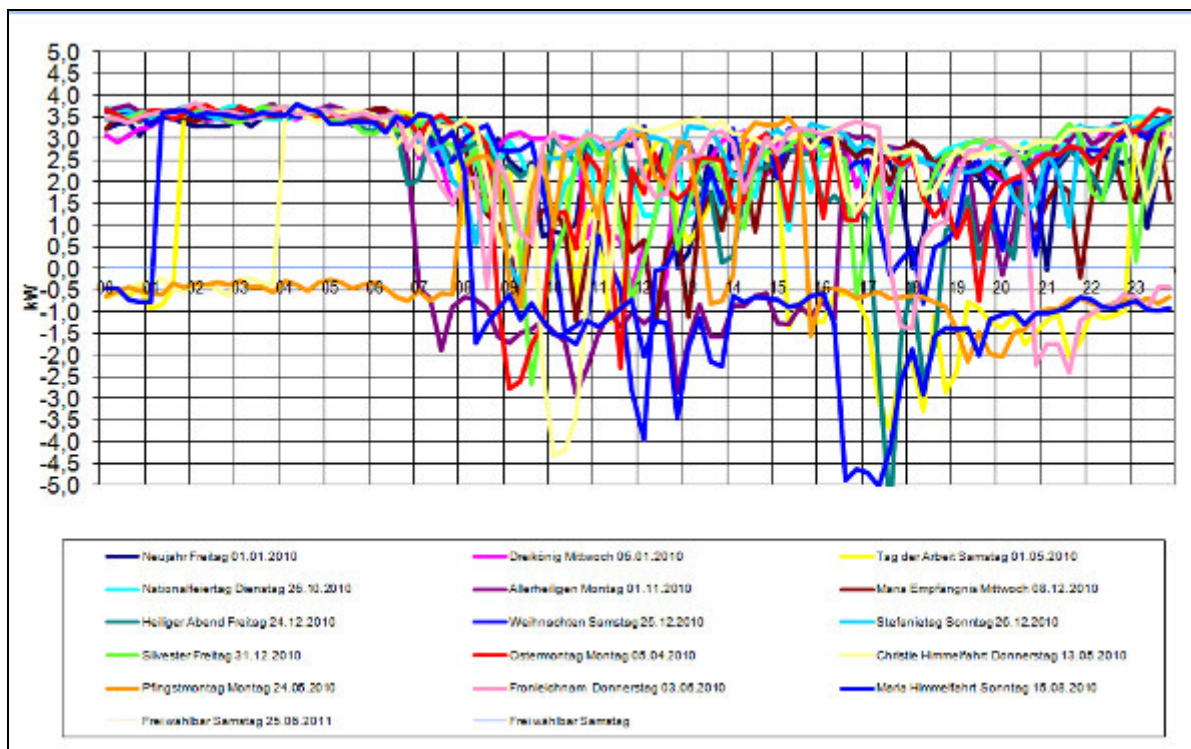


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Hinsichtlich der Modellierung bzw. Simulation wird das BHKW im Versorgungsgebiet 1 am Knoten 6 installiert, dabei handelt es sich um ein kleines Mehrfamilienhaus mit 4 Wohneinheiten.

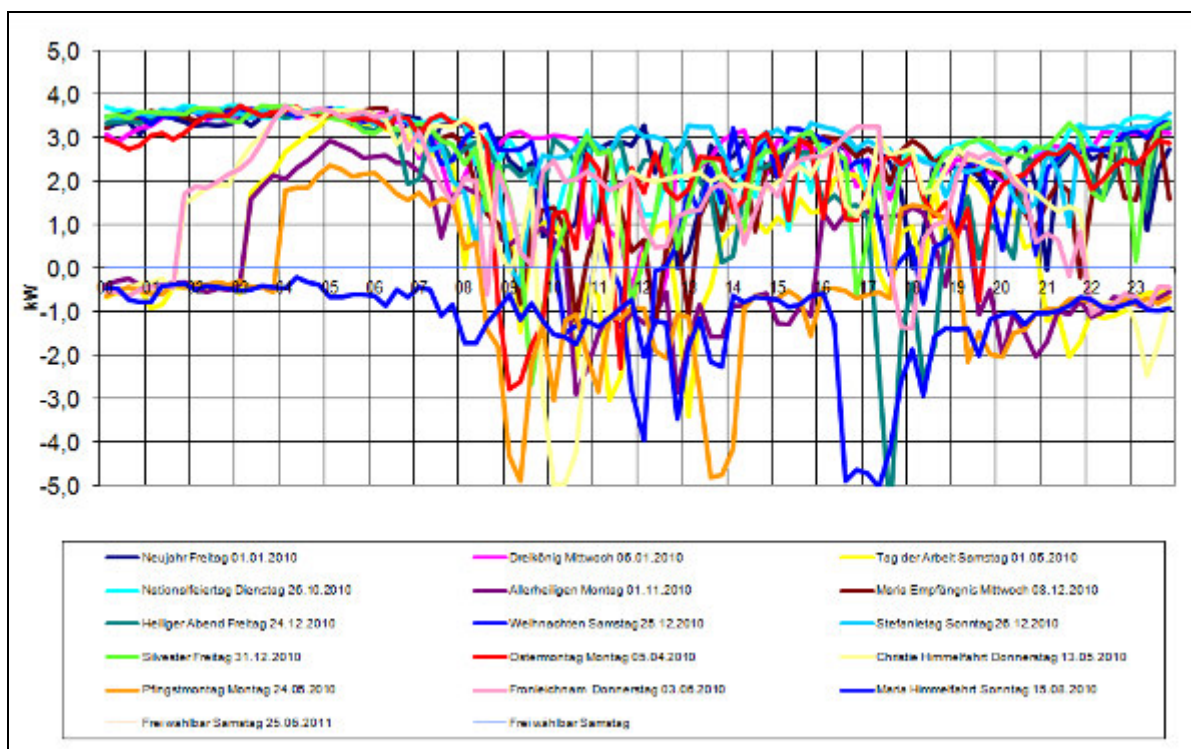
Unter Berücksichtigung der Stromproduktion durch das BHKW ergeben sich für den Knoten 6 somit folgende Einspeiseprofile (am Beispiel der Feiertage) mit (Abbildung 3-20) und ohne Pufferspeicher (Abbildung 3-21). Dabei handelt es sich bei positiven Werten um Einspeisung von Strom, negative Werte stellen die verbleibende Nachfrage nach Strom dar.

Abbildung 3-20: Einspeiseprofil elektrischer Leistung mit BHKW am Knoten 6 im Versorgungsgebiet 1, mit Pufferspeicher



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 3-21: Einspeiseprofil elektrischer Leistung mit BHKW am Knoten 6 im Versorgungsgebiet 1, ohne Pufferspeicher



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

3.4 Konkurrierende Systemlösungen innerhalb des Energieträgers

Derzeit kommt es aufgrund nationaler und europäischer klima- und energiepolitischer Initiativen zu einem starken Ausbau erneuerbarer Energieträger. In Österreich gibt beispielsweise das aktuelle Ökostromgesetz (2012)⁶ einen entsprechenden gesetzlichen Rahmen vor. In diesem Gesetz ist unter anderem ein Ausbauziel der Photovoltaik von zusätzlichen 1,2 GW_{peak} an installierter Leistung bis zum Jahr 2020 (bezogen zum Ausbauzustand des Jahres 2010) festgelegt, wobei ein Großteil davon in den Verteilnetzen integriert werden soll.

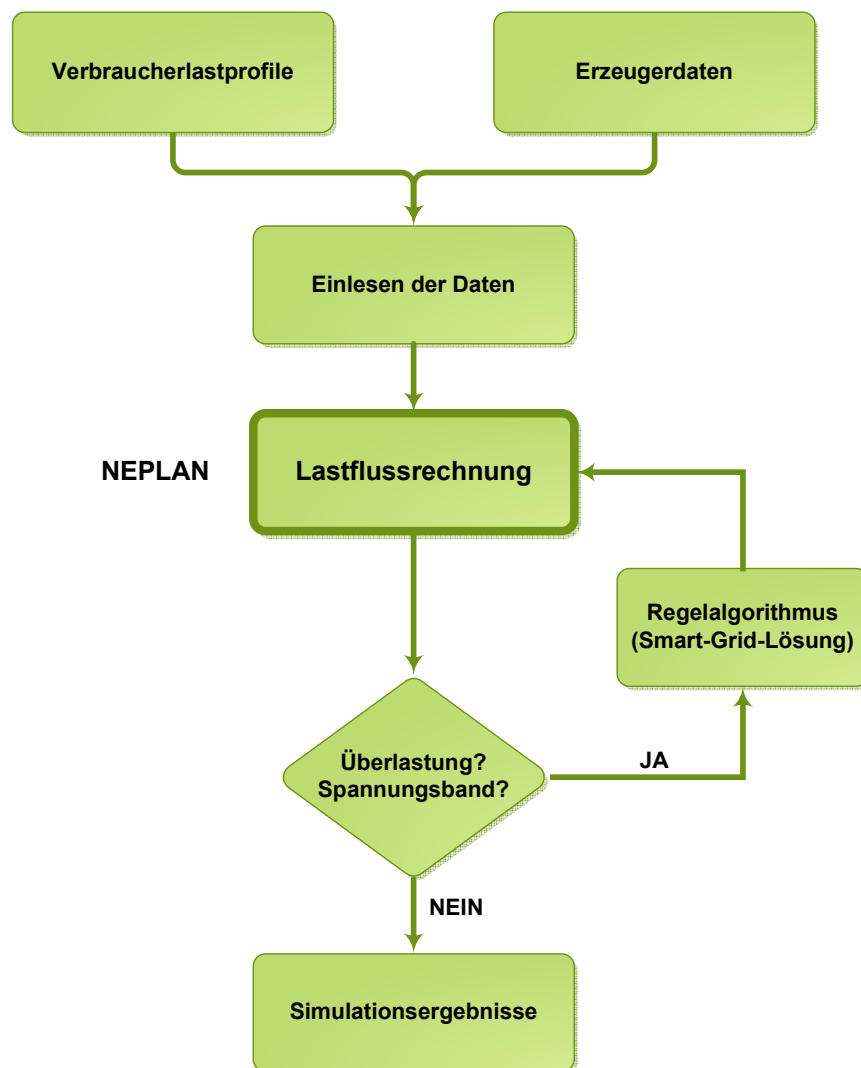
Damit auch zukünftig ein hohes Maß an Versorgungsqualität und -sicherheit eingehalten werden kann, muss das elektrische Energiesystem an diese veränderten Rahmenbedingungen angepasst werden. Dies kann entweder durch klassischen Ausbau der Netze oder durch Integration unterschiedlicher, „smarter“ Technologien, welche eine Regelung und Anpassung der Betriebsmittel an die jeweiligen Zustände im Netz möglich machen, durchgeführt werden. In diesem Arbeitsschritt wurden unterschiedliche konkurrierende Systemlösungen im Niederspannungsnetz einer genauen Analyse hinsichtlich ihrer technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Möglichkeiten, zur Erhöhung dezentraler Erzeugung wie PV, durchgeführt. Für diese unterschiedlichen Systemlösungen wurden anschließend die hierfür nötigen Netzkomponenten und Infrastruktur identifiziert und für eine anschließende wirtschaftliche Bewertung aufbereitet. Schließlich wurde eine wirtschaftliche und ökologische Bewertungsmethodik entwickelt und anhand der Systemlösungen angewendet.

3.4.1 Simulationsmodell

Als Basis für die Analysen wurde ein detailliertes Simulationsmodell der realen Versorgungsgebiete erstellt. Wichtig hierbei war, dass mit diesem Modell neben symmetrischen, auch einphasige und unsymmetrische Belastungs- und Erzeugungssituationen, wie sie im realen Niederspannungsnetz üblicherweise auftreten, simuliert werden können. Als Simulationsumgebung wurde hierfür das Netzanalysesoftwaretool NEPLAN gewählt, da es die nötige Flexibilität bietet, um die vorhandenen Modellierungs- und Berechnungsalgorithmen mittels Einbindung eigens programmierter dll-Files zu erweitern und somit die jeweiligen Regelungsmöglichkeiten der einzelnen Smart Grid-Technologien in die Simulationsumgebung zu integrieren. Abbildung 3-22 zeigt eine schematische Übersichtsskizze des Simulationsmodells.

⁶ Vgl. ÖSG (2012).

Abbildung 3-22: Vereinfachte Prinzip-Skizze des erweiterten Simulationsmodells



Quelle: Eigene Darstellung.

Für jede der analysierten Smart Grid-Technologien wurden eigene Simulationsmodelle erstellt. Diese Modelle ermöglichen es, das Regelverhalten der einzelnen Technologien in den Simulationen zu berücksichtigen, sowie das Verhalten im realen Netzbetrieb über längere Zeiträume (z.B. 1 Jahr auf ¼-Stunden-Basis) hinweg nachzubilden und somit Rückschlüsse bezüglich deren Funktionalität und Potentiale zu ziehen.

Folgender, grundsätzlicher Ansatz wurde für die Ermittlung der maximal installierbaren Leistungen der dezentralen Erzeugungsanlagen (PV) angewendet. Als Basissituation wurden die Belastungszustände der Modellregionen für ein Jahr (¼-Stunden-Mittelwerte über ein Jahr, entspricht 35.040 Messwerten je Zählpunkt im Netz) analysiert. Darauf aufbauend wurden mittels Schönwetter-PV-Profilen (bzw. BHKW-Profilen) die maximal installierbaren PV-Potentiale für den Basiszustand, die einzelnen Netzausbauszenarien und die unterschiedlichen Smart Grid-Technologieszenarien ermittelt. Hierbei wurde jener maximal installierbarer Wert ermittelt, bei dem über das gesamte Jahr keine Grenzwertverletzung (Spannungsband oder thermisch) im Netzbetrieb auftritt.

Darauf aufbauend wurden mit den je Szenario maximal installierbaren Anlagenleistungen und mit den realen PV-Profilen die Möglichkeiten und energetischen Potentiale der einzelnen Systemlösungen ermittelt und die Ergebnisse für die weiteren Arbeitspakete aufbereitet.

3.4.2 Verwendete Grenzwerte

Für die Bewertung der Einhaltung der Versorgungsqualität in den stationären Belastungssituationen wurden die Einhaltung der Spannungsgrenzwerte an den Übergabepunkten zu den einzelnen Verbrauchern und die Einhaltung der thermischen Grenzströme der Betriebsmittel herangezogen.

Die Qualität der Spannung und Einhaltung bestimmter Grenzwerte im öffentlichen Netz werden in einer Reihe von Richtlinien und Normen definiert. Beispielsweise wird in der ÖNORM EN 50160 die Qualität der Spannung am Übergabepunkt zum Verbraucher definiert. Dabei wird die Spannungsqualität mittels einer Reihe von Kennwerten festgelegt, innerhalb welcher Bereiche sich die Pegelwerte bestimmter Kenngrößen der Versorgungsspannung am Übergabepunkt befinden müssen. Mittels dieser Grenzwerte werden sowohl transiente als auch stationäre Veränderungen der Spannungsqualität bewertet. Im Simulationsmodell wurde zu den einzelnen Zeitpunkten ein stationärer also eingeschwungener Betriebszustand analysiert, weshalb die Einhaltung der Spannungsqualität mittels Festlegung der Spannungsbandgrenzen durchgeführt wurde. Die Grenzwerte der 10-Minuten-Mittelwerte wurden mit $UK=UN\pm(0.1*UN)$ festgelegt.

In den von der E-Control veröffentlichten technischen und organisatorischen Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer von Netzen⁷ wird eine Reihe von Regeln angeführt, welche von dezentralen Erzeugungsanlagen im Parallelbetrieb mit Verteilnetzen einzuhalten sind. Beispielsweise wird in Hauptabschnitt D2 definiert, wie Netzurückwirkungen zu beurteilen sind.⁸ Dementsprechend sind folgende kritische Extremsituationen für die Beurteilung des Spannungsniveaus bzw. der Spannungsänderungen im Verteilnetz zu berücksichtigen, wobei für beide Szenarien in allen Punkten des Verteilnetzes das Spannungstoleranzband eingehalten werden soll:

- Starklast des Netzes mit minimaler Einspeisung (niedrigste Spannung)
- Schwachlast des Netzes mit maximaler Einspeisung (höchste Spannung)

Bei den hier erwähnten Belastungssituationen in den untersuchten Beispielnetzen handelt es sich um Extrema, die im realen Netzbetrieb vorkommen könnten. Datenbasis für die durchgeführten Analysen bilden jedoch reale Erzeugungs- und Verbrauchsprofile, welche ein Abbild des realen Netzbetriebs darstellen. Hierbei kommt es beispielsweise bei einer starken Integration von PV-Erzeugungsanlagen kaum zu einer Situation maximaler Einspeisung bei Schwachlast⁹ (Für diese seltenen Extremfälle muss der Netzbetreiber geeignete Maßnahmen setzen können, z.B. Abregeln der Einspeisung).

Aufgrund dieser Einflussfaktoren bzw. unter Berücksichtigung der ÖNORM EN 50160 und der TOR ergibt sich für die Bewertung der beiden Beispielnetze ein Spannungstoleranzband von 11 % in der

⁷ Vgl. E-Control (2004).

⁸ Vgl. E-Control (2006).

⁹ Schwachlast tritt vorwiegend in den Nachtstunden auf, maximale PV-Einspeisung hingegen eher zur Mittagszeit, kann jedoch auch an sonnigen Wochenendnachmittagen im Sommer vorkommen.

Niederspannungsebene. Hiermit werden auch die im realen Netzbetrieb relevanten Spannungsabfälle in der Mittelspannungsebene und des Trafos berücksichtigt.

Als Grenzwerte zur Beurteilung der thermischen Belastungen der Betriebsmittel wurden deren Grenzströme herangezogen. Ein nichtzulässiger Betriebspunkt liegt bspw. bei einer Belastung von mehr als 100 % des thermischen Grenzstroms vor.

3.4.3 Untersuchte Systemlösungen

Um die in den Arbeitspaketen zuvor ermittelten Nachfrage- und Angebotsmuster anzuwenden wurden zwei ländliche Netzregionen bzw. Versorgungsgebiete definiert (siehe Kapitel 3.1). Diese von der Linz Strom Netz GmbH bereit gestellten Niederspannungsnetzabschnitte wurden für die durchzuführenden Netzberechnungen in das Programm NEPLAN übertragen. Zudem wurden, damit die ermittelten Angebots- und Nachfragemuster der Berechnung zugeführt werden können, entsprechende dll-Files programmiert. Dabei wurde für jeden Berechnungsschritt der Jahresreihe jedem Haushalt die Last aus dem erstellten Lastprofil zugewiesen, sowie die PV-Einspeiseleistung eingestellt, und eine Lastflussberechnung durchgeführt.

Im Zuge der Simulation wurden folgende Systemlösungen in die dll-Files implementiert um diese dann anschließend zu bewerten, wobei neben einer Referenzsituation (BAU+PV) zwischen Netzausbauszenarien (GRID_1 bis GRID_3) und Smart Grid-Lösungen bzw. intelligenten Systemlösungen (INNO_1 bis INNO_9) unterschieden wurde:

Referenzszenario:

- BAU+PV: Baseline/Business as usual, Netzabschnitt ohne Maßnahme mit maximaler PV

Konventionelle Netzausbauszenarien:

- GRID_1: Doppelleitungen im gesamten Netz
- GRID_2: Austausch aller Leitungen gegen 150 mm² Standardkabel
- GRID_3: In Versorgungsgebiet 1: Austausch der Leitungen zwischen Knoten 1 und 3 gegen 150 mm² Standardkabel; in Versorgungsgebiet 2: Austausch der Leitungen zwischen Knoten 1 und 10 gegen 150 mm² Standardkabel

Smart Grid-Lösungen:

- Blindleistungsregelung, auf Basis unterschiedlicher Strategien:
 - INNO_1 (Q von U): Blindleistung ($\cos \varphi$ min. 0,9) in Abhängigkeit von der lokalen Spannung
 - INNO_2 (Q von U_{alle}): Blindleistung ($\cos \varphi$ min. 0,9) in Abhängigkeit von der lokalen Spannung, mit Kommunikation, so dass sich alle Wechselrichter an der Regelung beteiligen
 - INNO_3 (Q von P): Blindleistung ($\cos \varphi$ min. 0,9) in Abhängigkeit von der Wirkleistung und damit unabhängig vom Netzzustand
 - INNO_4 (Q von U_{Netztopo}): Zum einen wird die Blindleistung ($\cos \varphi$ min. 0,9) in Abhängigkeit von der lokalen Spannung geregelt. Zum anderen werden jene

Wechselrichter mit einer wirkleistungsabhängigen Blindleistungsregelung ($\cos \varphi$ min. 0,95) ausgestattet, die sich aufgrund der Topologie (Nähe zum Trafo) an der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung nicht beteiligen würden.

- Wirkleistungsregelung (Reduktion der eingespeisten Leistung bis zu einem Minimum von 70 %):
 - INNO_5 (P von U): Bei symmetrischer Einspeisung wird die Wirkleistung bis zu einem Wert von 70 % in Abhängigkeit von der lokalen Spannung gedrosselt.
 - INNO_5_1 (P von U_M1): Bei unsymmetrischer und einphasiger Einspeisung wird die Wirkleistung bis zu einem Wert von 70 % in Abhängigkeit von der lokalen Spannung an der Phase, an der die PV-Anlage angeschlossen ist, gedrosselt.
 - INNO_5_2 (P von U_M3): Bei unsymmetrischer und einphasiger Einspeisung wird die Wirkleistung bis zu einem Wert von 70 % in Abhängigkeit von der lokalen Spannung aller drei Phasen an dem Knoten, an dem die PV-Anlage angeschlossen ist, gedrosselt.
 - INNO_6 (P von U_alle): Bei symmetrischer Einspeisung wird die Wirkleistung bis zu einem Wert von 70 % in Abhängigkeit von der lokalen Spannung und bei der unsymmetrischen und einphasigen Einspeisung in Abhängigkeit von der Phasenspannung der angeschlossenen Wechselrichter gedrosselt. Zusätzlich ist eine Kommunikation für alle Wechselrichter vorgesehen, sodass alle Wechselrichter im Netz gleichartig agieren und die eingespeiste Leistung um denselben Wert reduzieren.
- INNO_7 (RONT): Transformator wird durch einen regelbaren Ortsnetztransformator ersetzt.
- Kombination aus mehreren Technologien:
 - INNO_8 (Q von U + P von U): Kombinierte Blind- und Wirkleistungsregelung basierend auf lokalen Größen, wobei zuerst das Potential der Blindleistungsregelung ($\cos \varphi$ min. 0,9) ausgeschöpft wird, und danach erst die Wirkleistungsregelung aktiviert wird.
 - INNO_9 (RONT + Q von U + P von U): Kombiniert den regelbaren Ortsnetztransformator mit der Blind- und Wirkleistungsregelung, wobei vor der Blind-Wirkleistungsregelung mit dem regelbaren Ortsnetztransformator versucht wird, die Spannung zu regeln.

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung wurden für die weitere Verarbeitung in einem Ausgabe-File gespeichert. Mit Hilfe der programmierten dll-Files konnte für jedes Szenario die maximal zu installierende PV-Leistung ermittelt werden, wobei davon ausgegangen wurde, dass jeden Tag idealer Sonnenschein herrscht. Für alle Szenarien wurde symmetrische, einphasige und unsymmetrische (3/6 Phase 1, 2/6 Phase 2 und 1/6 Phase 3 der PV-Leistung) Varianten untersucht.

3.4.4 Systemlösungskatalog

Aufbauend auf die Festlegung der zu untersuchenden Szenarien wurden für diese Systemlösungen die Vor- und Nachteile der einzelnen Varianten sowie die dafür benötigte Infrastruktur in Form eines Systemlösungskatalogs ausgearbeitet. Folgende Tabellen zeigen in kompakter Form die Stärken und Schwächen der einzelnen Netzausbau- und Smart Grid-Szenarien.

Tabelle 3-4: Systemlösungskatalog der Netzausbauszenarien

	Einsatzgebiet		Erforderliche Infrastruktur
	Stärken	Grenzen	
GRID_1 Doppelleitungen im gesamten Netz	Wirksamkeit in symmetrischen und unsymmetrischen Einspeisesituationen; Geringere Leitungsverluste	Kosten des Netzausbaus	Zusätzliche Leitungen
GRID_2 Austausch aller Leitungen gegen 150 mm ² Standardkabel	Wirksamkeit in symmetrischen und unsymmetrischen Einspeisesituationen; Geringere Leitungsverluste	Kosten des Netzaus- bzw. Netzumbaus	Neue Leitungsinfrastruktur
GRID_3 Austausch spezifischer Schwachstellen im Netz gegen 150 mm ² Standardkabel	Wirksamkeit in symmetrischen und unsymmetrischen Einspeisesituationen; Geringere Netzausbaukosten als Aus- bzw. Umbau des gesamten Netzes; Geringere Leitungsverluste	Kosten des Netzaus- bzw. Netzumbaus	Neue Leitungsinfrastruktur

Quelle: Eigene Darstellung.

Tabelle 3-5: Systemlösungskatalog der intelligenten Systemlösungen INNO_1 bis INNO_3

	Einsatzgebiet		Erforderliche Infrastruktur
	Stärken	Grenzen	
INNO_1 (Q von U) Blindleistung in Abhängigkeit von der lokalen Spannung	Regelung der lokalen Spannung durch Beeinflussung der WR-Blindleistung; Gute Wirksamkeit bei symmetrischen Erzeugungs- und Lastsituationen	Bei unsymmetrischen Erzeugungs- und Lastsituationen ist die Wirksamkeit gering	Wechselrichter muss Q(U) Regelfähigkeit implementiert haben; Keine Kommunikation notwendig
INNO_2 (Q von U_{alle}) Blindleistung in Abhängigkeit von der lokalen Spannung, mit Kommunikation	Regelung der lokalen Spannung durch Beeinflussung der WR-Blindleistung; Gute Wirksamkeit bei symmetrischen Erzeugungs- und Lastsituationen	Bei unsymmetrischen Erzeugungs- und Lastsituationen ist die Wirksamkeit gering	Wechselrichter muss Q(U) Regelfähigkeit implementiert haben; Keine Kommunikation notwendig
INNO_3 (Q von P) Blindleistung in Abhängigkeit von der Wirkleistung	Beeinflussung des Spannungsniveaus durch Einspeisung von Blindleistung; Einfache Strategie zur Blindleistungsbeeinflussung; Bei homogenen Netzkonfigurationen Wirksamkeit gegeben; Wirksamkeit bei symmetrischen Erzeugungs- und Lastsituationen gegeben	Steuerung, keine Regelung; reagiert nicht auf aktuelle Netzzustände; Änderungen in der Netzkonfiguration und/oder Erzeugungs- Verbrauchssituation benötigen ggf. Anpassung der Steuerkennlinien des Wechselrichters; Bei unsymmetrischen Erzeugungs- und Lastsituationen ist die Wirksamkeit gering	Wechselrichter die Q(P) Steuerung fähig sind; Keine Kommunikation notwendig

Quelle: Eigene Darstellung.

Tabelle 3-6: Systemlösungskatalog der intelligenten Systemlösungen INNO_4 bis INNO_5

	Einsatzgebiet		Erforderliche Infrastruktur
	Stärken	Grenzen	
INNO_4 (Q von U_Net topo) Blindleistung in Abhängigkeit von der lokalen Spannung, kombiniert mit wirkleistungsabhängig geregelten Wechselrichter	Analyse nur in symmetrischen Simulationsfällen	Wirksamkeit von der Anordnung der Wechselrichter bzw. deren implementierten Regelstrategien und deren Verteilung abhängig	Wechselrichter muss Q(U) und der Rest Q(P) Regelfähigkeit implementiert haben; Kommunikationsinfrastruktur notwendig; Engineering-Aufwand um optimale Verteilung der Wechselrichter zu ermitteln
INNO_5_1 (P von U_M1) Begrenzung der Wirkleistung in Abhängigkeit von der lokalen Spannung; bei unsymmetrischer und einphasiger Einspeisung von der Spannung an der Phase des Anschlussknoten	Drosselt die eingespeiste Wirkleistung in Abhängigkeit des lokalen Spannungsniveaus; Kann einfach im Netz, ohne Kommunikationsaufwand implementiert werden; Wirksamkeit sowohl in symmetrischer als auch bei unsymmetrischer Erzeugungs- und Lastsituationen gegeben	In kritischen Situationen wird ein Teil der Energie nicht eingespeist ("weggeworfen"); Nicht gleichberechtigtes Drosseln der Anlagen (Exponierte Anlagen werden öfters gedrosselt)	Wechselrichter muss P(U) Regelfähigkeit aufweisen
INNO_5_2 (P von U_M3) Begrenzung der Wirkleistung in Abhängigkeit von der lokalen Spannung; bei unsymmetrischer und einphasiger Einspeisung von der Spannung an allen Phasen des Anschlussknoten	Drosselt die eingespeiste Wirkleistung in Abhängigkeit des lokalen Spannungsniveaus; Kann einfach im Netz, ohne Kommunikationsaufwand implementiert werden; Wirksamkeit sowohl in symmetrischer als auch bei unsymmetrischer Erzeugungs- und Lastsituationen gegeben; Kann bei unsymmetrischen Einspeiseverhältnisse auf Spannungsbandprobleme in den anderen Phasen reagieren	In kritischen Situationen wird ein Teil der Energie nicht eingespeist ("weggeworfen"); Nicht gleichberechtigtes Drosseln der Anlagen (Exponierte Anlagen werden öfters gedrosselt).	Wechselrichter muss P(U) Regelfähigkeit aufweisen; Messeinheit muss alle Phasenspannungen erfassen; WR-Regelalgorithmus muss Spannungsbeträge in allen Phasen berücksichtigen

Quelle: Eigene Darstellung.

Tabelle 3-7: Systemlösungskatalog der intelligenten Systemlösungen INNO_6 bis INNO_9

	Einsatzgebiet		Erforderliche Infrastruktur
	Stärken	Grenzen	
INNO_6 (P von U_{alle}) Begrenzung der Wirkleistung in Abhängigkeit von der lokalen Spannung; bei unsymmetrischer und einphasiger Einspeisung von der Spannung an der Phase des Anschlussknoten, mit Kommunikation	Drosselt die eingespeiste Wirkleistung in Abhängigkeit des lokalen Spannungsniveaus; Drosselt gleichberechtigt sämtliche Anlagen im Netz; Wirksamkeit sowohl in symmetrischer als auch bei unsymmetrischer Erzeugungs- und Lastsituationen gegeben	In kritischen Situationen wird ein Teil der Energie nicht eingespeist ("weggeworfen")	Wechselrichter muss P(U) Regelfähigkeit aufweisen; Für eine koordinierte WR-Regelung ist eine Kommunikationsinfrastruktur notwendig
INNO_7 (RONT) Regelbarer Ortsnetztransformator	Anpassung des Spannungsniveaus an die jeweilige Erzeugungs- bzw. Lastsituation; Gute Regelbarkeit bei symmetrischer Erzeugungs- und Lastverteilung im Netz	Bedingte Regelfähigkeit bei inhomogener Verteilung der Erzeugung in unterschiedlichen Trafoabgängen und unsymmetrischer Erzeugungs- und Lastverteilung	Setzt das Vorhandensein einer Kommunikationsinfrastruktur und einer Netzregleinrichtung (Traforegler) voraus
INNO_8 (Q von U + P von U) Kombinierte Blind- und Wirkleistungsregelung basierend auf lokalen Größen (zunächst Blindleistung, dann Wirkleistung)	Blindleistungsbeeinflussung hauptsächlich wirksam in symmetrischen Erzeugungssituationen; Gute Anwendbarkeit in den symmetrischen Analysefällen	In kritischen Situationen wird ein Teil der Energie nicht eingespeist ("weggeworfen"); Bei unsymmetrischen Einspeisesituationen Wirksamkeit der Blindleistungsbeeinflussung stark begrenzt	Wechselrichter muss Q(U) und P(U) Regelfähigkeit aufweisen; Keine Kommunikationsinfrastruktur notwendig
INNO_9 (RONT + Q von U + P von U) Kombiniert den RONT mit der Blind- und Wirkleistungsregelung (zunächst RONT, dann Blind- und Wirkleistung)	In den analysierten symmetrischen Einspeisefällen, größtes Potenzial der Smart Grid-Technologien	In kritischen Situationen wird ein Teil der Energie nicht eingespeist ("weggeworfen"); Bei unsymmetrischen Einspeisesituationen Wirksamkeit der Blindleistungsbeeinflussung und Trafostufung stark begrenzt	Wechselrichter muss Q(U) und P(U) Regelfähigkeit aufweisen; Kommunikationsinfrastruktur notwendig, jedoch mit geringen "exponierten" Messpunkten (Bspw. Info über Spannungsniveau des Endknoten für koordinierte Trafostufung ausreichend)

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

3.4.5 Ökonomischer Untersuchungsrahmen

Auf Basis der Ergebnisse der technischen und energetischen Analyse der in Kapitel 3.4.3 festgelegten Szenarien wurde eine integrierte wirtschaftliche Bewertungsmethodik entwickelt. Die wirtschaftliche Betrachtung der Systemlösungen erfolgte dabei vor dem Hintergrund einer gesamtwirtschaftlichen Sichtweise bzw. Netzbetreibersicht (Systemgrenze Netzabschnitt inkl. Trafo) und einer Nutzersicht (Systemgrenze Gebäude). Dabei ist zu beachten, dass die Sicht des Netzbetreibers beim jeweiligen

Gebäude bzw. Kunden endet, somit wird das Augenmerk der Evaluierung auf die Rahmenbedingungen bzw. Maßnahmen gelegt, die dazu notwendig sind um den Anteil an PV im Netzabschnitt zu erhöhen.

Allgemeine Randbedingungen

Folgende allgemeine ökonomische Randbedingungen wurden für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung festgelegt:

- Kalkulationszinssatz: 5 %/a
- Energiepreisindex: 2,80 %/a
- Betrachtungszeitraum: entsprechend der technischen Lebensdauer

Netzinfrastuktur

Wie bereits erläutert, sind je nach Szenario entsprechende Investitionen in die Netzinfrastuktur notwendig um eine dezentrale PV-Einspeisung zu ermöglichen. Die intelligenten Systemlösungen bilden dabei eine Ausnahme, da diese die Integration dezentraler Einspeisung meist durch eine geregelte Betriebsweise (Blindleistungs- oder Wirkleistungsregelung) der Erzeugungstechnologie erreichen. Aus Sicht des Netzbetreibers entstehen bei innovativen Lösungen somit ausschließlich Kosten aufgrund der koordinierten Steuerung und Regelung der PV.

Die wirtschaftliche Betrachtung hat daher einerseits einmalige sowie wiederkehrende Kosten zu berücksichtigen, die sich aus den Charakteristika des jeweiligen Szenarios ergeben. Um Investitionen zu bewerten sowie jährliche Kosten zu ermitteln und gegenüberzustellen, werden dazu Investitionsrechnungen auf Basis des Vollkostenansatzes und der Kapitalwertmethode angewendet.

Als Input für die ökonomische Analyse dienen hierfür typische Investitions- und Betriebskosten für die Netzinfrastuktur, sowie durchschnittliche Stromkosten und PV-Einspeisetarife. Das Kostenmodell ist dabei so aufgebaut, dass u.a. zusätzliche Kosten berücksichtigt werden. Fixe und variable Kosten, die ohnehin für die Aufrechterhaltung des Netzbetriebs notwendig sind, werden nicht miteinbezogen. Im Wesentlichen sind folgende Kostenblöcke aus Sicht des Netzbetreibers relevant:

- Kosten Netzverluste
- Kosten Netzausbau
- Kosten Trafo

Netzverluste

Durch eine verstärkte, v.a. fluktuierende Einspeisung von kleinen und mittleren Erzeugungseinheiten wie jener der PV, kommt es im Netzabschnitt zu häufigen Lastflussumkehrungen und somit zu erhöhten Verlusten im Netz und am Transformator. Diese energetischen Verluste stellen für den Netzbetreiber auch monetäre Verluste dar und werden dementsprechend in Form von Kompensationskosten bewertet.

Kosten Netzausbau

Der Netzausbau auf der Niederspannungsebene ist von Fall zu Fall unterschiedlich zu bewerkstelligen bzw. hängt stark von den örtlichen Gegebenheiten ab. Die bestehende Netzinfrastuktur im untersuchten Versorgungsgebiet setzt sich aus freistehenden sowie verkabelten Leitungen zusammen, wobei jeweils verschiedene Technologien bzw. Querschnitte eingesetzt werden. Dabei wird angenommen, dass,

entsprechend den definierten Szenarien, ein zusätzlicher Netzausbau ausschließlich mit Verkabelung durchgeführt werden soll. Die Kosten hierfür setzen sich einerseits aus den Investitionskosten für das Kabel sowie den Grabungs- und Verlegungsarbeiten zusammen. Zum anderen sind für die Instandhaltung bzw. den Betrieb der Leitungsinfrastruktur Kosten anzusetzen, die stark von Parametern wie Verbauungsdichte, Oberflächen, Bewuchsdichte und dergleichen beeinflusst werden.

Kosten Trafo

Adaptierungen am bestehenden Transformator werden gemäß der technischen Analyse ausschließlich an zwei Systemlösungsszenarien durchgeführt (INNO_7 und _9). Dabei wird der bestehende konventionelle Ortsnetztrafo durch einen regelbaren Ortsnetztrafo (RONT) ersetzt. Trotz geringer Marktreife und hohen Kosten für den Stufensteller erhofft man sich vom RONT maximale technische Effektivität und wirtschaftliche Effizienz, wie in einigen Untersuchungen bereits bewiesen wurde. Das Investment für einen Trafo bzw. RONT definiert sich maßgebend durch die Leistungsgröße, zusätzliche Betriebskosten fallen in geringer Höhe an. Ebenso wie für den Netzausbau wurde auch aus einer umfassenden Literaturrecherche sowie Gesprächen mit Netzbetreibern eine repräsentative Bandbreite an Kosten abgeleitet und für die vorliegenden Berechnungen zugrunde gelegt.

Folgende spezifische Kosten, basierend auf Angaben der Linz Strom Netz GmbH sowie einer umfassenden Literaturrecherche^{10 11}, wurden für die ökonomische Bewertung herangezogen:

- Spezifische Investitionskosten NSP-Verkabelung¹²: 35-110 EUR/m
- Investitionskosten Regelbarer Ortsnetztransformator: 8.000 EUR
- Betriebskosten NSP-Verkabelung: 0,09-0,35 EUR/m,a
- Betriebskosten NSP-Freileitung: 0,41-0,88 EUR/m,a
- Betriebskosten Regelbarer Ortsnetztransformator: 140-440 EUR/a
- Kompensationskosten Netzverluste: 5,5-9,5 cent/kWh

Photovoltaik-System

Während aus Netzbetreibersicht der Fokus auf der Netzinfrastruktur liegt, werden aus Nutzersicht ausschließlich die Investitions- und Betriebskosten der PV-Anlagen betrachtet. Die Betriebskosten beinhalten dabei Aufwendungen für Versicherung, Miete für Stromzähler, laufende Wartung und Reparaturkosten für Wechselrichter. Für eine umfassende Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von PV-Systemen auf Basis des Vollkostenansatzes und der Kapitalwertmethode werden folgende Kostenfaktoren festgelegt:

- Spezifische Investitionskosten PV-System (inkl. Installationskosten): 2.336 EUR/kW *
- Reduktion spez. Investitionskosten PV-System: 19 %/a *
- Investitionszuschuss bei Volleinspeisung: 30 % der Investitionssumme bzw. max. 200 EUR/kW **
- Investitionsförderung bei Eigenverbrauch (ab 12.4. bis 30.11.2013): 300 EUR/kW **
- Versicherung: 0,3 % der Investitionssumme/a

¹⁰ Vgl. Braun (2012).

¹¹ Vgl. Leprich et al. (2011).

¹² Inkl. Grabungsarbeiten.

- Miete Stromzähler: 35 EUR/a
- Laufende Wartung: 0,1 % der Investitionssumme/a
- Reparaturkosten Wechselrichter: 60 EUR/a
- Betriebskostenindex: 2 %/a
- Einspeisetarif PV, gemäß Ökostrom-Einspeisetarifverordnung: 18,12 cent/kWh ***
- Überschuss-Einspeisung: 9,04 cent/kWh **

* Basis: 5 kW_{peak}-Anlage; Quelle: Biermayr et al. (2012)

** gemäß Angaben vom Bundesverband Photovoltaik Austria, www.pvaustria.at

*** gemäß Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012

Technische Lebensdauer

Für sämtliche Komponenten wurde jeweils folgende technische Lebensdauer festgelegt, basierend auf Angaben der Linz Strom Netz GmbH sowie einer umfassenden Literaturrecherche¹³:

- NSP-Verkabelung und -Freileitung: 40-60 Jahre
- Ortsnetztransformator (Hochbau, elektr. Einrichtungen, Trafo): 40-55 Jahre
- PV-Module: 25 Jahre

3.4.6 Ökologischer Untersuchungsrahmen

Die ökologische Analyse umfasst im Wesentlichen spezifische Emissionsfaktoren um die Einsparung an CO₂e-Emissionen zu quantifizieren, die sich durch die Strombereitstellung durch PV gegenüber dem herkömmlichen Strom-Mix ergeben. Dazu wird der im aktuellen Stromkennzeichnungsbericht im Jahr 2011 den österreichischen Endkunden durchschnittlich bereitgestellte Strom-Mix herangezogen.¹⁴ Demnach verursacht in Österreich die Erzeugung von Elektrizität durchschnittliche Umweltauswirkungen in der Höhe von 192,5 g CO₂e/kWh, sowie etwa 0,1 mg radioaktiven Abfall/kWh. Der radioaktive Abfall ist auf den Stromimport unbekannter Herkunft zurückzuführen. Im Zuge der ökologischen Bewertung der Substitution der konventionellen Stromerzeugung durch erneuerbare Energieträger wird diese Kategorie nicht weiter betrachtet. Die Emissionseinsparungen hängen unmittelbar mit dem jährlichen PV-Ertrag zusammen, welcher aufgrund der Degradation bzw. altersbedingt für Photovoltaik-Anlagen jährlich um etwa 0,4 % sinkt.¹⁵ Unter der Annahme einer Lebensdauer von 25 Jahren für PV-Anlagen und einer gleichbleibenden jährlichen Stromnachfrage nehmen die jährlichen Emissionseinsparungen zwischen dem 1. und dem 25. Jahr um 9 % ab. Dementsprechend werden die über die Lebensdauer der Anlage aggregierten Emissionsminderungen errechnet und daraus durchschnittliche jährliche Einsparungen abgeleitet.

¹³ Vgl. Braun (2012).

¹⁴ Vgl. E-Control (2012b).

¹⁵ Kollmann et al. (2012).

3.5 Konkurrierende Systemlösungen zwischen den Energieträgern

Dezentrale Energiebereitstellungssysteme stehen hinsichtlich technischer, ökonomischer sowie ökologischer Gesichtspunkte in Konkurrenz zueinander. Dies umfasst neben den Investitions- und laufenden Kosten vor allem die verursachten Emissionen zur Energiebereitstellung sowie auch das Platzfordernis von Systemen und erforderlichen Speichern. Ziel des Arbeitspakets ist die Durchführung eines ökonomischen und ökologischen Vergleichs verschiedener technischer Systeme zur dezentralen Wärme- und Stromerzeugung anhand definierter Anwendungsfälle.

Diese wurden für beispielhafte Nutzungen anhand von standardisierten Verbrauchsprofilen definiert. Darauf aufbauend wurden insgesamt sieben Anlagensysteme zur dezentralen Wärme- und Stromerzeugung spezifiziert und ausgelegt. Der ökonomische Vergleich der Systeme erfolgte mittels Berechnung der Lebenszykluskosten mit Berücksichtigung des Restwerts nach ÖNORM M7140. Die Investitionskosten wurden auf Grundlage von Erhebungen bei Fachplanern und anhand von Benchmarks aus der Literatur erhoben. Zur Ermittlung der verbrauchsgebundenen Kosten sowie zur anteiligen Aufteilung der Energiebereitstellung bivalenter Systeme wurden die Verbrauchsprofile herangezogen. Sonstige Kosten für Wartung, Reinigung, etc. wurden auf Basis von Benchmarks festgelegt. Als Anwendungsfälle wurden zum einen ein Einfamilienhaus, zum anderen ein Gewerbebetrieb mit überwiegender Büronutzung herangezogen. Für beiden Nutzungen stehen Wärme- und Strom-Nachfrageprofile zur Verfügung. Der ökologische Vergleich wurde anhand der CO₂-Emissionen auf Basis des Endenergiebedarfs durchgeführt.

Als Ergebnis wurden die Lebenszykluskosten der definierten Anlagensysteme gegenübergestellt und untereinander verglichen. Dabei ist zum einen der Vergleich der Energieträger untereinander, zum anderen die Auswirkung zwischen den solarthermischen Anlagenkombinationen von Interesse. Eine Gegenüberstellung der solaren Erzeugungssysteme, Solarthermie und Photovoltaik zielt auf einen Vergleich hinsichtlich Kosten und Emissionseinsparung ab.

3.5.1 Anwendungsfälle

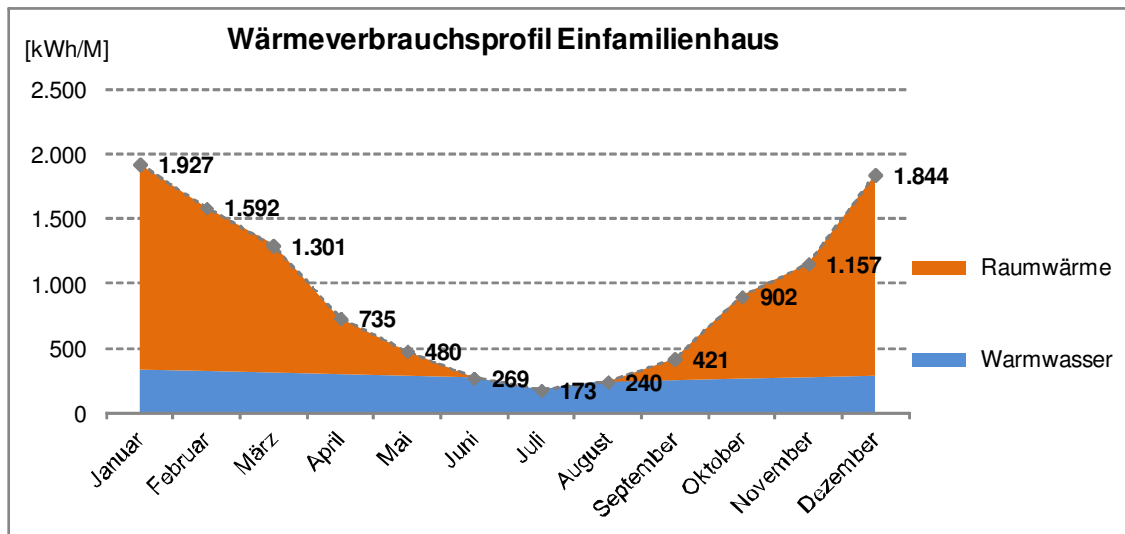
Nutzungsprofile

Einfamilienhaus:

- Bruttogrundfläche: 180 m²
- Wohnnutzfläche: ca. 144 m²
- Heizwärmebedarf: 7.700 kWh/a (entspricht 42,7 kWh/m²a)
- Warmwasser-Wärmebedarf: 3.200 kWh/a (entspricht ~18 kWh/m²a)
- Heizlast: ca. 10.000 W (entspricht ~55 W/m²)

Abbildung 3-23 zeigt das Nutzwärmeprofil für Raumwärme (inkl. Übergabeverluste) und Warmwasserbereitung für das Einfamilienhaus.

Abbildung 3-23: Nutzenergie EFH Monatsprofil (Warmwasser und Heizung)



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

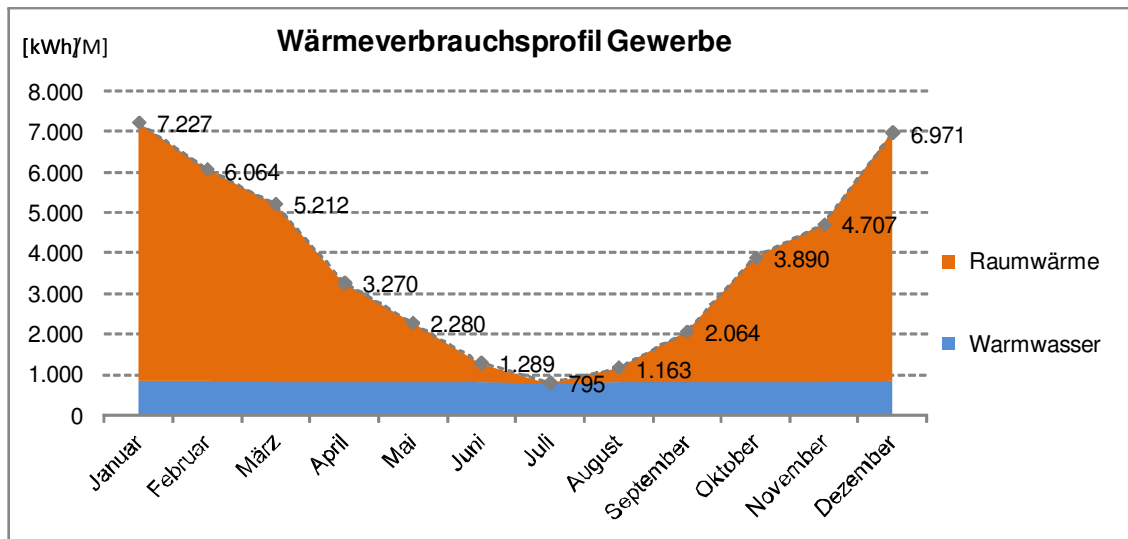
Der spezifische Heizwärmebedarf entspricht mit ca. 40 kWh/m²a in etwa den Anforderungen der aktuell gültigen Bauordnung. Als Warmwasserwärmebedarf werden für die Berechnung rund 18 kWh/m²a festgelegt. Damit ergibt sich ein gesamter Nutzenergiebedarf für Wärme von etwas unter 11.000 kWh/a.

Gewerbe:

- Bruttogrundfläche: 1.000 m²
- Nutzfläche: ca. 800 m²
- Heizwärmebedarf: 38.000 kWh/a (entspricht 38,0 kWh/m²a)
- Warmwasser- Wärmebedarf: 10.000 kWh/a (entspricht 10,0 kWh/m²a)
- Heizlast: 45 kW (entspricht 45 W/m²)

In Abbildung 3-24 ist das Nutzwärmeprofil für Raumwärme (inkl. Übergabeverluste) und Warmwasserbereitung für den Gewerbebetrieb dargestellt.

Abbildung 3-24: Nutzenergie Gewerbe Monatsprofil (Warmwasser und Heizung)



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Der spezifische Heizwärmebedarf ergibt rund 35 kWh/m²a. Der Anteil für die Warmwasserbereitung ist geringer als beim Einfamilienhaus und ergibt etwa 10 kWh/m²a. Insgesamt beträgt der Nutzenergiebedarf ca. 45.000 kWh/a.

Anlagensysteme

Nachfolgend sind die Anlagensysteme beschrieben. Es wurde jeweils eine Variante mit solarthermischer Nutzung sowie eine Variante ohne Kollektoren untersucht. Die Dimensionierung und Anlagenspezifikation erfolgte dabei jeweils unter der Prämisse einer Heizungsunterstützung. Bei der Dimensionierung der solarthermischen Anlage wurde eine solare Deckung von 25-33 % angestrebt.

Öl-Brennwertgerät (inkl. Solarkollektoren):

Tabelle 3-8: Steckbrief System Öl-Brennwertgerät

EFH – Einfamilienhaus	Gewerbebetrieb
1 zentraler Öl-Brennwertkessel mit Öltank im Haustechnikraum	1 zentraler Öl-Brennwertkessel mit Öltank im Haustechnikraum
200 l Registerspeicher für ganzjährige Warmwasserbereitung	400 l Registerspeicher für ganzjährige Warmwasserbereitung
Heizungsverteilung 2-Leiter Warmwasser ohne Zirkulation	Heizungsverteilung 2-Leiter Warmwasser Zirkulationsnetz
Wärmeabgabe über Niedertemperatur-Radiatoren	Wärmeabgabe über Niedertemperatur-Radiatoren
Solarthermische Anlage	Solarthermische Anlage
Heizungsunterstützung	Heizungsunterstützung
14 m ² Kollektorfläche	50 m ² Kollektorfläche
700 l Solar-Kombispeicher	2.000 l Solar-Kombispeicher

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Gas-Brennwertgerät (inkl. Solarkollektoren)

Tabelle 3-9: Steckbrief System Gas-Brennwertgerät

EFH – Einfamilienhaus	Gewerbebetrieb
1 zentraler Gas-Brennwertkessel im Haustechnikraum	1 zentraler Gas-Brennwertkessel im Haustechnikraum
200 l Registerspeicher für ganzjährige Warmwasserbereitung	400 l Registerspeicher für ganzjährige Warmwasserbereitung
Heizungsverteilung 2-Leiter Warmwasser ohne Zirkulation	Heizungsverteilung 2-Leiter Warmwasser Zirkulationsnetz
Wärmeabgabe über Niedertemperatur-Radiatoren	Wärmeabgabe über Niedertemperatur-Radiatoren
Solarthermische Anlage	Solarthermische Anlage
Heizungsunterstützung	Heizungsunterstützung
14 m ² Kollektorfläche	50 m ² Kollektorfläche
700 l Solar- Kombispeicher	2.000 l Solar- Kombispeicher

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Pelletsessel (inkl. Solarkollektoren)

Tabelle 3-10: Steckbrief System Pelletsessel

EFH – Einfamilienhaus	Gewerbebetrieb
1 zentraler Pelletsessel im Haustechnikraum, Pelletslagerung in Lagerraum angrenzend	1 zentraler Pelletsessel im Haustechnikraum, Pelletslagerung in Lagerraum angrenzend
300 l Kombispeicher für Heizwasserpuffer und Warmwasserbereitung	1.000l Kombispeicher für Heizwasserpuffer und Warmwasserbereitung
Heizungsverteilung 2-Leiter Warmwasser ohne Zirkulation	Heizungsverteilung 2-Leiter Warmwasser Zirkulationsnetz
Wärmeabgabe über Niedertemperatur-Radiatoren	Wärmeabgabe über Niedertemperatur-Radiatoren
Solarthermische Anlage	Solarthermische Anlage
Heizungsunterstützung	Heizungsunterstützung
14 m² Kollektorfläche	50 m² Kollektorfläche
700 l Solar- Kombispeicher	2.000 l Solar- Kombispeicher

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Mini-BHKW

Tabelle 3-11: Steckbrief System Mini-BHKW

EFH – Einfamilienhaus	Gewerbebetrieb
Mikro-BHKW erdgasbetrieben	Mini-BHKW erdgasbetrieben
Gas-Brennwertgerät als Spitzenlastkessel	Gas-Brennwertgerät als Spitzenlastkessel
Pufferspeicher	Pufferspeicher
Heizungsverteilung 2-Leiter Warmwasser ohne Zirkulation	Heizungsverteilung 2-Leiter Warmwasser Zirkulationsnetz
Wärmeabgabe über Niedertemperatur-Radiatoren	Wärmeabgabe über Niedertemperatur-Radiatoren

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

3.5.2 Energetischer Untersuchungsrahmen

Für die energetische Untersuchung wird der jährliche Primärenergieverbrauch für die Bereitstellung von Heizwärme- und Warmwasserbedarf herangezogen. Der Primärenergiebedarf wird anhand der untenstehenden Primärenergiefaktoren für die jeweiligen Energieträger auf Basis von Endenergiebedarf ermittelt. Der Endenergiebedarf errechnet sich aus der Nutzenergie sowie der Kessel-, Speicher- und Verteilverlusten. Übergabeverluste sind in den Verbrauchsprofilen berücksichtigt.

Tabelle 3-12: Primärenergiefaktoren

Energieträger	Primärenergiefaktor
Heizöl	1,23
Erdgas	1,17
Biomasse	1,08
Strom	2,62

Quelle: Eigene Darstellung gemäß OIB-Richtlinie 6 (2011).

3.5.3 Ökonomischer Untersuchungsrahmen

Allgemeine Randbedingungen

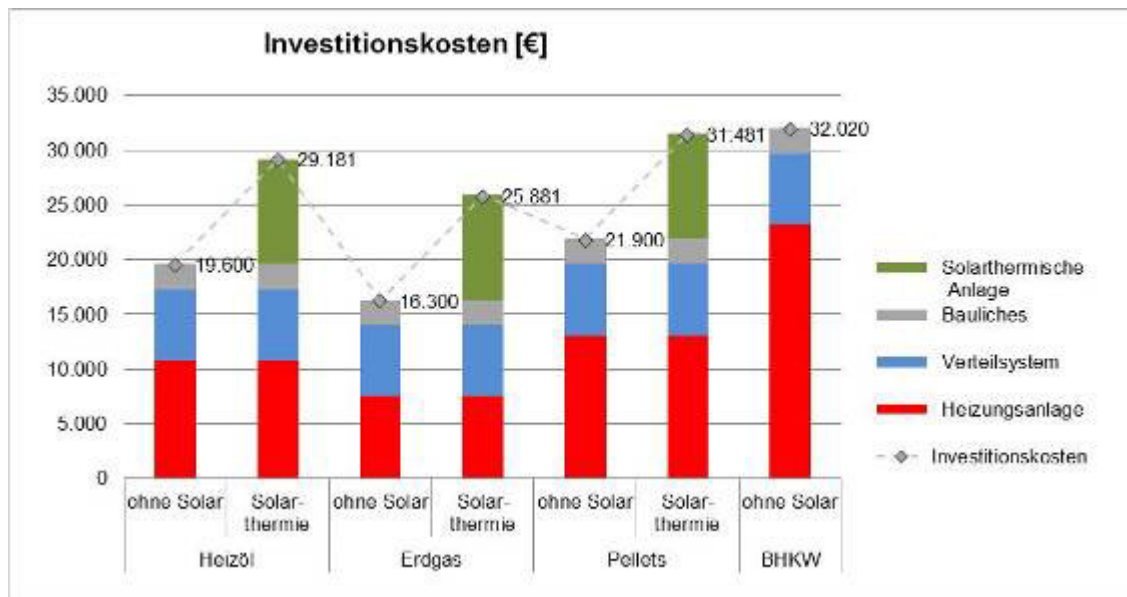
Für die ökonomische Betrachtung bzw. Lebenszyklusberechnung wurden folgende wirtschaftliche Faktoren festgelegt:

- Betrachtungszeitraum: 30 Jahre
- Energiepreisindex (real): 2,80 %/a
- Kalkulationszinssatz (real): 2,0 %/a
- Kalkulationszinssatz (nominal): 4,04 %/a
- Restwerte berücksichtigt

Investitionskosten

Die dargelegten Investitionskosten wurden auf Grundlage von Erhebungen bei Fachplanern in Abstimmung mit Benchmarks aus der Literatur festgelegt. Die Investitionskosten beziehen sich ausschließlich auf die Kosten für das jeweilige Erzeugungssystem inkl. Verteilung und Übergabe. Es sind die Errichtungskosten inkl. Montage angegeben. Abbildung 3-25 zeigt die spezifischen Investitionskosten für die dezentralen Anlagensysteme für den Anwendungsfall Einfamilienhaus je m² Bruttogrundfläche.

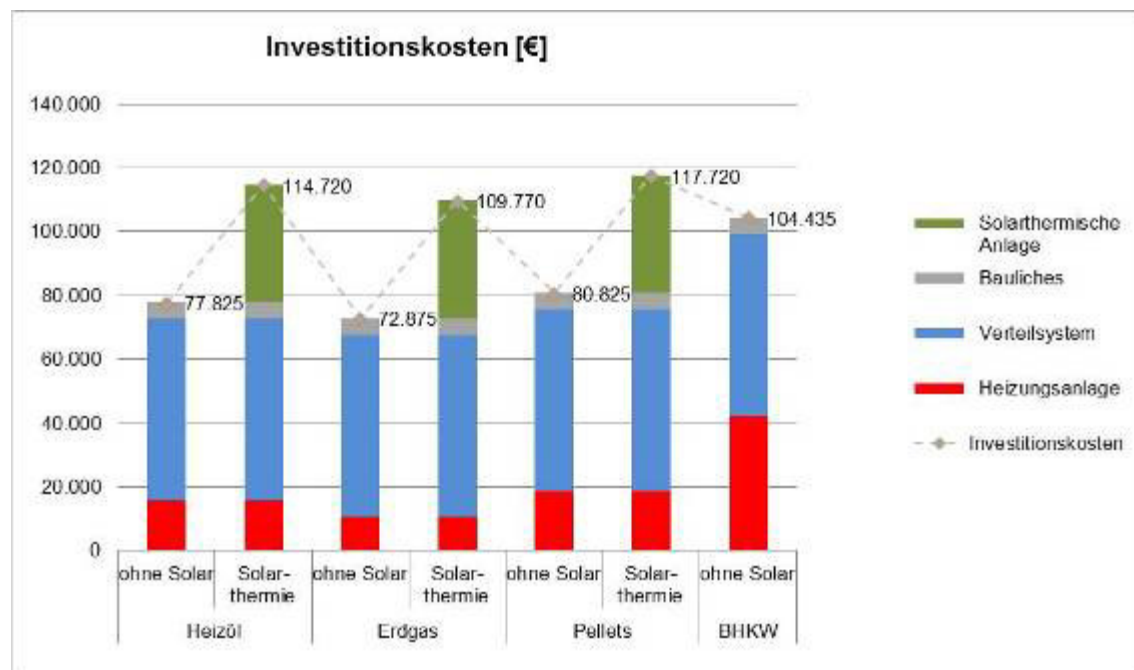
Abbildung 3-25: Investitionskosten der dezentralen Anlagensysteme für EFH



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Das System mit den geringsten Investitionskosten stellt das Gas-Brennwertgerät mit einer Gesamtinvestition von knapp über 15.000 EUR dar. Der Anteil des Erzeugers liegt bei rund 7.500 EUR. Das Öl-Brennwertgerät liegt in der Investition 3.300 EUR darüber. Der Pelletskessel liegt mit knapp 22.000 EUR gesamt fast 5.000 EUR über der Variante Gas. Die Mehrkosten für die solarthermische Anlage beinhalten die Kollektoren, die Vor- und Rücklaufleitungen inkl. Pumpen und Regelung sowie einen Mehrpreis für den Solarspeicher und werden mit ca. 9.600 EUR angesetzt. Die BHKW- Variante stellt mit über 32.000 EUR die teuerste Anlage dar. In Abbildung 3-26 sind die Investitionskosten für den Anwendungsfall Gewerbe dargestellt.

Abbildung 3-26: Investitionskosten der dezentralen Anlagensysteme für Gewerbe



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Die Reihenfolge der Systeme entspricht Abbildung 3-25, jedoch liegt das BHKW mit knapp 105.000 EUR günstiger als die solaren Anlagenkombinationen.

Technische Lebensdauer

Für sämtliche Anlagenteile wurde folgende technische Lebensdauer festgelegt:

- Heizungsanlage: 15 Jahre
- Puffer-/Warmwasserspeicher: 30 Jahre
- Verteilsystem: 30 Jahre
- Bauliches: 30 Jahre
- Solarspeicher: 30 Jahre
- Solarkollektoren: 25 Jahre
- Photovoltaikmodule: 30 Jahre
- Wechselrichter: 15 Jahre

Dementsprechend wurde nach Erreichen dieser Lebensdauer eine Reinvestition in Höhe der Erstinvestition in der Kostenberechnung berücksichtigt. Anlagenteile welche die Lebensdauer noch nicht erreicht haben werden mit dem Anlagenrestwert bewertet.

Jährliche Kosten

Verbrauchsgebundene Kosten

Die verbrauchsgebundenen Kosten beziffern den Verbrauch an Endenergie, welche durch die Erzeuger bereitgestellt wird. Bei solarthermischen Anlagen wird der solar erzeugte Anteil abgezogen und mit

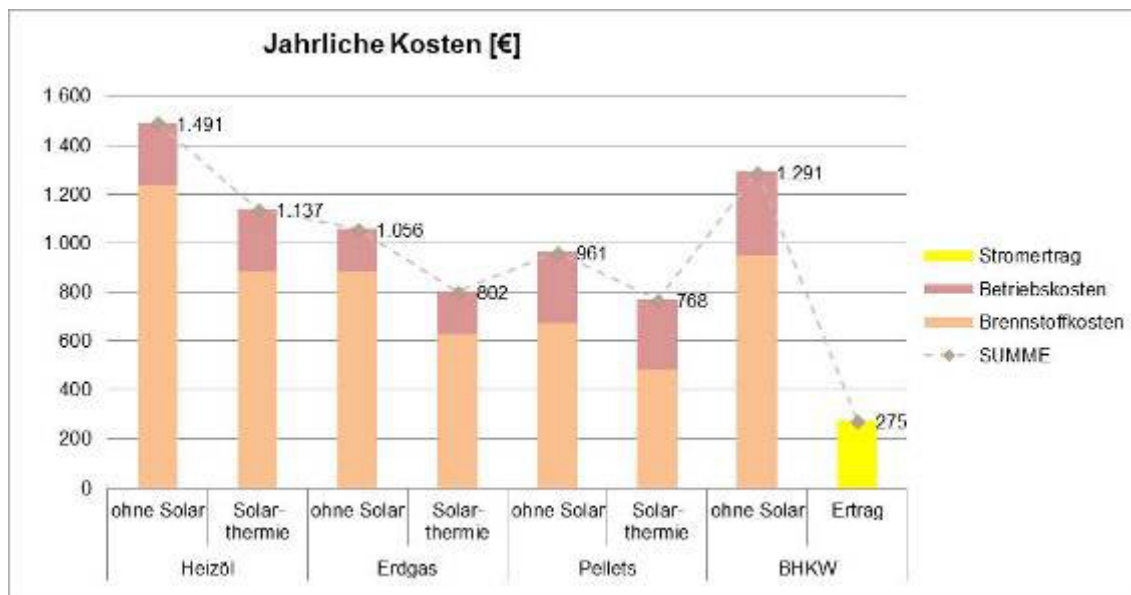
einem Hilfsstromanteil für die Pumpe berücksichtigt. Sonstige Elektrische Hilfsenergien für z.B. die Regelung werden nicht berücksichtigt.

Betriebsgebundene Kosten

Die Betriebskosten setzen sich zusammen aus den Kosten für regelmäßige Inspektion und Wartung, der Reinigung sowie für den Rauchfangkehrer. Die Brennstoffkosten stellen den monetären Bedarf am Energieträger sowie den erforderlichen Pumpenstrom der solarthermischen Anlagen dar.

Zusammenfassung der jährlichen Kosten

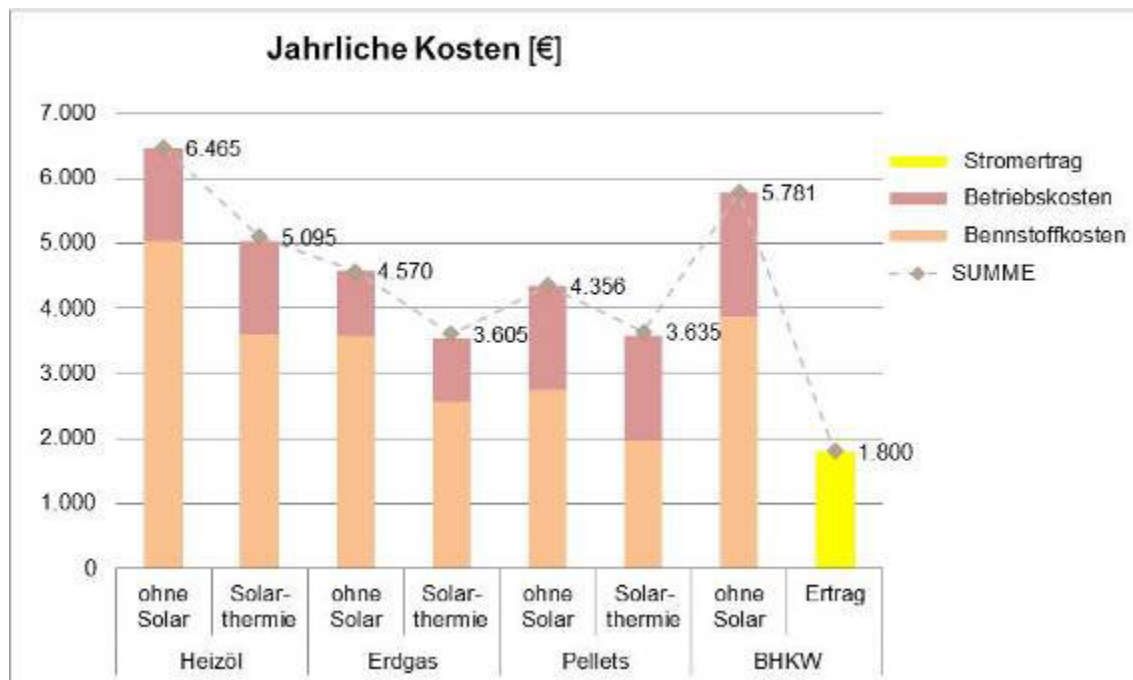
Abbildung 3-27: Verbrauchsgebundene Kosten Jahr 1 für EFH



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Die geringsten jährlichen Kosten ergeben sich mit rund 960 bzw. 770 EUR pro Jahr beim Pelletskessel bedingt durch die günstigsten Brennstoffkosten. Die Einsparung der solarthermischen Anlagen liegt zwischen knapp 200 EUR (Pellets) und über 350 EUR pro Jahr beim Heizöl.

Abbildung 3-28: Verbrauchsgebundene Kosten Jahr 1 für Gewerbe



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Beim Gewerbe liegt das BHKW aufgrund von höherer Laufzeit und einer höheren Eigennutzung bei der Stromproduktion unter 4.000 EUR pro Jahr (jährliche Kosten abzügl. Ertrag) deutlich besser als die monovalenten Anlagensysteme. Bei Erdgas und Pellets in Kombination mit Solarthermie stellen sich wiederum die günstigsten jährlichen Kosten ein.

3.5.4 Ökologischer Untersuchungsrahmen

Der ökologische Vergleich der Erzeugungssysteme wurde anhand der jährlichen CO₂-Emissionen durchgeführt. Zunächst ist es jedoch erforderlich den Primärenergieeinsatz je Energietechnologie zu berechnen (Kapitel 3.5.2). Auf Basis dessen kommen folgende CO₂-Emissionsfaktoren nach OIB-Richtlinie 6, Stand 2011 zum Einsatz um die CO₂-Emissionen zu berechnen.

Tabelle 3-13: CO₂-Emissionsfaktoren

Energieträger	Emissionsfaktoren
Heizöl	311
Erdgas	236
Biomasse	4
Strom	417

Quelle: Eigene Darstellung gemäß OIB-Richtlinie 6 (2011).

3.5.5 Flächenkonkurrenz

Speziell auf den vorhandenen Dachflächen besteht eine Flächenkonkurrenz von solaren Energiesystemen zur Wärme- und Stromerzeugung. Bei der Photovoltaik kann der größte Ertrag bei Südorientierung und einer Neigung im Bereich von rund 30° aus der Horizontalen erreicht werden. Bei der solarthermischen Anlage kann die optimale Ausrichtung entsprechend der Anlagenkonfiguration hinsichtlich Orientierung und Neigung speziell bei der Heizungsunterstützung abweichen.

Aus diesem Grund werden zunächst PV-Anlagen verschiedener Größen entsprechend den definierten Anwendungsfällen unter ökonomischen Gesichtspunkten betrachtet. Darauf aufbauend wird ausgehend von den monovalenten Anlagensystemen ein Vergleich zwischen solarthermischen Anlagenkombinationen und PV-Flächen durchgeführt. Für die Bewertung der solaren Systeme werden die CO₂-Reduktionen je m² installierter Kollektorfläche sowie die spezifischen Kosten dargestellt. Es wird angemerkt, dass bei solarthermischen Anlagen von einer technisch-wirtschaftlichen Kollektorgröße ausgegangen wird. Für die Kostenbetrachtung wurden folgende Anlagengrößen gewählt:

- Einfamilienhaus (EFH): 3,0 kW_{peak}
- Gewerbebetrieb: 15,0 kW_{peak}

3.6 Hochrechnung und Ableitung des Handlungsbedarfs in Österreich

In diesem Schritt wird eine Hochrechnung der Ergebnisse aus den vorangegangenen Arbeitsschritten auf das Gesamtsystem Österreich durchgeführt. Zudem werden Empfehlungen und Maßnahmenvorschläge in Hinblick auf energiewirtschaftliche und –politische Fragestellungen gegeben.

3.6.1 Hochrechnung der Ergebnisse auf das Gesamtsystem Österreich

Auf Basis der umfassenden technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Untersuchung der beiden Versorgungsgebiete werden die Ergebnisse für das Gesamtsystem Österreich hochgerechnet. Bei den beiden Versorgungsgebieten handelt es sich um ländliche Niederspannungsnetzstrukturen, demnach können die dabei ermittelten Ergebnisse ausschließlich auf ähnlichen Netzstrukturen mit möglichst gleichartiger Versorgungsstruktur angewendet werden. Die Extrapolation bezieht sich dabei ausschließlich auf die Ergebnisse aufgrund der Untersuchungen konkurrierender Systemlösungen innerhalb des Energieträgers, demnach auf die Integration von Photovoltaik-Potentialen in Niederspannungsnetzstrukturen in Zusammenhang mit intelligenten Systemlösungen. In einem ersten Schritt wurde der ländliche Raum als Grundlage der in dieser Studie untersuchten Versorgungsgebiete definiert, gefolgt von der Festlegung von Kriterien, nach denen die Hochrechnung erfolgen soll.

Definition ländlicher Raum

Gemäß Statistik Austria gibt es unterschiedliche Definitionen von Urbanisierung bzw. der Unterscheidung zwischen Stadt und Land, wobei sich diese hauptsächlich durch die unterschiedlichen Raumbezüge unterscheiden. Im Allgemeinen unterscheidet die Statistik Austria zwischen folgenden Typologien:¹⁶

¹⁶ Vgl. Statistik Austria (2013).

- Regionaltypologie der OECD
- Stadt-Land Typologie der Europäischen Kommission
- Stadt-Land Typologie der Europäischen Kommission unter Berücksichtigung der Erreichbarkeit
- Grad der Urbanisierung der Europäischen Kommission

Für die Hochrechnung erscheint es zweckmäßig, die Regionaltypologie der OECD heranzuziehen, da diese im Zusammenhang mit Statistiken des ländlichen Raums am häufigsten verwendet wird. Die Typologie basiert dabei auf einem zweistufigen Verfahren nach NUTS 3-Regionen auf Basis der Bevölkerungsdichte und unterscheidet in ihrer Klassifizierung zwischen a) überwiegend städtisch, b) intermediär und c) überwiegend ländlich. Folgende Abbildung zeigt die 35 NUTS 3-Regionen in Österreich gemäß der Regionaltypologie der OECD.

Abbildung 3-29: Regionaltypologie der OECD nach NUTS 3-Regionen



Quelle: Statistik Austria (2013).

Für die Hochrechnung sind dabei ausschließlich die grün eingefärbten bzw. „überwiegend ländlichen“ Regionen von Interesse. Nach dieser Klassifizierung leben in Österreich etwa 3,8 Mio. Menschen in 25 ländlichen Regionen, was einem Anteil von 45 % an der Gesamtbevölkerung entspricht.

Kriterien für Hochrechnung

Um schließlich die Ergebnisse der beiden untersuchten Versorgungsgebiete hochzurechnen, bedarf es einer Definition der Kriterien, nach denen die Skalierung stattfinden soll. Eine Hochrechnung kann grundsätzlich nach unterschiedlichen Kriterien erfolgen. Im Falle der hier vorliegenden Ergebnisse

könnte eine Extrapolation nach folgenden Aspekten erfolgen, wobei diese Auswertungen für Haushalte im österreichischen ländlichen Niederspannungsnetz gelten würden:

- Anzahl der Haushalte
- Anzahl der Personen
- Stromverbrauch der Haushalte/ der Versorgungsgebiete
- Länge von Verkabelung und Freileitungen (Stromnetz)

Haushaltsstruktur, Stromverbrauch

Auf Basis der ländlichen Struktur und deren Bevölkerung lässt sich die Haushaltsstruktur der ländlichen Gebiete ermitteln. Ausgehend von 3,65 Mio. Haushalten (1,32 Mio. Einpersonenhaushalten und 2,33 Mio. Mehrpersonenhaushalten) mit einem jährlichen Gesamtstromverbrauch von 13,2 TWh¹⁷ befinden sich in etwa 1,65 Mio. Haushalte in ländlichen Regionen und weisen einen Stromverbrauch von ca. 6 TWh auf. Die Umrechnung erfolgt dabei jeweils über den Anteil der Bevölkerung, unter der Annahme, dass der Stromverbrauch im ländlichen Raum je Haushalt der durchschnittlichen Stromnachfrage entspricht.

Niederspannungsnetzstruktur

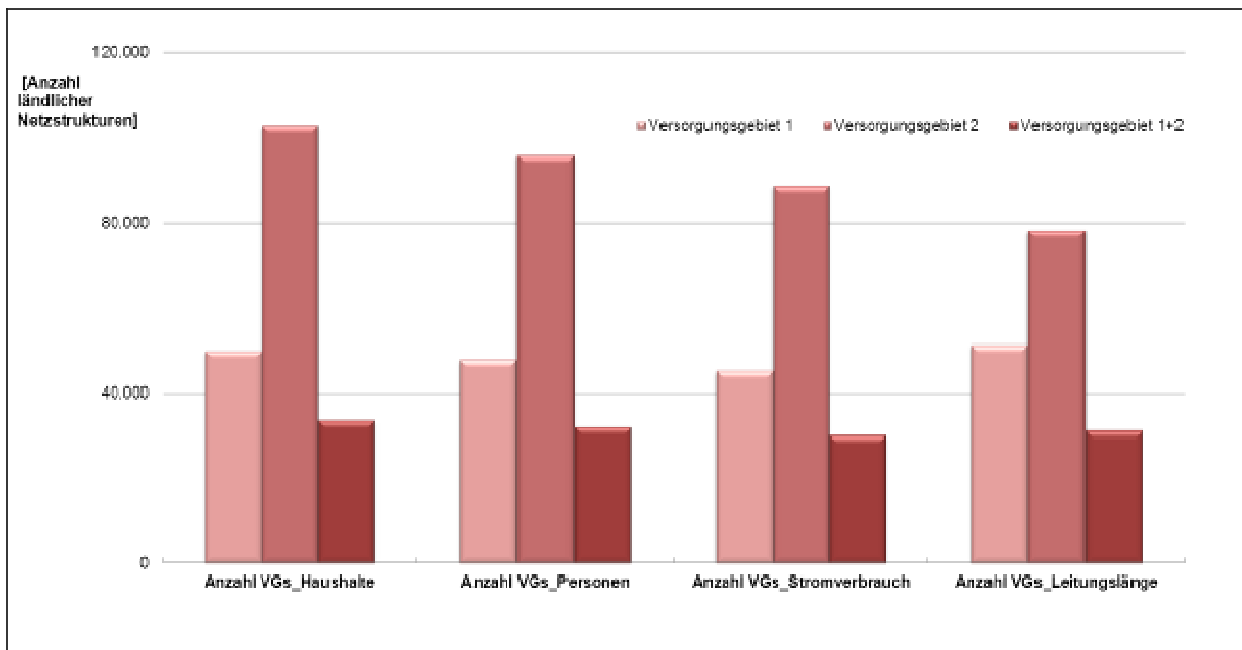
Gemäß Angaben der E-Control besteht das Niederspannungsnetz (1 kV und weniger) in Österreich im Jahr 2011 aus 37.600 km Freileitungen und 122.700 km Verkabelung. Über den Anteil der Bevölkerung im ländlichen Raum (45 %) errechnet sich dadurch eine Länge von 72.300 km Frei- und Kabelleitungen für das gesamte Niederspannungsnetz in diesen Gebieten. Da in diesen Zusammenhang jedoch ausschließlich die Betrachtung von Haushalten möglich ist, wird angenommen, dass etwa 60 % des ländlichen Niederspannungsnetzes für die Versorgung der Haushalte benötigt wird. Vor diesem Hintergrund ergeben sich für die Haushalte in den 25 ländlichen Regionen 10.200 km Freileitungen und 33.200 km Verkabelung.

Anzahl ähnlicher Versorgungsgebiete

Aufbauend auf die Festlegung der ländlichen Regionen in Österreich, der Bevölkerungs- und Haushaltsstruktur und deren Stromverbrauch und Niederspannungsnetzstruktur, wurde in einem weiteren Schritt, auf Basis der beiden untersuchten Versorgungsgebiete, die Anzahl ähnlicher Versorgungsgebiete in Österreich berechnet. Folgende Abbildung zeigt die Ergebnisse der Hochrechnung von Versorgungsgebiet 1 und 2, basierend auf den zuvor definierten vier Kriterien, wobei die Hochrechnungen ausschließlich auf die Werte der Haushalte (Stromverbrauch, Bevölkerung, usw.) bezogen wurde.

¹⁷ Vgl. E-Control (2012a).

Abbildung 3-30: Anzahl vergleichbarer ländlicher Versorgungsgebiete



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Wie in Abbildung 3-30 erkennbar, wurden beide Versorgungsgebiete einzeln und auch aggregiert hochgerechnet. Für die Niederspannungsnetzstruktur 1 wurden durchschnittlich 48.600 und für das zweite Netz 91.400 Versorgungsgebiete mit ähnlichen Charakteristika ermittelt. Betrachtet man die beiden untersuchten Versorgungsgebiete aggregiert, so reduzieren sich die Anzahl ähnlicher Versorgungsgebiete auf durchschnittlich 31.600.

Die hier ermittelte Anzahl von Versorgungsgebieten mit ähnlichen Eigenschaften dient als Grundlage für die Hochrechnung der Ergebnisse für das Gesamtsystem Österreich. Hinsichtlich Repräsentativität ist zu beachten, dass diese Extrapolation ausschließlich auf Basis von zwei Niederspannungsnetzstrukturen erfolgte. Aus diesem Grund sind die Ergebnisse der Hochrechnung eine erste Näherung, um Aussagen über das Gesamtsystem Österreich zu machen. Die Validität der Ergebnisse könnte durch weitere, umfangreichere Untersuchungen gestärkt werden.

3.6.2 Ableitung der Handlungsempfehlungen

Nach einer umfassenden Analyse der Versorgungsgebiete und einer darauf aufbauenden Hochrechnung der Ergebnisse für das Gesamtsystem Österreich, werden Maßnahmenvorschläge in Hinblick auf energiewirtschaftliche und –politische Fragestellungen gegeben. Diese Empfehlungen sind abgestimmt auf die unmittelbare Verwendung für folgende Zielgruppen:

- A. Politische Entscheidungsträger
- B. Regulierungseinrichtungen
- C. Netzbetreiber
- D. Endverbraucher/ Elektrizitätsproduzent

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Gemäß der inhaltlichen Darstellung in Kapitel 3 wird auch hier zunächst auf die Ergebnisse konkurrierender Systemlösungen innerhalb des Energieträgers eingegangen. In einem weiteren Schritt wird eine Auswertung der Systemlösungen zwischen den Energieträgern vorgenommen, bevor schließlich die Resultate der Hochrechnung und die Ableitung des Handlungsbedarfs in Österreich dargestellt werden.

4.1 Konkurrierende Systemlösungen innerhalb des Energieträgers

In einem ersten Schritt werden die Untersuchungsergebnisse konkurrierender Systemlösungen innerhalb des Energieträgers Strom dargestellt, wobei der Fokus auf die dezentrale Stromerzeugung mittels Photovoltaik (PV) gelegt wurde. Die Darstellung der energetischen bzw. technischen, sowie ökonomischen und ökologischen Ergebnisse erfolgt dabei nach folgenden Gesichtspunkten:

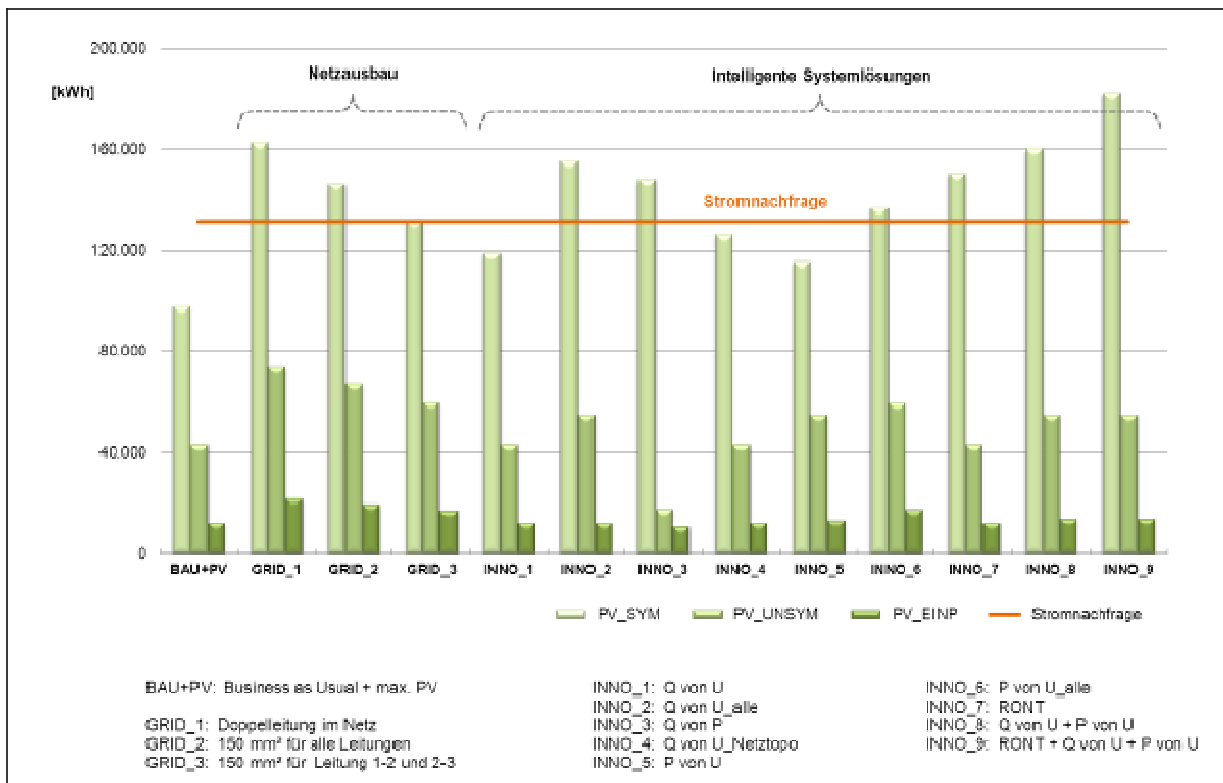
- „absolut“: Baseline ist Netz ohne Maßnahme, OHNE PV
- „relativ zur Referenz“: Baseline ist Netz ohne Maßnahme, MIT PV

4.1.1 Technische und energetische Analyse

Integrierbare Potentiale

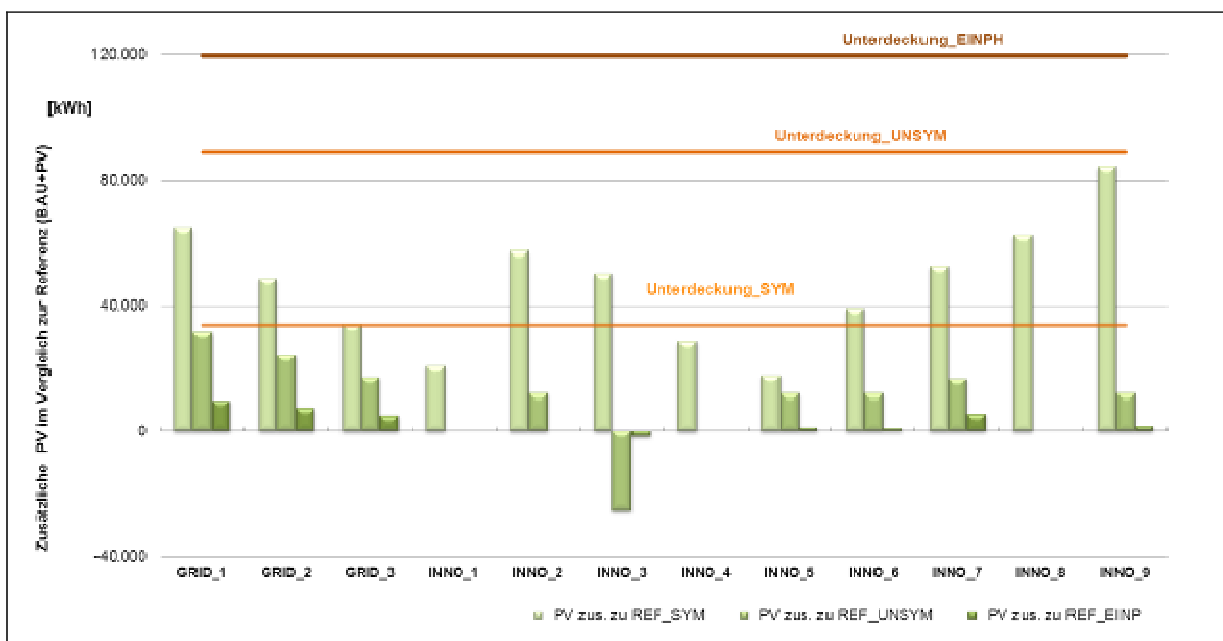
Folgende Abbildungen zeigen auf Basis der Lastflussberechnungen die maximal integrierbaren PV-Potentiale im Versorgungsgebiet 1 und 2, wobei zu berücksichtigen ist, dass die Nachfrage- sowie Angebotsseite bilanziell für einen Zeitraum von einem Jahr dargestellt werden.

Abbildung 4-1: Installierbare PV-Potentiale_{absolut} für Versorgungsgebiet 1



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-2: Installierbare PV-Potentiale_{relativ zur Referenz} für Versorgungsgebiet 1



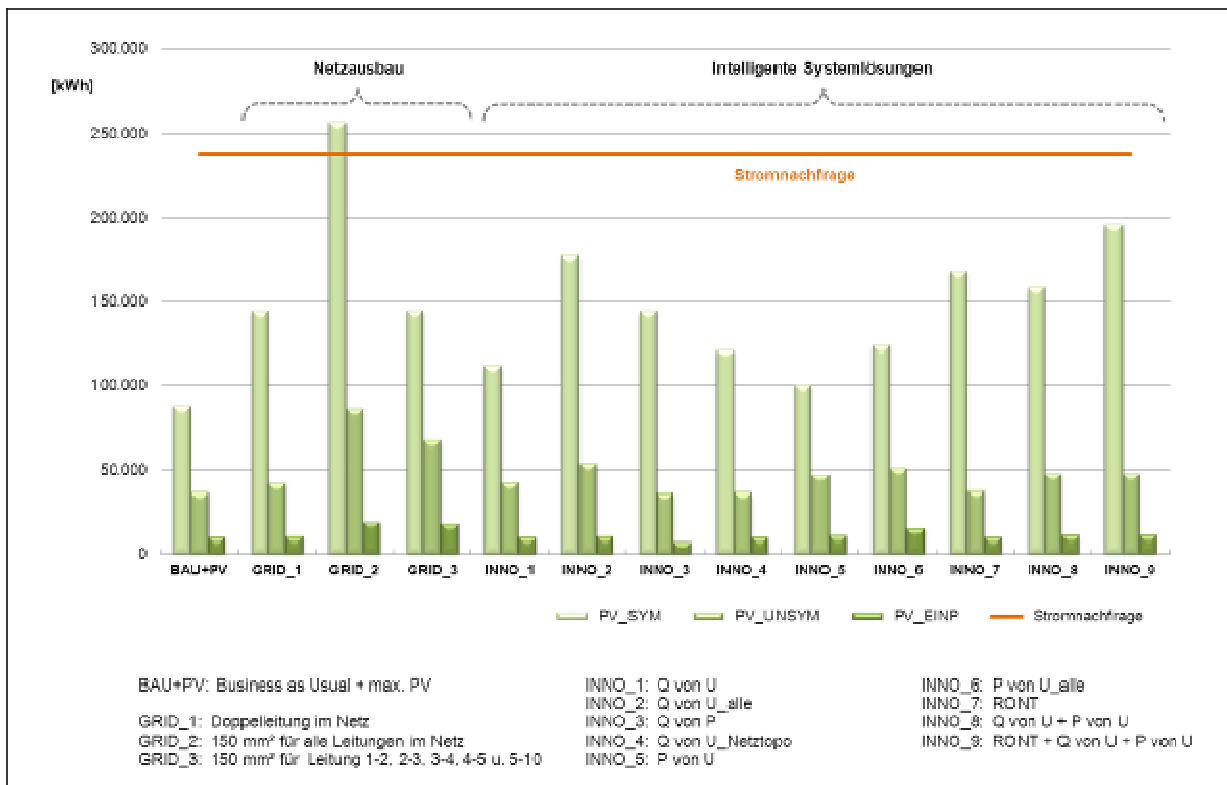
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Die technische bzw. energetische Analyse für Versorgungsgebiet 1 zeigt, dass ohne eine Maßnahme zu setzen bereits erhebliche Potentiale in die bestehende Netzinfrastruktur aufgenommen werden können

(Abbildung 4-1). Im Falle einer symmetrischen Einspeisung wäre dies eine PV-Leistung von $90 \text{ kW}_{\text{peak}}$, bei einer unsymmetrischen Einspeisung $39 \text{ kW}_{\text{peak}}$ und im Falle einer einphasigen Einspeisung eine Leistung von $11 \text{ kW}_{\text{peak}}$. Vergleicht man die Ergebnisse der untersuchten Szenarien, so ist festzustellen, dass zwar durch den Netzausbau hohe PV-Potentiale integriert werden können, diese jedoch ebenso mit einzelnen Smart Grid-Lösungen erreicht bzw. übertroffen werden können. Im Allgemeinen sind dabei durch eine symmetrische Einspeisung die höchsten Potentiale erzielbar, sodass durch einzelne Systemlösungen eine übers Jahr (bilanziell) betrachtete Deckung der Stromnachfrage erfolgen kann (siehe GRID_1, _2, INNO_2, _3, _6 bis _9). Vergleicht man dazu eine unsymmetrische oder einphasige Einspeisung vermindern sich die PV-Potentiale beträchtlich. Durchschnittlich kann durch eine unsymmetrische Einspeisung 63 % und durch eine einphasige Einspeisung 90 % weniger PV integriert werden als im Falle einer symmetrischen Einspeisung. Mit Ausnahme von INNO_9 (RONT + Q von U + P von U), war bei allen untersuchten Szenarien das Spannungsband der limitierende Faktor zur Begrenzung der PV-Leistung. Im Falle von Szenario INNO_9 wurde das maximal installierbare PV-Potential durch die thermische Belastung der Leitungen begrenzt.

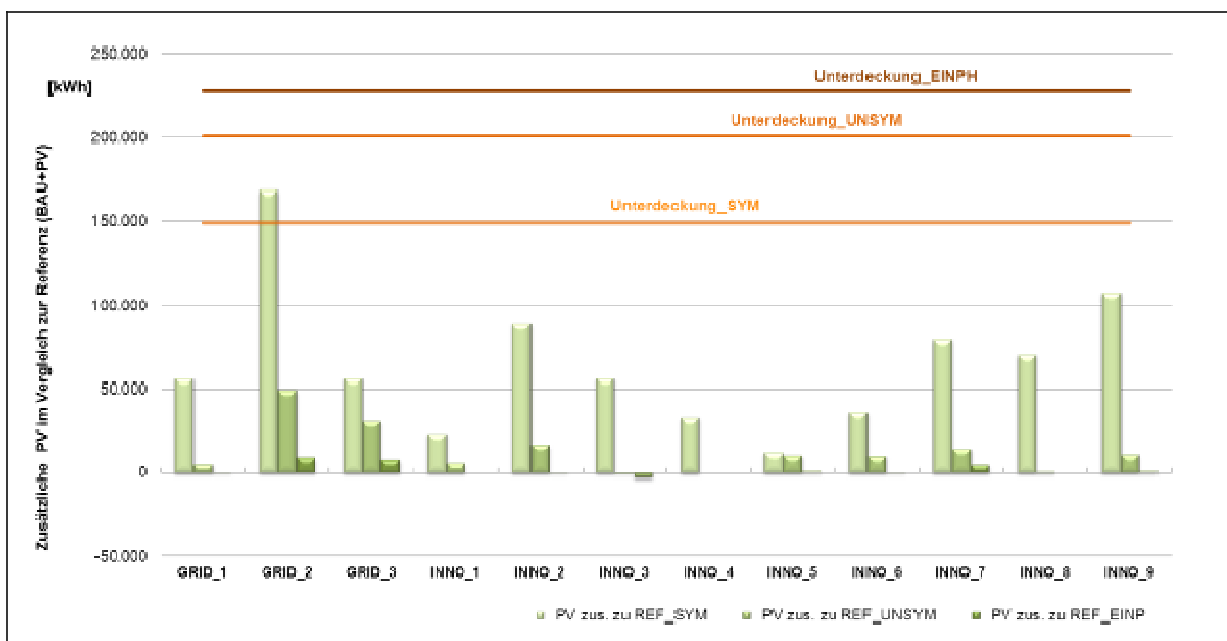
In Abbildung 4-2 werden die energetischen Ergebnisse im Vergleich zur Referenz (BAU + PV) dargestellt. Neben den (zusätzlichen) PV-Potentialen der einzelnen Szenarien wird dabei auch die Stromnachfrage in Relation zu den durch die Referenzsituation integrierbaren PV-Potentialen betrachtet, wodurch sich je nach Einspeisesituation eine Unterdeckung der Nachfragesituation ergibt. Hier zeigen sich bei den Szenarien der Blindleistungsregelung im Vergleich zur symmetrischen Einspeisung, bei der einphasigen und unsymmetrischen Einspeisesituation nur geringfügige bis keine zusätzlichen (im Vergleich zur Referenz: BAU + PV) installierbaren PV-Potentiale. Blindleistungsszenario INNO_3 (Q von P) bewirkt überdies eine Reduktion des PV-Potentials im Vergleich zum Szenario BAU + PV. Besonders die Wirksamkeit des regelbaren Ortsnetztransformators (INNO_7, _9) reduziert sich deutlich bzw. wird zwecklos bei unsymmetrischen und einphasigen Lastflusssituationen, was daran liegt, dass die Spannungsbandgrenzen wegen der Asymmetrie bei verschiedenen Phasen oben als auch unten erreicht werden. Die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung hingegen ermöglicht bei symmetrischer aber auch unsymmetrischer Einspeisung die PV-Leistung im Netz zu erhöhen.

Abbildung 4-3: Installierbare PV-Potentiale_{absolut} für Versorgungsgebiet 2



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-4: Installierbare PV-Potentiale_{relativ zur Referenz} für Versorgungsgebiet 2



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Wenn auch in dem Ausmaß wie im Netzabschnitt 1, so ergab auch die energetische Analyse für Versorgungsgebiet 2 beträchtliche PV-Potentiale in das bestehende Netz ohne eine Maßnahme

umsetzen zu müssen (Abbildung 4-3). Im Falle einer symmetrischen Einspeisung wäre dies eine PV-Leistung von $77 \text{ kW}_{\text{peak}}$, bei einer unsymmetrischen Einspeisung $32 \text{ kW}_{\text{peak}}$ und im Falle einer einphasigen Einspeisung eine Leistung von $9 \text{ kW}_{\text{peak}}$. Auch hier sind durch den Netzausbau sowie durch einzelne Systemlösungen hohe PV-Potentiale integrierbar, die höchsten Potentiale mittels symmetrischer Einspeisesituation, wobei dabei ausschließlich durch einen Austausch aller Leitungen mit einem Standardkabel (GRID_2) eine Deckung der Stromnachfrage erfolgen kann. Bei unsymmetrischer und einphasiger Einspeisung reduzieren sich die PV-Potentiale der einzelnen Szenarien in einem ähnlichen Ausmaß wie in Netz 1. Durch eine unsymmetrische Einspeisung können 66 % und durch eine einphasige Einspeisung 92 % weniger PV integriert werden als im Falle einer symmetrischen Situation. Die energetischen Ergebnisse im Vergleich zur Referenz (BAU + PV) für den Netzabschnitt 2 werden in Abbildung 4-4 dargestellt, inklusive der Unterdeckung der Stromnachfrage je nach Einspeisesituation. Auch hier zeigen sich bei den unsymmetrischen und einphasigen Szenarien der Blindleistungsregelung im Vergleich zur symmetrischen Einspeisung nur geringfügige bis keine zusätzlichen (im Vergleich zur Referenz: BAU + PV) installierbaren PV-Potentiale. Zudem entspricht die geringe bzw. kontraproduktive Wirksamkeit von Blindleistungsszenario INNO_3 sowie des RONT (INNO_7, _9) in etwa jenen Auswirkungen wie sie für Netz 1 beschrieben wurden.

Vergleicht man die Netztopologie der beiden Netzabschnitte, so ist zu erkennen dass im Versorgungsgebiet 1 nach den ersten beiden Leitungen ab dem Transformator (1-2 und 2-3) das Netz bereits als Verkabelung mit Standardquerschnitt ausgeführt ist. Ungünstiger erweist sich die Verkabelung im Netz 2, sodass die Netzausbauszenarien sich hier dementsprechend ungleich verhalten.

Folgende Tabelle zeigt eine Zusammenfassung der maximal installierbaren PV-Leistungen für Versorgungsgebiet 1 und 2.

Tabelle 4-1: Installierbare PV-Leistungen

	Versorgungsgebiet 1			Versorgungsgebiet 2		
	SYM	UNSYM	EINP	SYM	UNSYM	EINP
	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
BAU+PV	89,8	39,4	11,1	76,5	32,0	8,9
GRID_1	149,2	68,1	20,0	125,6	36,5	9,3
GRID_2	134,4	61,6	17,8	222,8	74,9	16,6
GRID_3	121,0	54,9	15,6	125,6	58,7	15,4
INNO_1	109,1	39,4	11,1	97,2	36,9	8,9
INNO_2	142,6	50,5	11,1	153,9	46,6	9,3
INNO_3	135,9	16,3	9,7	125,6	31,6	6,5
INNO_4	115,8			105,3		
INNO_5_1	106,2	50,5	11,9	87,1	40,5	9,3
INNO_5_2		50,5	12,6		41,3	9,7
INNO_6	128,5	55,7	16,3	109,4	45,0	13,0
INNO_7	138,1	39,4	11,1	146,2	32,9	8,9
INNO_8	147,0			137,7		
INNO_9	167,1			170,1		

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Blind- und Wirkenergiebedarf

Folgende Tabellen geben für Versorgungsgebiet 1 und 2 einen Überblick über den Blindenergie (Q)- und Wirkenergie (P)-Bedarf der Smart Grid-Systemlösungen, wobei zu erkennen ist, dass ausschließlich jene Szenarien einen geringen Bedarf an Regelenergie aufweisen, die auf lokalen Größen basierend operieren (INNO_1, _5).

Tabelle 4-2: Blind- und Wirkenergiebedarf der Smart Grid-Systemlösungen für Versorgungsgebiet 1

Einspeisesituation...	symmetrisch		unsymmetrisch		einphasig	
	Q [kVArh]	P [kWh]	Q [kVArh]	P [kWh]	Q [kVArh]	P [kWh]
INNO_1	159					
INNO_2	12.926		781			
INNO_3	18.488		2.223		1.313	
INNO_4	11.790					
INNO_5_1		18		98		
INNO_5_2				98		
INNO_6		1.800		728		138
INNO_7						
INNO_8	12.198	69				
INNO_9	2.098					

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Tabelle 4-3: Blind- und Wirkenergiebedarf der Smart Grid-Systemlösungen für Versorgungsgebiet 2

Einspeisesituation...	symmetrisch		unsymmetrisch		einphasig	
	Q [kVArh]	P [kWh]	Q [kVArh]	P [kWh]	Q [kVArh]	P [kWh]
INNO_1	1.117		383			
INNO_2	23.187		1.977			
INNO_3	18.033		4.537		931	
INNO_4	1.769					
INNO_5_1		0,9		11		
INNO_5_2				14		
INNO_6		1.538		525		92
INNO_7						
INNO_8	11.652	42				
INNO_9	1.745	9				

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Setzt man diesen Blind- und Wirkenergiebedarf in Relation zu den zusätzlichen aufgrund des jeweiligen Szenarios installierbaren PV-Potentialen, so ergeben sich jene Relativ- bzw. Prozentwerte wie sie in Tabelle 4-4 aufgezeigt werden.

Tabelle 4-4: Zusätzliche benötigte Blind- und Wirkenergie im Vergleich zur Referenz (BAU + PV)

	Versorgungsgebiet 1						Versorgungsgebiet 2					
	SYM		UNSYM		EINP		SYM		UNSYM		EINP	
	Q [%]	P [%]	Q [%]	P [%]	Q [%]	P [%]	Q [%]	P [%]	Q [%]	P [%]	Q [%]	P [%]
INNO_1	0,8		0,0				4,7		6,8			
INNO_2	22,5		6,4				26,0		11,8			
INNO_3	36,8		-8,8		-81		31,9		-972		-33	
INNO_4	41,5						5,3					
INNO_5_1		0,1		0,8		0,0				0,1		
INNO_5_2				0,8		0,0				0,1		
INNO_6		4,6		4,4		2,5		4,3		3,7		2.0
INNO_7												
INNO_8	19,6	0,1					16,6	0,1				
INNO_9	2,5						1,6					

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Betrachtet man die Wirkleistungsszenarien, so kann im Falle von Szenario INNO_5 bis zu 20 % mehr PV-Leistung im Vergleich zur Referenz integriert werden, wobei von der zusätzlich eingespeisten Energie weniger als 1 % verlorenggeht. Maximal 4,6 % Verlust der zusätzlich eingespeisten Energie entstehen bei INNO_6, bei gleichzeitiger Leistungssteigerung von 40 % gegenüber dem Szenario BAU + PV. Bei der Blindleistungsregelung INNO_1 zeigt sich aufgrund der lokalen Spannung ein Blindenergiebedarf unter 7 %. Während die Szenarien INNO_1 bis INNO_4 bei der unsymmetrischen Einspeisung kaum bis negative Auswirkungen zeigen, ist für INNO_2 bis INNO_4 bei symmetrischer Einspeisung ein hoher Anteil an Blindenergie (5 bis 42 %) erforderlich.

Szenario INNO_8 benötigt verhältnismäßig viel Blindenergie verglichen zur nicht eingespeisten Wirkenergie, da erst wenn die Blindleistungsregelung die Grenzwerte erreicht, die Wirkleistungsregelung aktiviert wird, um möglichst viel Energie in das Netz zu liefern. Beim Szenario INNO_9 werden für die benötigte Blindenergie und die nicht lieferbare Wirkenergie geringe Werte ermittelt, da in diesem Fall ein Großteil der Regelung vom RONT übernommen wird. Zudem kommt es wegen der hohen installierbaren Leistungen in beiden Netzen zu thermischen Überlastungen von einzelnen Leitungen, was auch der Grund dafür ist warum diese Regelungen nicht zur Gänze ausgenutzt werden können. Hier wäre eine zusätzliche Wirkleistungsreduktion abhängig vom Strom in der Leitung abgehend vom Trafo notwendig,

sowie eine entsprechende Ansteuerung bzw. Kommunikation für alle Wechselrichter, um die thermische Überlastsituation zu vermeiden.

Verluste

Ein weiteres wesentliches Ergebnis der technischen und energetischen Analyse sind die Leitungs- und Transformatorverluste, welche für alle untersuchten Netzausbauszenarien und intelligenten Systemlösungen ermittelt wurden. Folgende Tabelle zeigt zusammengefasst für Versorgungsgebiet 1 und 2 die Verluste je nach Einspeisesituation und Szenario, wobei festzustellen ist, dass mit steigender Unsymmetrie im Netz die Verluste sehr hoch werden können.

Tabelle 4-5: Jährliche Leitungs- und Trafoverluste

	Versorgungsgebiet 1			Versorgungsgebiet 2		
	SYM	UNSYM	EINP	SYM	UNSYM	EINP
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
BAU+PV	11.244	20.242	20.727	5.941	16.942	16.579
GRID_1	13.259	29.744	29.428	6.175	17.191	15.406
GRID_2	12.470	27.455	27.138	10.823	30.872	22.807
GRID_3	11.852	25.161	24.808	5.616	25.055	21.443
INNO_1	12.477	20.242	20.727	6.601	18.622	16.579
INNO_2	15.815	24.261	20.727	11.572	22.668	17.047
INNO_3	15.336	13.250	19.866	8.779	17.631	14.310
INNO_4	13.007			6.991		
INNO_5_1	12.260	24.034	21.535	6.217	20.005	17.047
INNO_5_2		24.034	22.346		20.288	17.516
INNO_6	13.619	25.507	26.188	6.989	21.449	21.173
INNO_7	15.216	20.242	20.727	10.313	17.262	16.579
INNO_8	16.277			9.488		
INNO_9	18.677			13.030		

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Setzt man die durch die zusätzliche Einspeisung (im Vergleich zur Referenz) generierten Verluste in Relation zu den zusätzlichen PV-Potentialen, so zeigt sich, dass einzig im Szenario GRID_3 im Netz 2 die Verluste gegenüber der Referenz verringert werden können. Im Allgemeinen verursachen die Smart Grid-Lösungen höhere spezifische Verluste als die Netzausbauszenarien, da durch die intelligenten Systemlösungen das Netz über den Zeitraum von einem Jahr betrachtet stärker ausgelastet wird und über dieselben Leitungen mehr Energie transportiert werden muss.

Benötigte Infrastruktur

Gemäß dem in Kapitel 3.4.4 ausgearbeiteten Systemlösungskatalog zeigt folgende Tabelle zusammengefasst die Infrastruktur, die notwendig ist um das jeweilige Szenario umzusetzen.

Tabelle 4-6: Benötigte Netzkomponenten

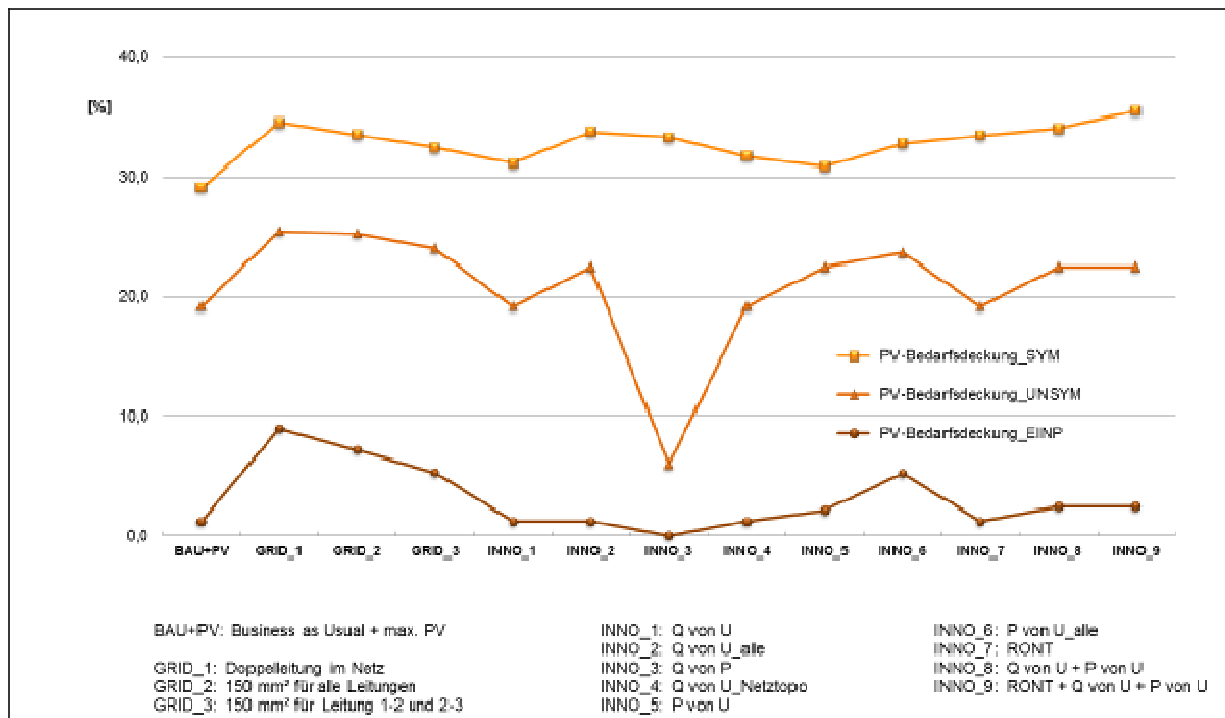
	Zusätzliche / neu verlegte Leitungen [m]		Kommunikation		Q von U	Q von P	P von U	RONT
	Netz 1	Netz 2	Pt zu Pt	Broadcast				
BAU+PV								
GRID_1	845	556						
GRID_2	670	385						
GRID_3	117	157						
INNO_1					X			
INNO_2				X	X			
INNO_3						X		
INNO_4					X	X		
INNO_5_1							X	
INNO_5_2							X	
INNO_6			X				X	
INNO_7				X				X
INNO_8					X		X	
INNO_9			X		X		X	X

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Nutzer- bzw. Kundensicht: Bedarfsdeckung und Verluste

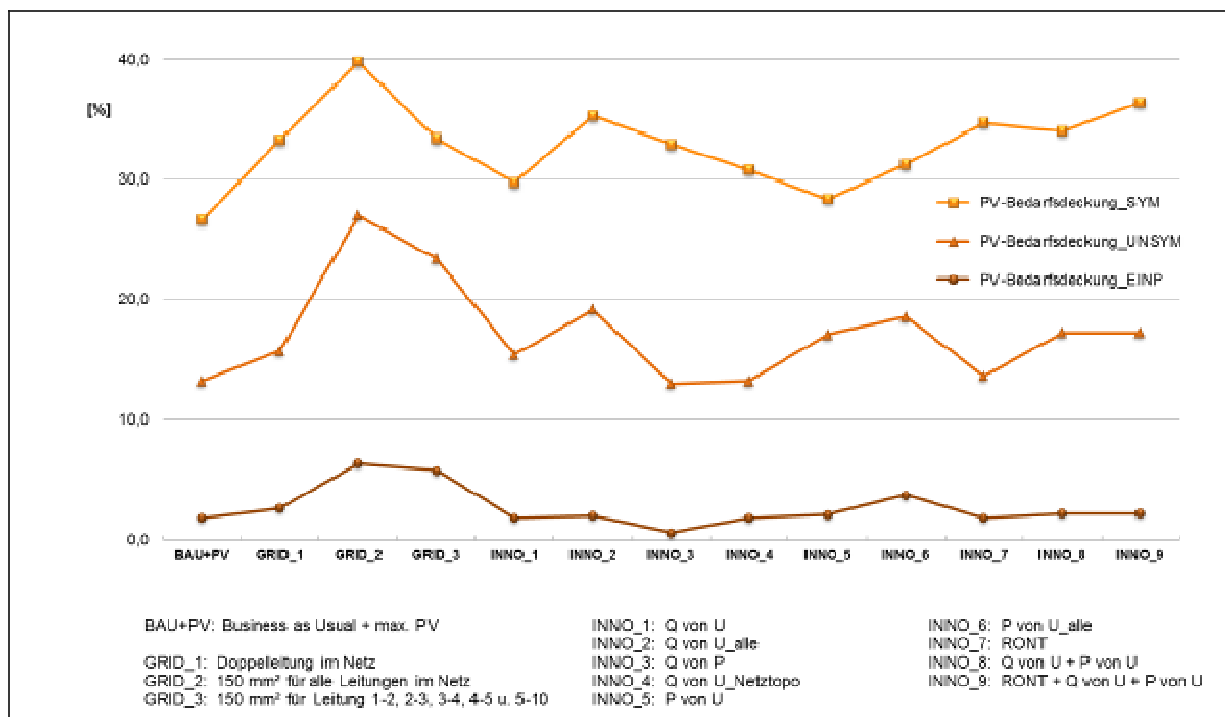
Bislang wurden die Ergebnisse der technischen und energetischen Analyse für die einzelnen Szenarien akkumuliert für das gesamte jeweilige Versorgungsgebiet dargestellt, was einer Netzbetreibersicht entspricht. Davon können notwendige Informationen für Kunden bzw. Nutzer abgeleitet werden. Aus Nutzersicht interessiert vor allem, inwieweit die erzeugte Energie selbst verbraucht werden kann und ob die Anwendung der jeweiligen Systemlösungsszenarien den Betrieb des einzelnen Nutzers beeinflussen. Zunächst wird in folgenden Abbildungen der Nutzungsgrad der Anlagen bzw. der Anteil des Bedarfs dargestellt, der durch PV gedeckt werden kann. Diese Werte gelten sowohl für das gesamte Versorgungsgebiet, als auch als Mittelwert für den jeweiligen Nutzer.

Abbildung 4-5: Bedarfsdeckung durch PV für Versorgungsgebiet 1



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-6: Bedarfsdeckung durch PV für Versorgungsgebiet 2



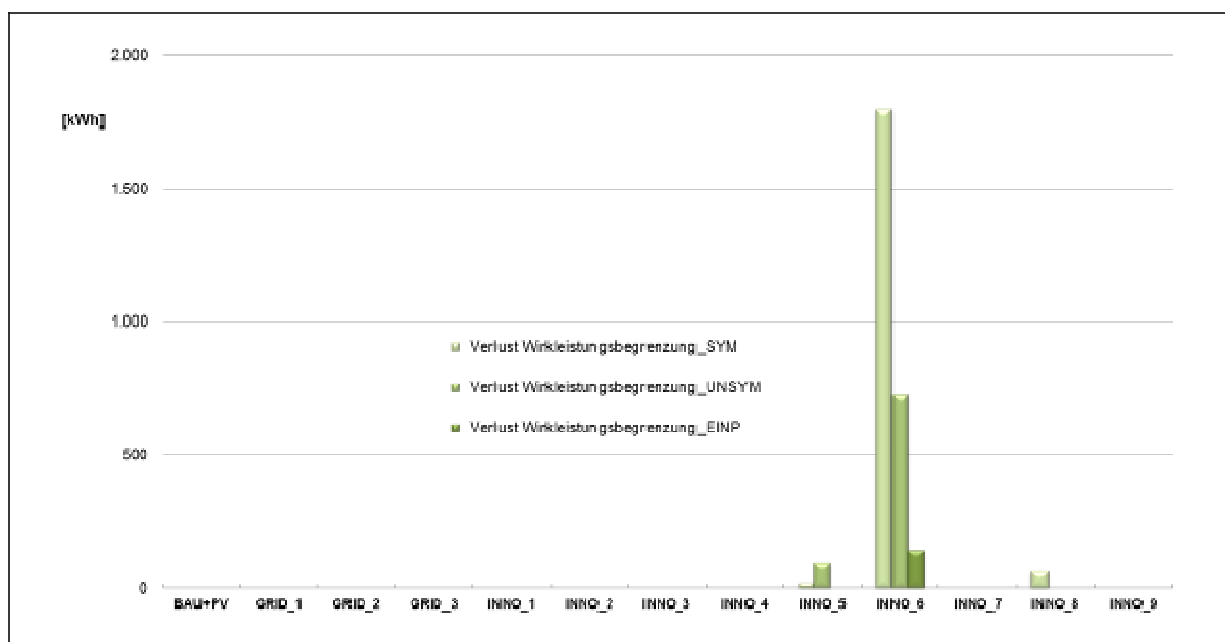
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-5 und Abbildung 4-6 zeigen, dass für Versorgungsgebiet 1 und 2 durch symmetrische Einspeisung jeweils der höchste Anteil des Eigenbedarfs gedeckt werden kann, gefolgt von der Blue Globe Report – Klima- und Energiefonds

unsymmetrischen und einphasigen Einspeisung. Dies und auch die Veränderung zwischen den untersuchten Szenarien ist auf die integrierbaren PV-Potentiale zurückzuführen. Im Falle der symmetrischen Einspeisung liegt der Eigennutzungsgrad beider Netze im Durchschnitt jeweils bei ca. 33 %, während für die unsymmetrische Einspeisung als Mittelwert 21 % (Netz 1) bzw. 18 % (Netz 2) quantifiziert wurden. Die geringsten Werte, im Durchschnitt 3 % für das jeweilige Versorgungsgebiet, wurden schließlich für die einphasige Einspeisesituation festgestellt, was unmittelbar mit den geringen PV-Potentialen zusammenhängt.

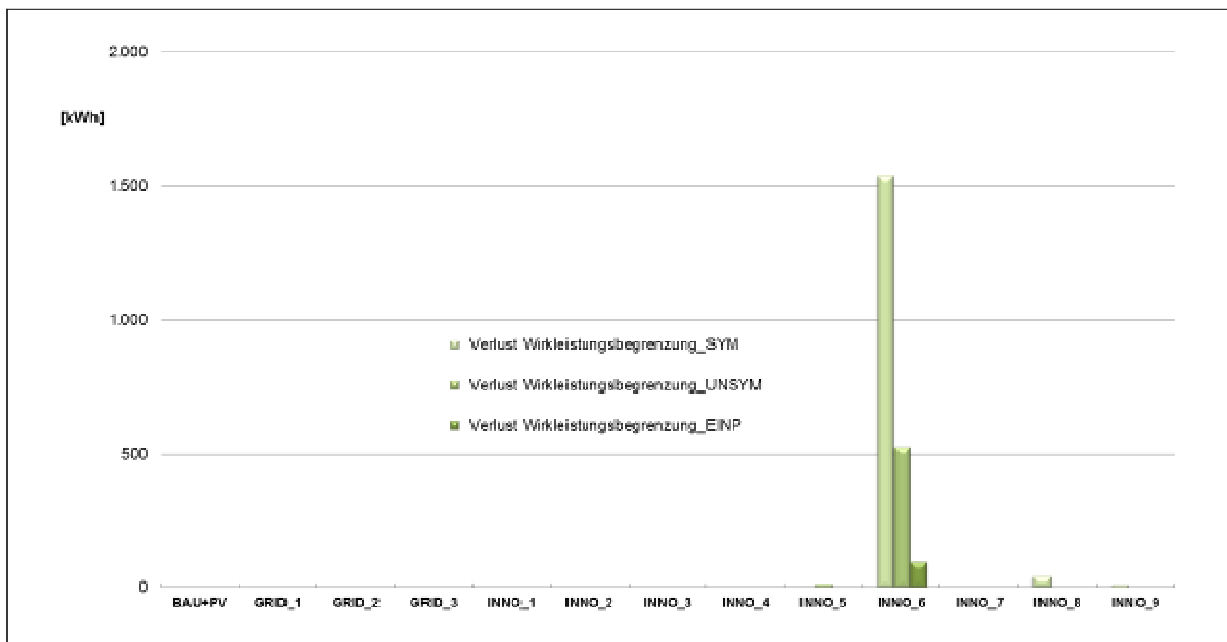
Im Allgemeinen wurden die einzelnen Szenarien hinsichtlich der maximal integrierbaren PV-Potentiale untersucht. Je mehr Leistung ins Versorgungsgebiet integriert werden kann, desto mehr kann auch der einzelne Nutzer an PV installieren. Einzelne Szenarien zielen zudem darauf ab in den Betrieb der PV-Anlagen einzugreifen und ermöglichen dadurch ein höheres Potential zu integrieren. Folgende Abbildungen zeigen, welche der untersuchten Szenarien von diesem Eingriff betroffen sind und welche Auswirkungen dies auf das Gesamtpotential hat.

Abbildung 4-7: Verluste der PV-Produktion durch Wirkleistungsbegrenzung für Versorgungsgebiet 1



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-8: Verluste der PV-Produktion durch Wirkleistungsbegrenzung für Versorgungsgebiet 2



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Wie in Abbildung 4-7 und Abbildung 4-8 ersichtlich, ist ausschließlich die Wirkleistungsregelung dafür verantwortlich, dass zu bestimmten Zeitpunkten eine Reduktion der PV-Leistung vorgenommen wird. Die mit Abstand höchsten Verluste entstehen dabei jeweils durch INNO_6. Die Wirkleistungsbegrenzung erfolgt dabei durch Kommunikation zwischen allen Wechselrichtern, sodass alle Wechselrichter im Netz gleichartig agieren und die eingespeiste Leistung um denselben Wert reduzieren.¹⁸ Setzt man diese Verluste durch die Wirkleistungsbegrenzung in Relation zu den PV-Potentialen für das jeweilige Szenario so ist festzustellen, dass nur ein geringer Anteil (INNO_6: je nach Einspeisesituation 0,6 bis 1,3 %) des Potentials verloren geht.

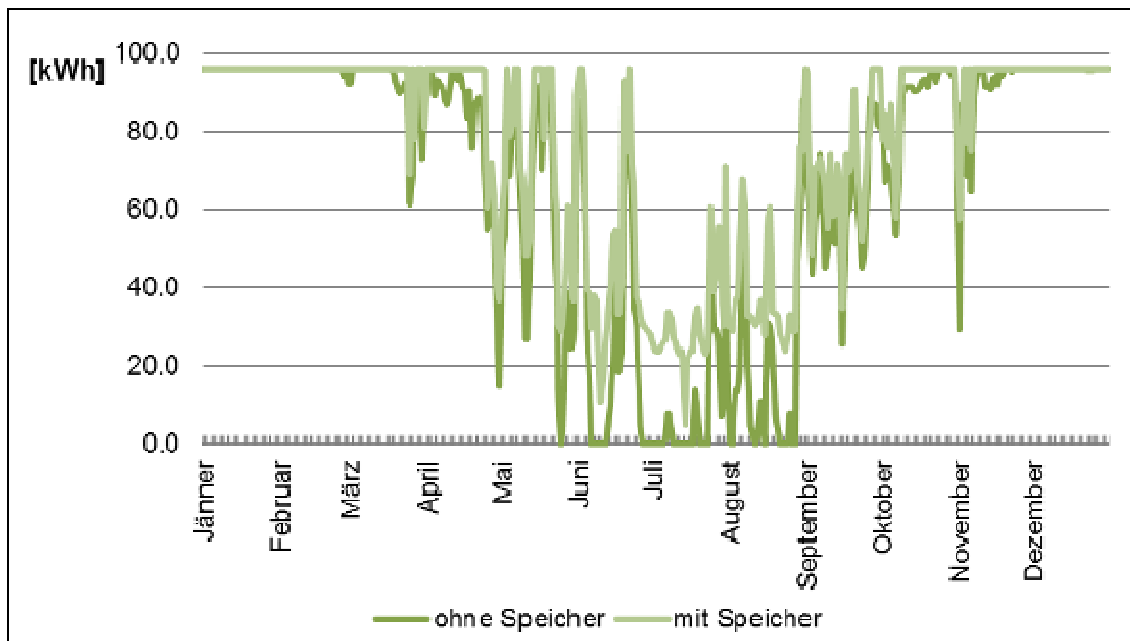
Für Versorgungsgebiet 1 wurden unabhängig von den Szenarien sowie den Einspeiseszenarien 1.090 h/a Volllaststunden ermittelt, für die zweite Niederspannungsnetzstruktur 1.150. Einzig für INNO_6 (P von U_alle) reduzieren sich infolge der Wirkleistungsbegrenzung die jährlichen Volllaststunden auf 1.070 h/a im Falle von Netz 1 und auf 1.140 h/a für Versorgungsgebiet 2.

Kombination: PV mit KWK

Neben dem Fokus auf die Integration von PV-Potentialen in die beiden Niederspannungsnetzstrukturen wurde in Zusammenhang mit den Systemlösungen zusätzlich die Einbindung wärmegeführter Blockheizkraftwerke (BHKW) betrachtet, jedoch ausschließlich im Zuge der Analysen von Versorgungsgebiet 1. Folgende Abbildung zeigt zunächst die tägliche Stromproduktion des BHKW mit und ohne Speicher über den Zeitraum eines Jahres.

¹⁸ Eine energetisch vorteilhaftere Situation würde sich ergeben wenn nur jene Wechselrichter die Wirkleistung abregeln würden, welche die größten Effekte hinsichtlich Spannungsanhebung bewirken.

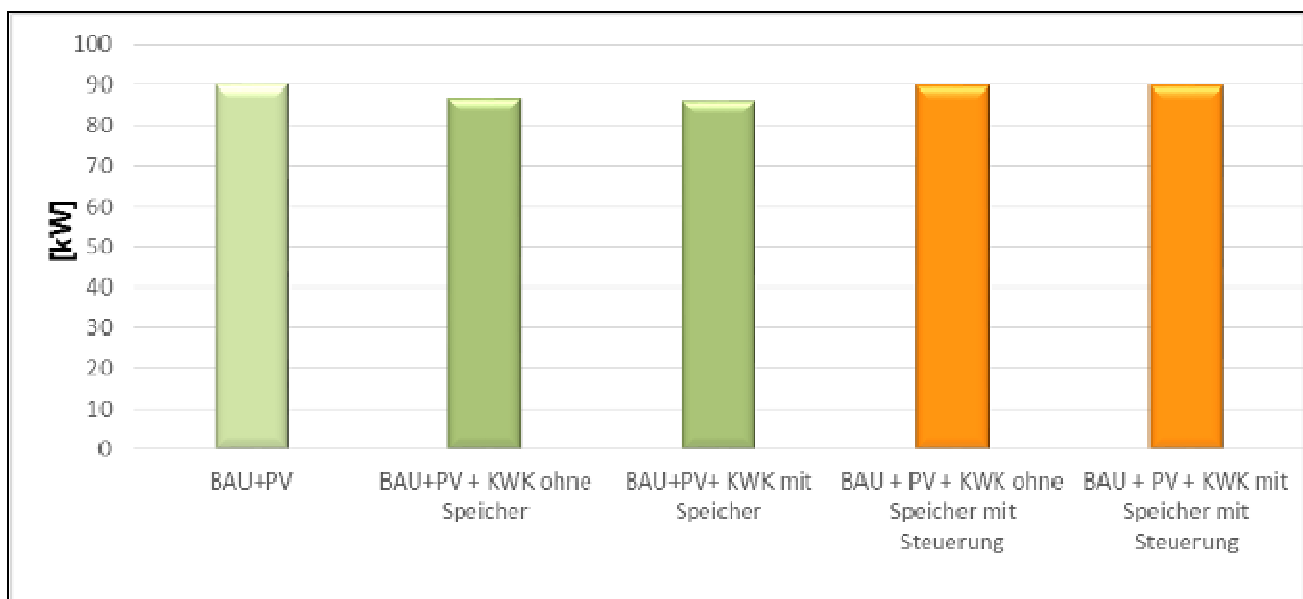
Abbildung 4-9: Verlauf der täglichen Stromproduktion des BHKW



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Die installierte elektrische Leistung der wärmegeführten BHKW-Anlage beträgt 4 kW. Zu erkennen ist, dass die Anlage ohne Speicher einen geringeren elektrischen Output erzielt als die Anlage mit Speicher. Wie Abbildung 4-10 zu entnehmen ist beeinflusst eine Kombination mit einem BHKW auch die maximal installierbare PV-Leistung in einem Netzgebiet.

Abbildung 4-10: Installierbare PV Leistung im Vergleich – BAU+PV mit und ohne BHKW

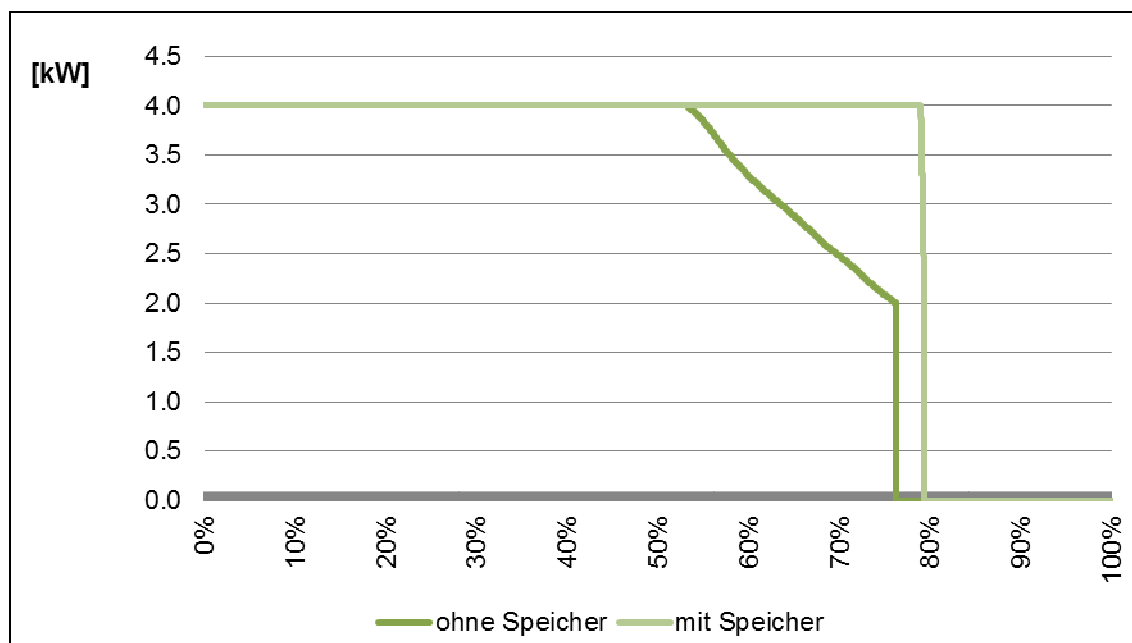


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Bei symmetrischer Einspeisung können im Versorgungsgebiet, ohne eine Maßnahme zu setzen, 89,9 kW_{peak} an PV-Modulen installiert werden. In Kombination mit einer KWK-Anlage ohne Speicher reduziert sich die PV-Leistung auf 86,9 kW_{peak} und mit einer KWK-Anlage mit Speicher auf 86,1 kW_{peak}. Da eine KWK eine Lastreduktion der PV-Anlagen darstellt, wurden keine weiteren Lastflussanalysen der kombinierten Varianten durchgeführt, da für diese ähnliche Ergebnisse wie für die zuvor ausgewerteten Systemlösungen zu erwarten sind. Eine Reduktion der installierbaren PV-Leistung um 4 kW_{peak} würde dann auftreten wenn die KWK-Anlage das ganze Jahr über eine konstante Leistung von 4 kW liefern würde. Die Reduktion der installierbaren PV-Leistung liegt bei den durchgeführten Analysen bei 3 kW_{peak} ohne Speicher und bei 3,7 kW_{peak} im Falle einer KWK-Anlage mit Speicher. Erklärt werden kann dieser Unterschied mit Abbildung 4-11, in der zu erkennen ist, dass die Anlage mit Speicher eine höhere Volllaststundenanzahl aufweist und somit eine höhere Reduktion der PV-Leistung mit sich bringt.

Wird für die KWK-Anlage eine Steuerung installiert um eine Drosselung der Einspeiseleistung zu erreichen und in weiterer Folge eine Spannungsbandverletzung an Knoten 24 zu vermeiden, so kann so viel PV installiert werden, wie in dem Szenario BAU + PV. Wird mit idealer PV über das ganze Jahr simuliert, so können 39 kWh (42 Eingriffe) elektrischer Energie für das Szenario „BAU+PV ohne Speicher mit Steuerung“ nicht in das Netz eingespeist werden. Bei dem Szenario mit Speicher ergibt sich ein Wert von 86 kWh (86 Eingriffe) an nicht einspeisbarer elektrischer Energie. Erfolgt eine Simulation mit realen PV-Daten, so reduziert sich für beide Szenarien die nicht einspeisbare Energie auf Null, da sich in diesem Fall die reale PV und das gegebene elektrische KWK-Profil ergänzen können.

Abbildung 4-11: Jahresdauerlinie der elektrischen Leistung des BHKW



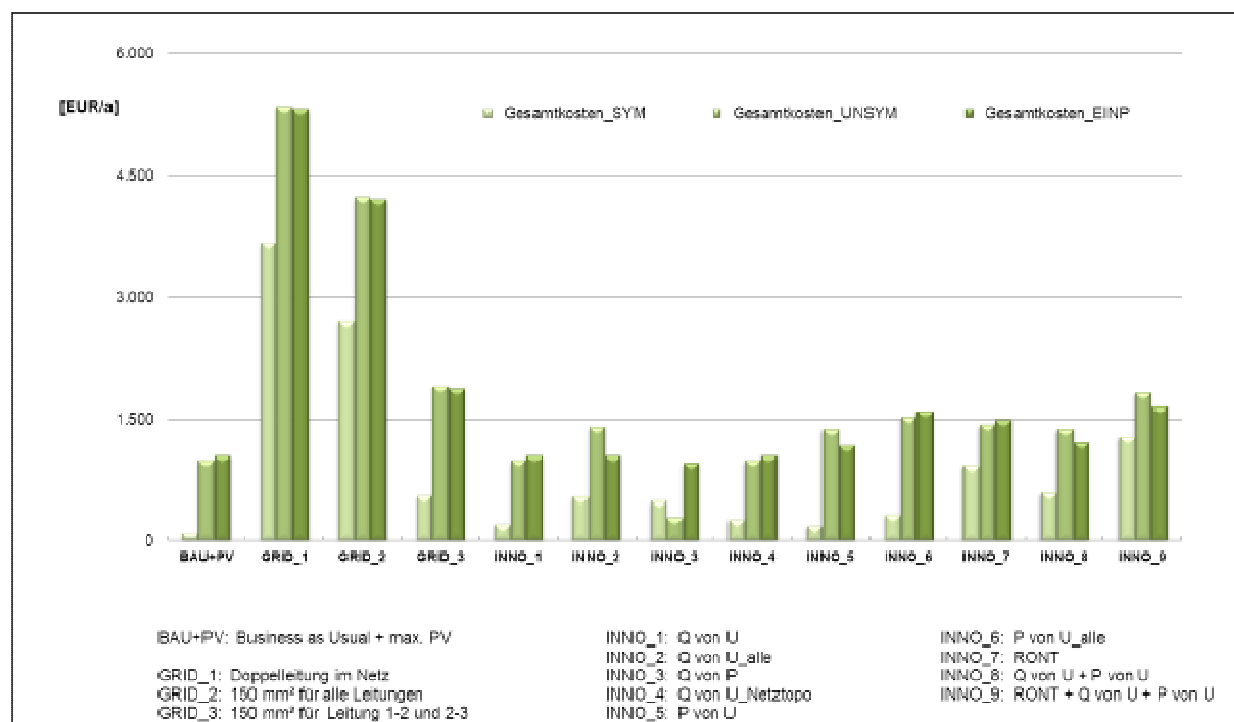
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

4.1.2 Ökonomische Analyse

Jahresgesamtkosten aus Netzbetreibersicht

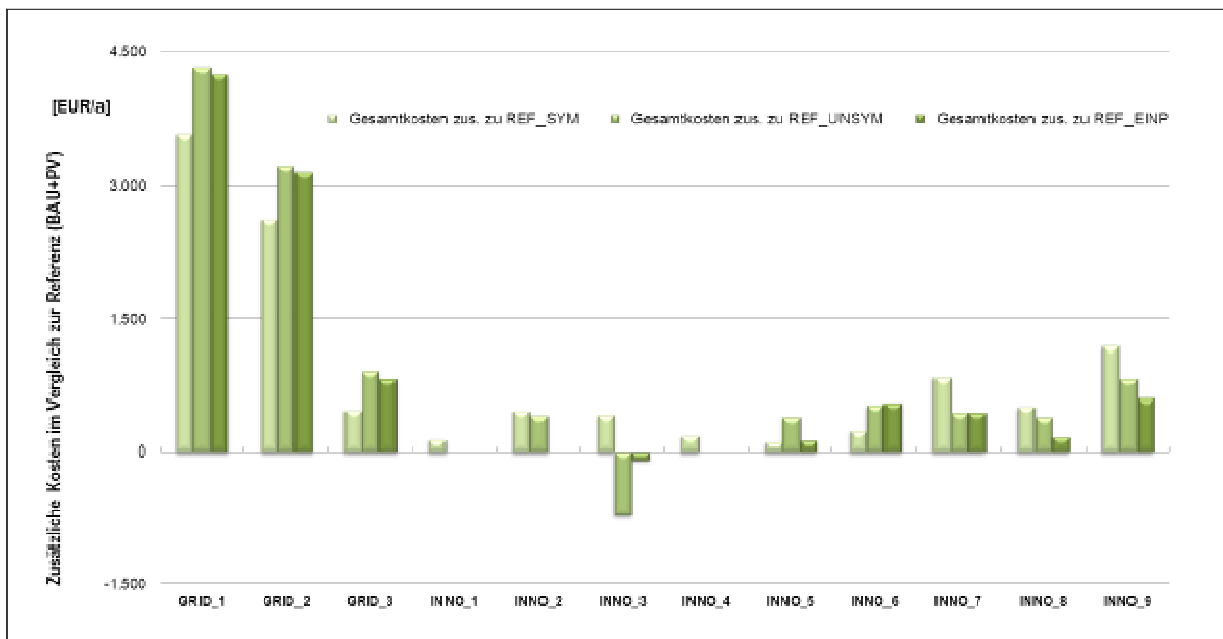
Folgende Abbildungen zeigen, auf Basis der energetischen Bewertung und unter Anwendung des ökonomischen Bewertungsmodells die jährlichen Gesamtkosten im Versorgungsgebiet 1 und 2. Aus Netzbetreibersicht setzen sich diese aus Kosten für Netzverluste und den Kosten für die Netzinfrastruktur und den Transformator zusammen.

Abbildung 4-12: Jahresgesamtkosten_{absolut} für Versorgungsgebiet 1 aus Netzbetreibersicht



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-13: Jahresgesamtkosten_{relativ zur Referenz} für Versorgungsgebiet 1 aus Netzbetreibersicht



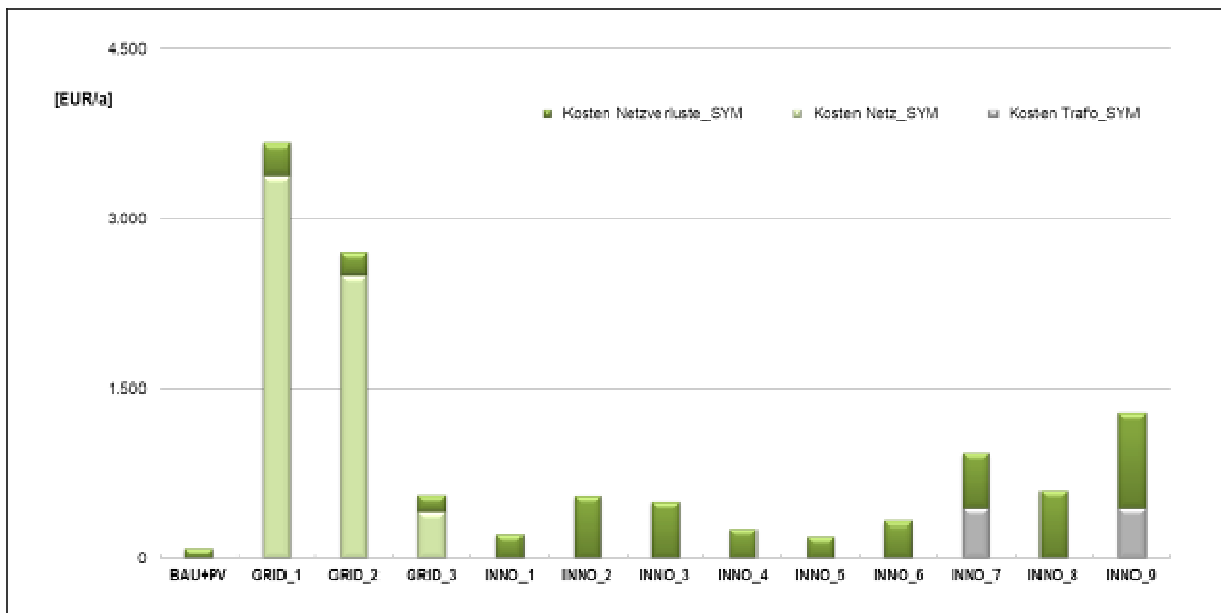
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Wie in Abbildung 4-12 erkennbar ist, liegen die Jahresgesamtkosten bei einer symmetrischen Einspeisung in Versorgungsgebiet 1 deutlich unter den Kosten einer einphasigen und unsymmetrischen Einspeisung (Ausnahme INNO_3). Die jährlichen Kosten für eine unsymmetrische Einspeisung weichen jedoch meist nicht weit von jenen der einphasigen Einspeisung ab. Aus Netzbetreibersicht ist vor allem bei den klassischen Netzausbauszenarien (siehe GRID_1, _2) mit hohen jährlichen Kosten zu rechnen, wohingegen die weiteren untersuchten Szenarien nur in geringem Maße vom jeweiligen Referenzszenario (BAU + PV) abweichen.

In Abbildung 4-13 werden die Jahresgesamtkosten im Vergleich zur Referenz dargestellt. Gemäß den geringen zusätzlichen energetischen Potentialen für die intelligenten Systemlösungen zeigen sich bei ebendiesen Szenarien nur geringe bzw. keine zusätzlichen Kosten. Da bei INNO_3 (Q von P) im Falle der unsymmetrischen und einphasigen Einspeisung geringere Potentiale als in der Referenzsituation zu erwarten sind, reduzieren sich einzig bei diesem Szenario auch die jährlichen Gesamtkosten.

Folgende Abbildung zeigt am Beispiel der symmetrischen Einspeisung für Versorgungsgebiet 1 wie sich die Jahresgesamtkosten aus Netzbetreibersicht zusammensetzen.

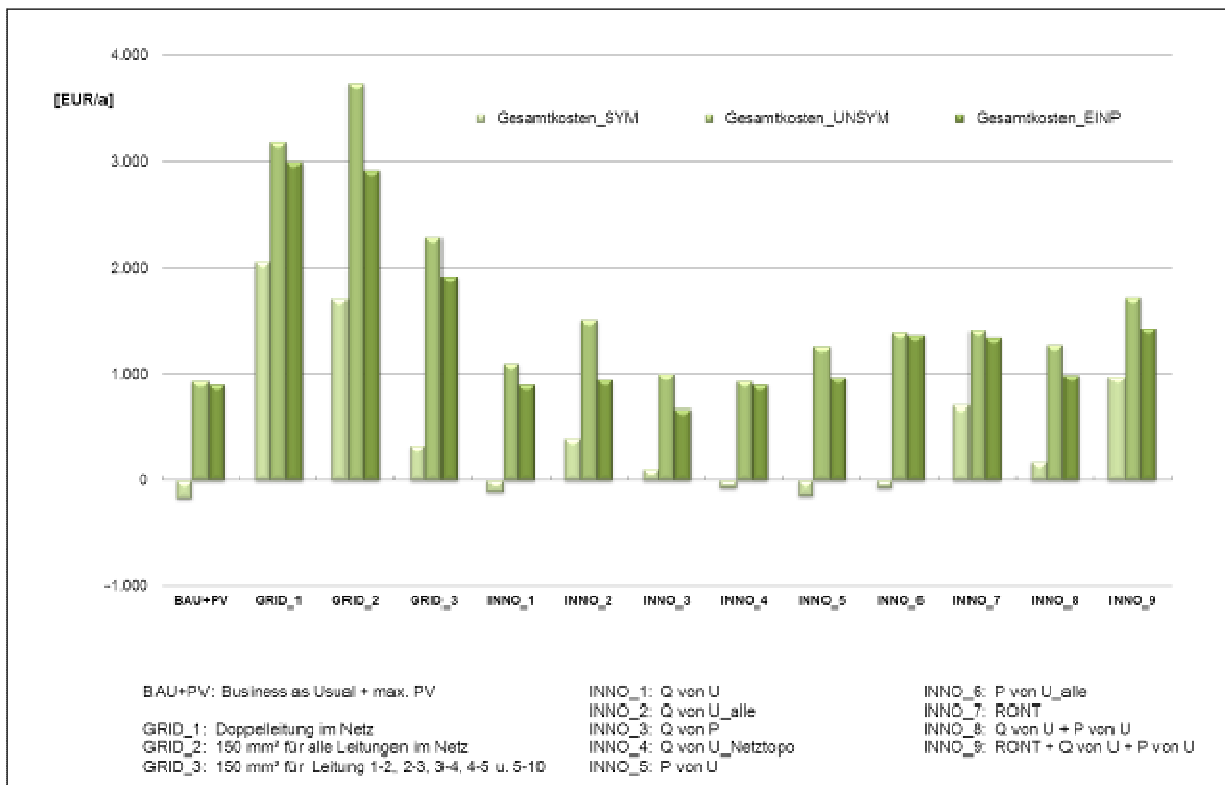
Abbildung 4-14: Zusammensetzung der Jahresgesamtkosten_{absolut} für sym. Einspeisung für Versorgungsgebiet 1 aus Netzbetreibersicht



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

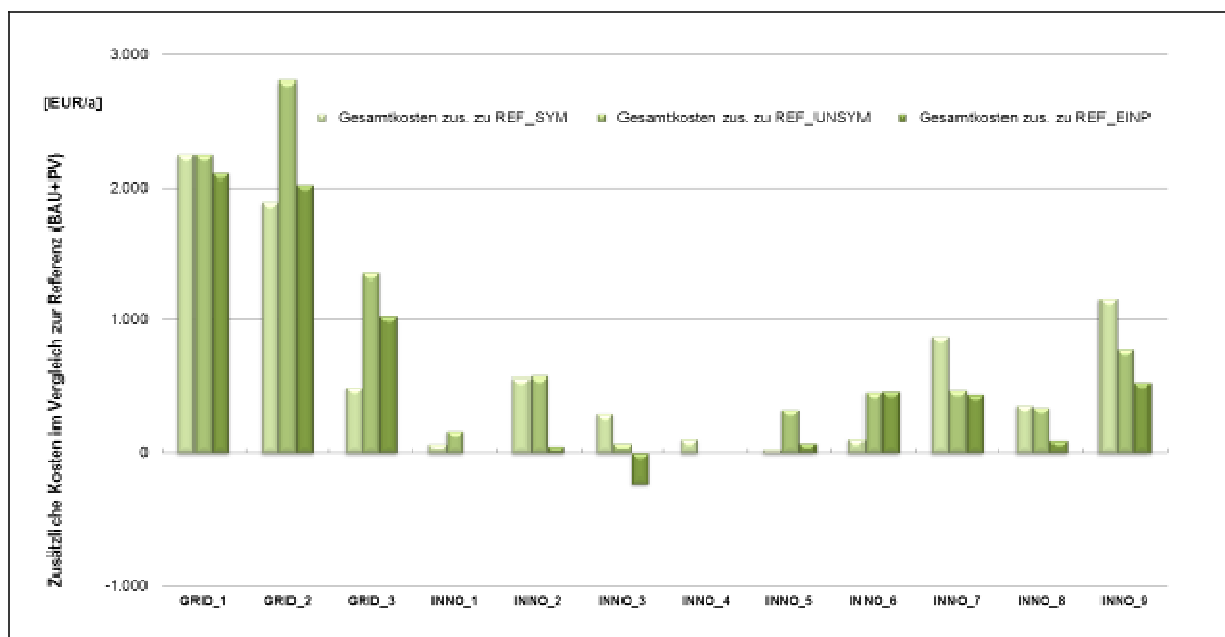
Abbildung 4-14 zeigt für das Best Case-Szenario, die symmetrische Einspeisung, die Anteile der Jahresgesamtkosten. Dabei ist zu festzustellen, dass unabhängig davon welches Szenario untersucht wird, die Kompensationskosten für Netzverluste, absolut gesehen, zwar konstant bleiben, jedoch bei den intelligenten Systemlösungen einen beträchtlichen Teil der jährlichen Gesamtkosten ausmachen. Was die Kosten für die Netzinfrastruktur betrifft, so ist mit hohen zusätzlichen Kosten für die Netzausbauszenarien zu rechnen und mit keinen weiteren Kosten für die Smart Grid-Szenarien. Als dritter Kostenblock wurden schließlich die Kosten für den Transformator betrachtet. Bis auf die beiden Varianten mit RONT (INNO_7, _9) fallen aus Netzbetreibersicht keine zusätzlichen Kosten an, wobei dabei der bestehende Ortsnetztransformator durch einen regelbaren Ortsnetztransformator getauscht wird. Hierbei ist anzumerken, dass für die beiden weiteren untersuchten Einspeisesituationen viel höhere Netzverluste ermittelt wurden, sodass der Anteil der Netzkompensationskosten an den Gesamtkosten größer ist als bei der symmetrischen Einspeisesituation.

Abbildung 4-15: Jahresgesamtkosten_{absolut} für Versorgungsgebiet 2 aus Netzbetreibersicht



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-16: Jahresgesamtkosten_{relativ zur Referenz} für Versorgungsgebiet 2 aus Netzbetreibersicht



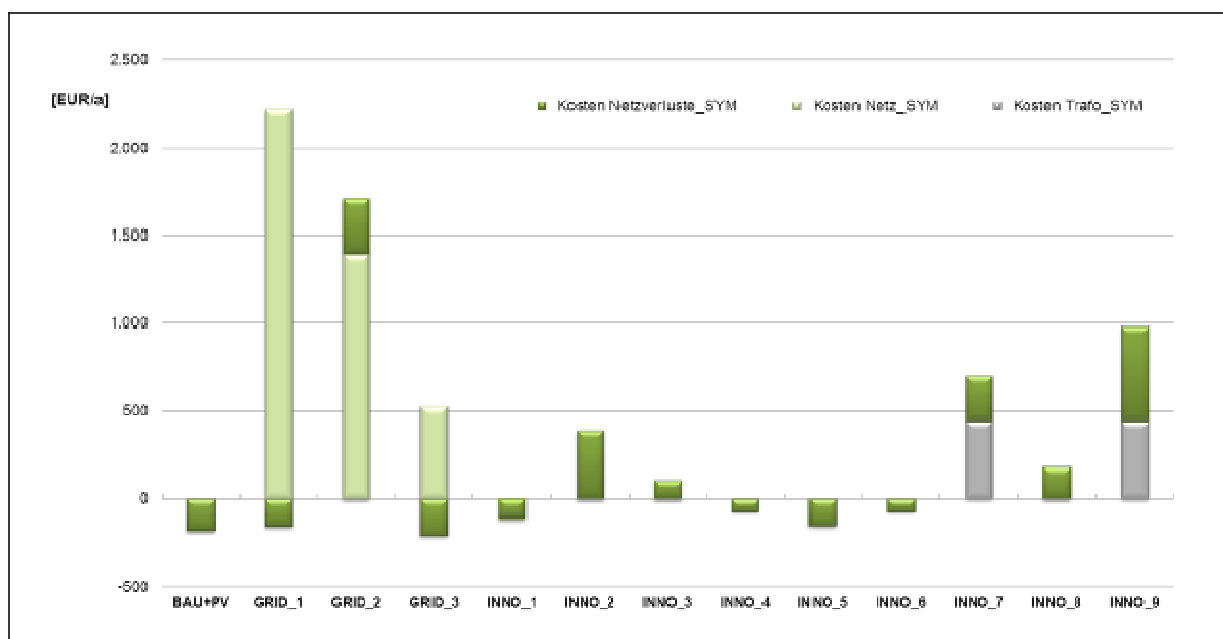
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Auch für Versorgungsgebiet 2 wurden, verglichen mit einer einphasigen und unsymmetrischen Einspeisung, für die symmetrische Einspeisung deutlich geringere Jahresgesamtkosten ermittelt, wie in Abbildung 4-15 festzustellen ist. Gemäß den Ergebnissen für Versorgungsgebiet 1 liegen auch hier die jährlichen Gesamtkosten der Netzausbauszenarien (siehe GRID_1, _2) über den Kosten des Referenzszenarios sowie der Smart Grid-Szenarien, wobei der Unterschied nicht so stark ausgeprägt ist wie in Netz 1. Zudem ist zu erkennen, dass für einige Szenarien, unter anderem dem Referenzszenario, negative Kosten quantifiziert wurden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass für ebendiese Szenarien geringere Netzverluste auftreten als im Referenzfall ohne Integration von PV.

Wie in Abbildung 4-16 dargestellt, wurden für einige intelligente Systemlösungen (INNO_1, _3 bis _5) geringe bzw. keine zusätzlichen Kosten ermittelt, was mit den energetischen Potentialen für ebendiese Szenarien zusammenhängt. Analog zu Versorgungsgebiet 1 reduzieren sich auch bei INNO_3 (Q von P) im Netz 2 die Jahresgesamtkosten, wobei hier nur die einphasige Einspeisung von der Reduktion betroffen ist.

Am Beispiel der symmetrischen Einspeisung für Versorgungsgebiet 2 zeigt folgende Abbildung die Anteile der Jahresgesamtkosten aus Netzbetreibersicht.

Abbildung 4-17: Zusammensetzung der Jahresgesamtkosten_{absolut} für sym. Einspeisung für Versorgungsgebiet 2 aus Netzbetreibersicht



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

In Abbildung 4-17 wird die Zusammensetzung der jährlichen Gesamtkosten der symmetrischen Einspeisung dargestellt, bestehend aus den Kompensationskosten für die Netzverluste und den Kosten für die Netzinfrastruktur und den Transformator. Hierbei zeigt sich, gemäß der Darstellung der jährlichen Gesamtkosten, dass negative Kosten für Netzverluste auftreten. Demnach nehmen die Netzverluste in diesen Systemlösungen im Vergleich zur Referenz ohne PV ab.

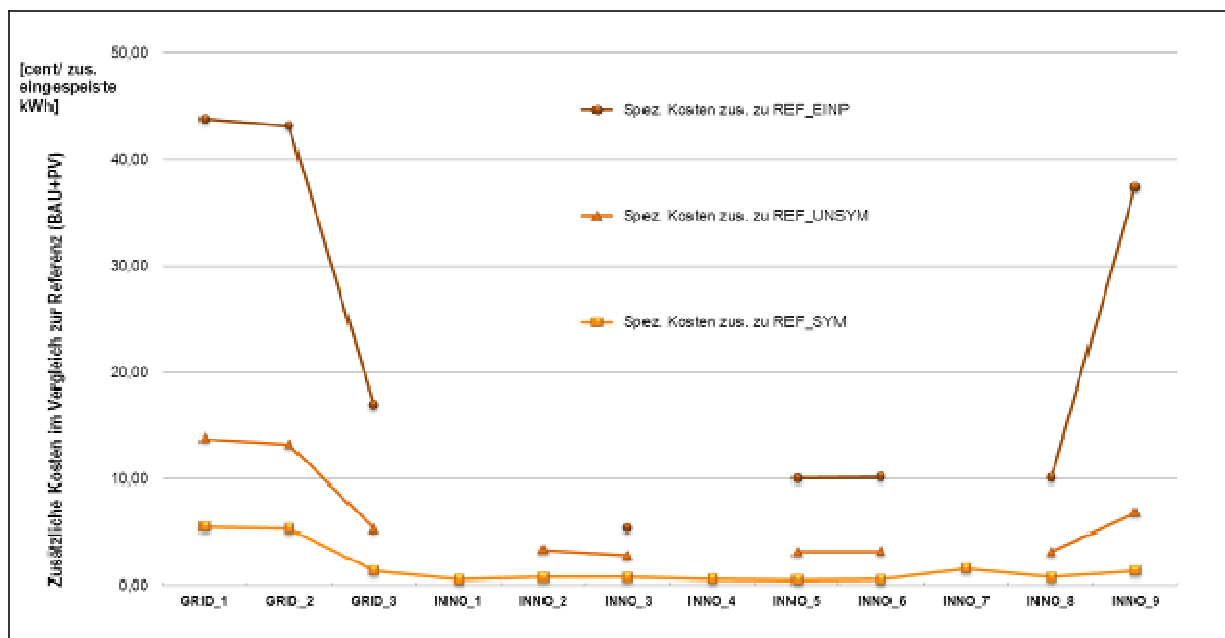
Die Kosten für Netzverluste machen vor allem bei den intelligenten Systemlösungen einen beträchtlichen Teil aus. Bei den klassischen Netzausbauszenarien (GRID_1, _2) sind es vor allem die

Kosten in die Netzinfrastruktur, die hohe Jahresgesamtkosten entstehen lassen. Was die Kosten für den Transformator betrifft, so fallen mit Ausnahme für die Szenarien mit RONT (INNO_7, _9) aus Netzbetreibersicht keine zusätzlichen Kosten an. Wie auch für Netz 1 wurden für das zweite Versorgungsgebiet für die unsymmetrische und einphasige Einspeisesituation höhere Netzverluste ermittelt, sodass auch der Anteil der Kompensationskosten für das Netz an den Gesamtkosten ansteigt.

Spezifische Kosten aus Netzbetreibersicht

Neben Jahresgesamtkosten wurden ebenso spezifische Kosten für Versorgungsgebiet 1 ermittelt, in dem die Jahresgesamtkosten in Relation zu den integrierbaren energetischen Potentialen gesetzt wurden (Abbildung 4-18).

Abbildung 4-18: Spezifische Kosten_{relativ zur Referenz} je eingespeister kWh für Versorgungsgebiet 1 aus Netzbetreibersicht



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

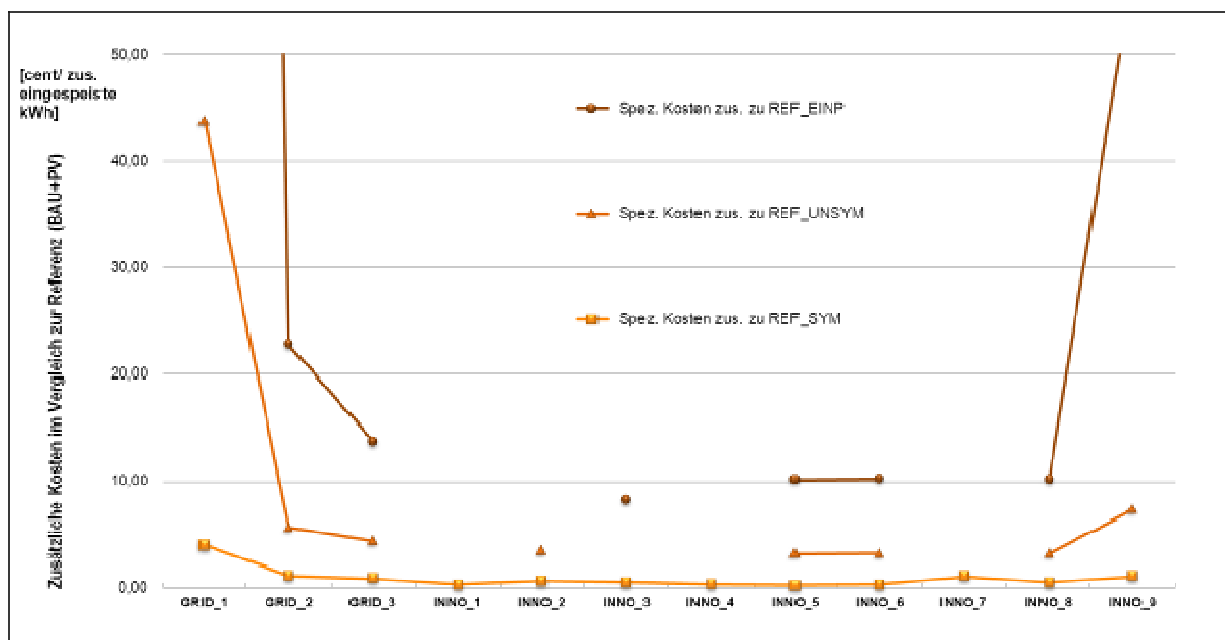
Die Abbildung zeigt die zusätzlichen Kosten, die aufgewendet werden müssten um eine zusätzliche kWh zu integrieren. Im Allgemeinen zeigen sich dabei, unabhängig von der Einspeisesituation, hohe relative Kosten für die klassischen Netzausbauszenarien (GRID_1, _2), da in diesen Fällen zwar hohe Potentiale integriert werden, dies jedoch mit hohen Investitionen in die Leitungsinfrastruktur verbunden sind. Aus energetischer Sicht würden mit einem gezielten Netzausbau zwar geringere Potentiale gehoben, die Kosten dafür sind jedoch deutlich geringer was in geringeren spezifischen Kosten resultiert. Für die Smart Grid-Szenarien wurden jedoch wegen der geringen zusätzlichen Kosten auch geringere spezifische Kosten ermittelt, weshalb diese Szenarien im Vergleich zu den Netzausbauszenarien als günstiger zu sehen sind. Ein Ausnahme bildet dabei das kombinierte Szenario INNO_9 (RONT + Q von U + P von U) und ist auf die hohen Kosten für den RONT zurückzuführen. Im Allgemeinen gilt, dass bei symmetrischer Einspeisung die geringsten spezifischen Kosten zu erwarten sind, gefolgt von der

unsymmetrischen Einspeisesituation. Für die einphasige Situation wurden die geringsten energetischen Potentiale ermittelt, weshalb auch hier die höchsten spezifischen Kosten zur Anwendung kommen würden.

Für die unsymmetrische und einphasige Einspeisung gilt, dass für jene Szenarien, für die keine zusätzlichen Potentiale bzw. Kosten ermittelt wurden, ebenso keine spezifischen Kosten berechnet werden können.

Folgende Abbildung zeigt die spezifischen Kosten für Versorgungsgebiet 2, als Indikator für zusätzlich zu integrierende Potentiale.

Abbildung 4-19: Spezifische Kosten_{relativ zur Referenz} je eingespeister kWh für Versorgungsgebiet 2 aus Netzbetreibersicht



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-19 zeigt die Jahresgesamtkosten in Relation zu den integrierbaren energetischen Potentialen für Versorgungsgebiet 2. Vor allem für die Netzausbauszenarien (GRID_1, _2) wurden dabei hohe spezifische Kosten festgestellt, was vorwiegend auf die hohen Investitionskosten zurückzuführen ist. Für den gezielten Netzausbau (GRID_3) sowie für die Smart Grid-Szenarien wurden geringere energetische Potentiale sowie geringere zusätzliche Kosten ermittelt, sodass für diese Szenarien geringere spezifische Kosten zu erwarten sind. Eine Ausnahmen bildet auch hier Szenario INNO_9 (RONT + Q von U + P von U), was auf die hohen Investitionskosten für den RONT zurückzuführen ist.

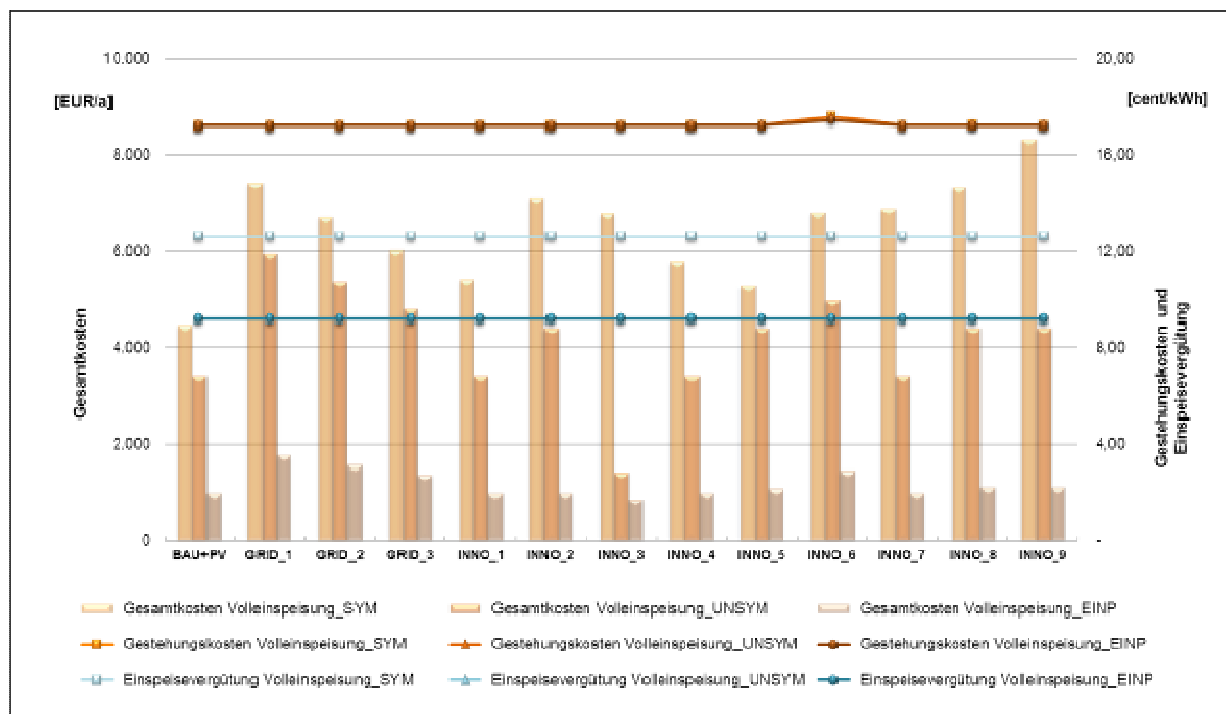
Im Allgemeinen gilt für Versorgungsgebiet 1 und 2, dass bei symmetrischer Einspeisung die geringsten spezifischen Kosten zu erwarten sind, gefolgt von der unsymmetrischen Einspeisesituation. Für die einphasige Situation wurden die geringsten energetischen Potentiale ermittelt, weshalb auch hier die höchsten spezifischen Kosten zur Anwendung kommen würden. Für die unsymmetrische und

einphasige Einspeisung gilt, dass für jene Szenarien, für die keine zusätzlichen Potentiale bzw. Kosten ermittelt wurden, ebenso keine spezifischen Kosten berechnet werden können.

Jahresgesamt- und Gestehungskosten aus Nutzersicht

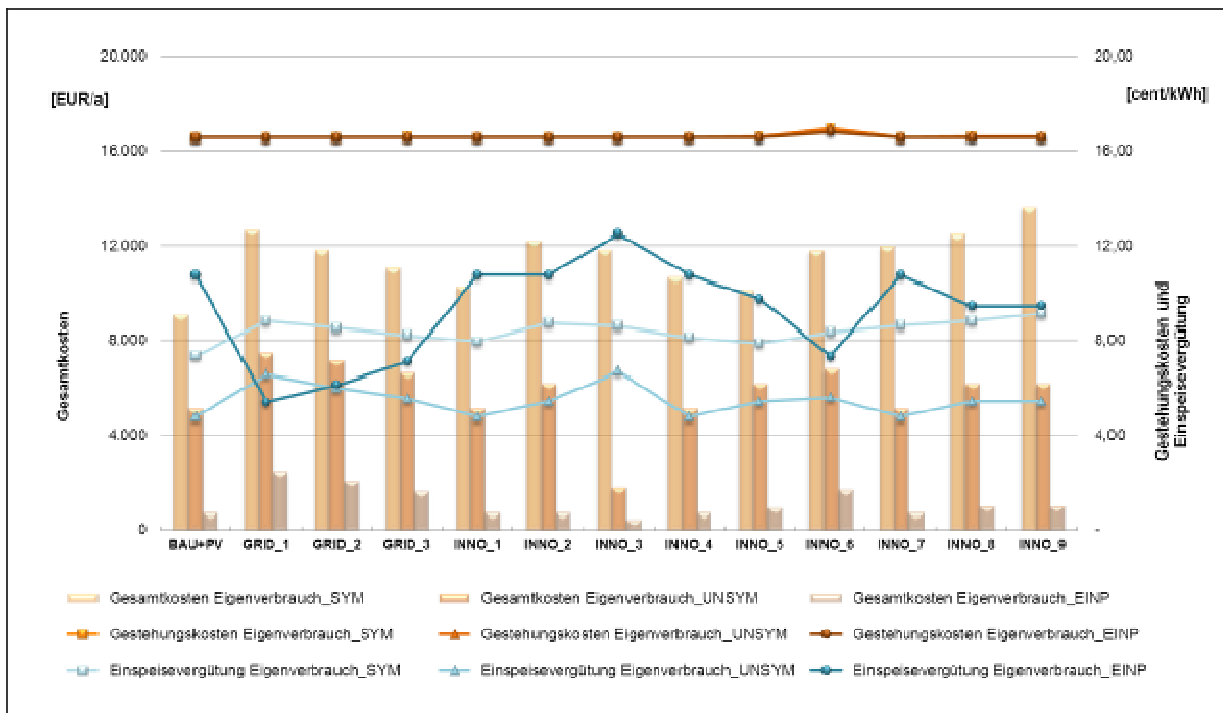
Nachfolgend werden im Anschluss an die Ergebnisdarstellung der Jahresgesamtkosten und spezifischen Kosten aus gesamtwirtschaftlicher Sicht bzw. Netzbetreibersicht, die jährlichen Gesamtkosten sowie die Gestehungskosten aus Nutzersicht vorgestellt, wobei zwischen den beiden Varianten Volleinspeisung und Eigenverbrauch zu unterscheiden ist.

Abbildung 4-20: Jahresgesamtkosten, Gestehungskosten und Einspeisevergütung, Variante Volleinspeisung für Versorgungsgebiet 1 aus Nutzersicht



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-21: Jahresgesamtkosten, Gestehungskosten und Einspeisevergütung, Variante Eigenverbrauch für Versorgungsgebiet 1 aus Nutzersicht

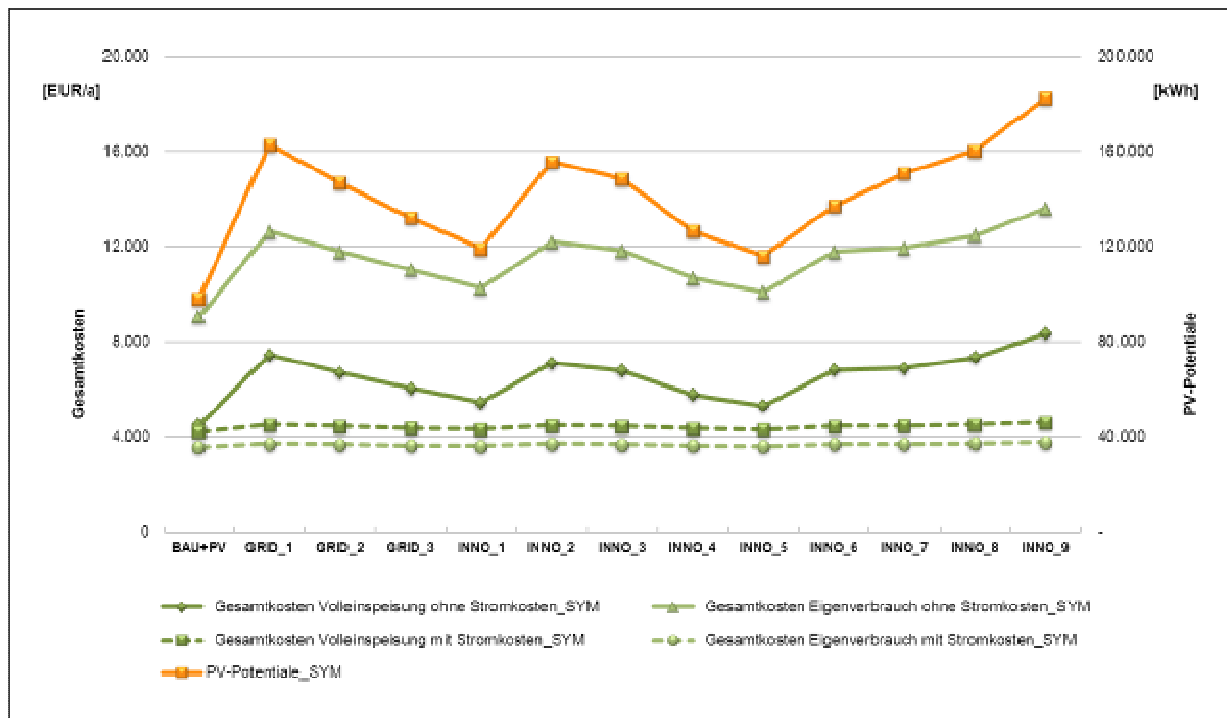


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Wie in Abbildung 4-20 sowie Abbildung 4-21 zu erkennen ist, liegen aus Nutzersicht die jährlichen Gesamtkosten (enthalten Annuitäten, Betriebskosten, korrigiert um die Einspeisevergütungen) bei einer symmetrischen Einspeisung in Versorgungsgebiet 1 deutlich über den Kosten einer einphasigen und unsymmetrischen Einspeisesituation. Im Allgemeinen korrespondiert dabei die Höhe der Kosten unmittelbar mit den für das jeweilige Szenario ermittelten PV-Potentialen, wobei die Gesamtkosten im Falle der Volleinspeisung stets unter den Kosten des Eigenverbrauchs liegen. Im Falle der Volleinspeisung wird zwar weniger Investitionszuschuss als Investitionsförderung beim Eigenverbrauch gewährt, sodass etwas geringere Annuitäten für den Eigenverbrauch ermittelt wurden. Dieser Effekt wird jedoch mehr als kompensiert durch die höhere Einspeisevergütung bei der Volleinspeisung im Vergleich zum Eigenverbrauch. Neben den jährlichen Gesamtkosten zeigen die beiden Abbildungen zudem die konstant bleibenden Gestehungskosten sowie die durchschnittliche Einspeisevergütung je Szenario. Im Falle der Variante Volleinspeisung bleiben die Einspeisevergütungen über die Szenarien hinweg konstant, wobei die unsymmetrische und einphasige Einspeisesituationen sich diesbezüglich kongruent verhalten und konstant (ca. 3,5 cent/kWh) unter der symmetrischen Einspeisung liegen. Bei der Variante Eigenverbrauch hingegen orientieren sich die durchschnittlichen Einspeisevergütungen hingegen an den integrierbaren PV-Potentialen bzw. der Höhe der Jahresgesamtkosten.

Am Beispiel der symmetrischen Einspeisung für Versorgungsgebiet 1 zeigt folgende Abbildung den Verlauf der Jahresgesamtkosten, mit und ohne jährliche Strombezugskosten für die beiden Varianten Volleinspeisung und Eigenverbrauch im Vergleich zu den integrierbaren PV-Potentialen.

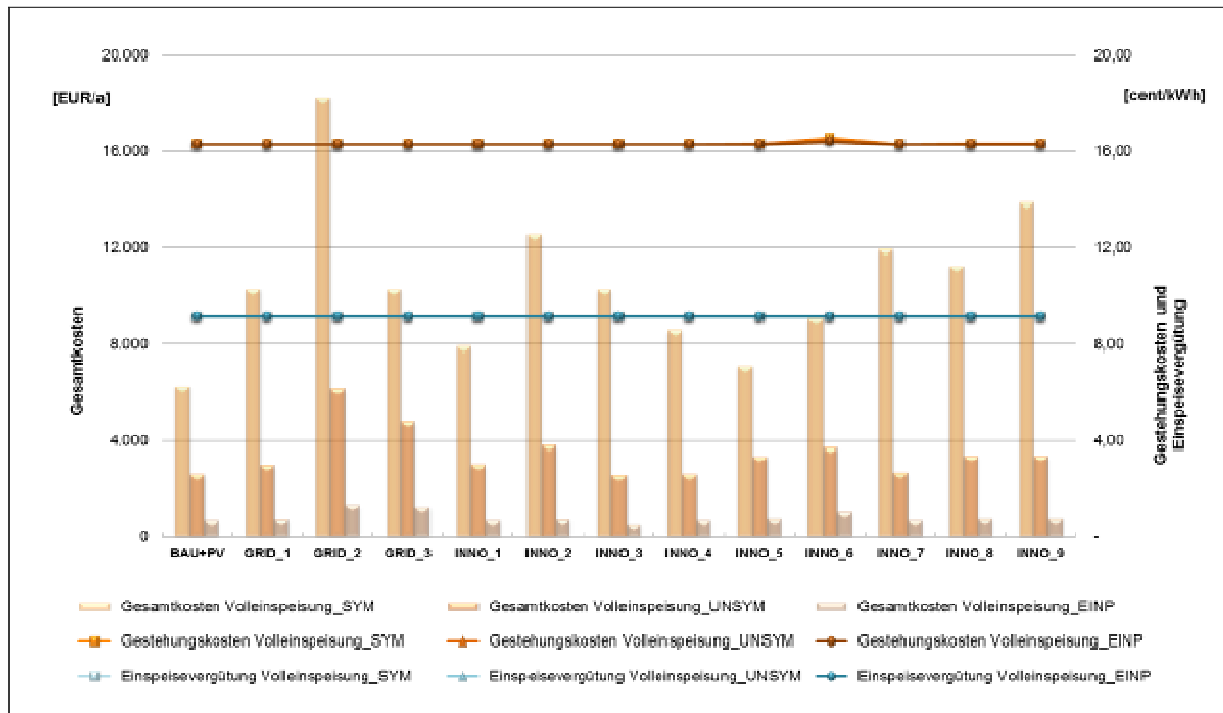
Abbildung 4-22: Jahresgesamtkosten, mit und ohne Stromkosten für sym. Einspeisung für Versorgungsgebiet 1 aus Nutzersicht



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

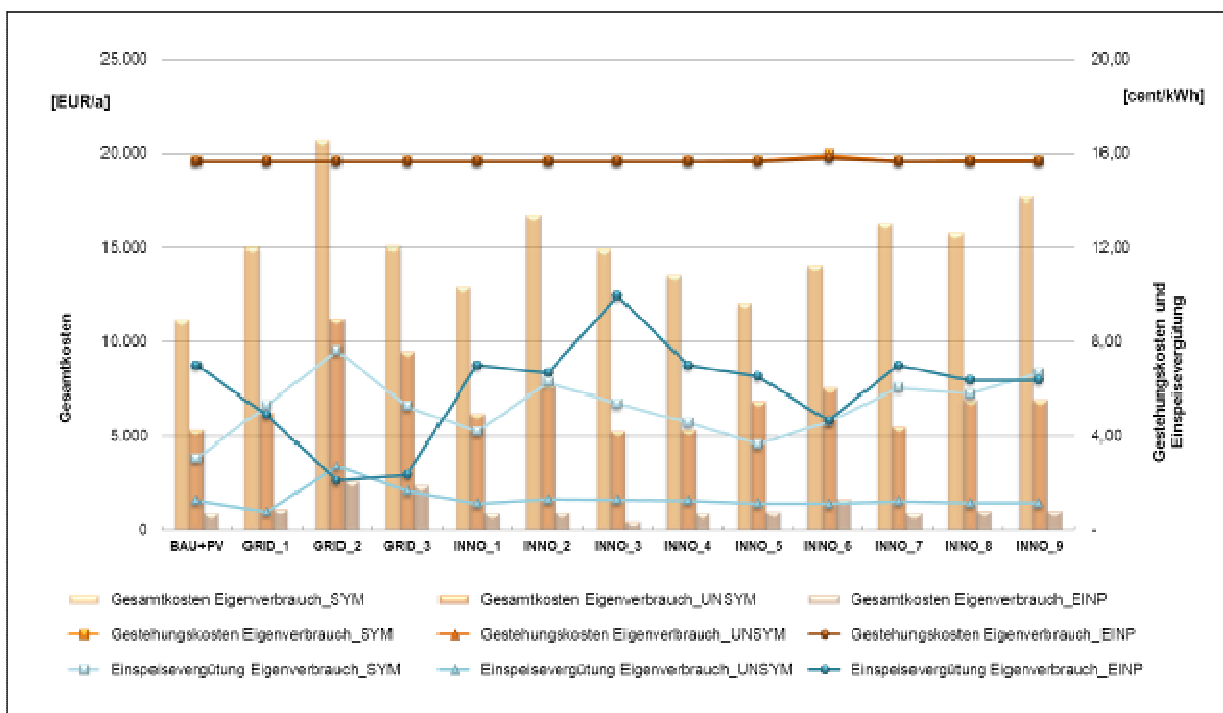
Der Vergleich der jährlichen Kosten mit den PV-Potentialen zeigt, dass die Gesamtkostendarstellung ohne Berücksichtigung der Stromkosten jeweils ähnlich verläuft wie die integrierbaren PV-Potentiale. Werden hingegen die Kosten berücksichtigt, die für den Strombezug, ob für Einspeisung bzw. Eigenverbrauch (inkl. Überschusseinspeisung), anfallen, so zeigen sich über die Szenarien hinweg, konstante jährliche Kosten. Dabei kann zudem festgestellt werden, dass die Jahresgesamtkosten bei der Volleinspeisung stets über den Kosten des Eigenverbrauchs liegen.

Abbildung 4-23: Jahresgesamtkosten, Gestehungskosten und Einspeisevergütung, Variante Volleinspeisung für Versorgungsgebiet 2 aus Nutzersicht



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-24: Jahresgesamtkosten, Gestehungskosten und Einspeisevergütung, Variante Eigenverbrauch für Versorgungsgebiet 2 aus Nutzersicht

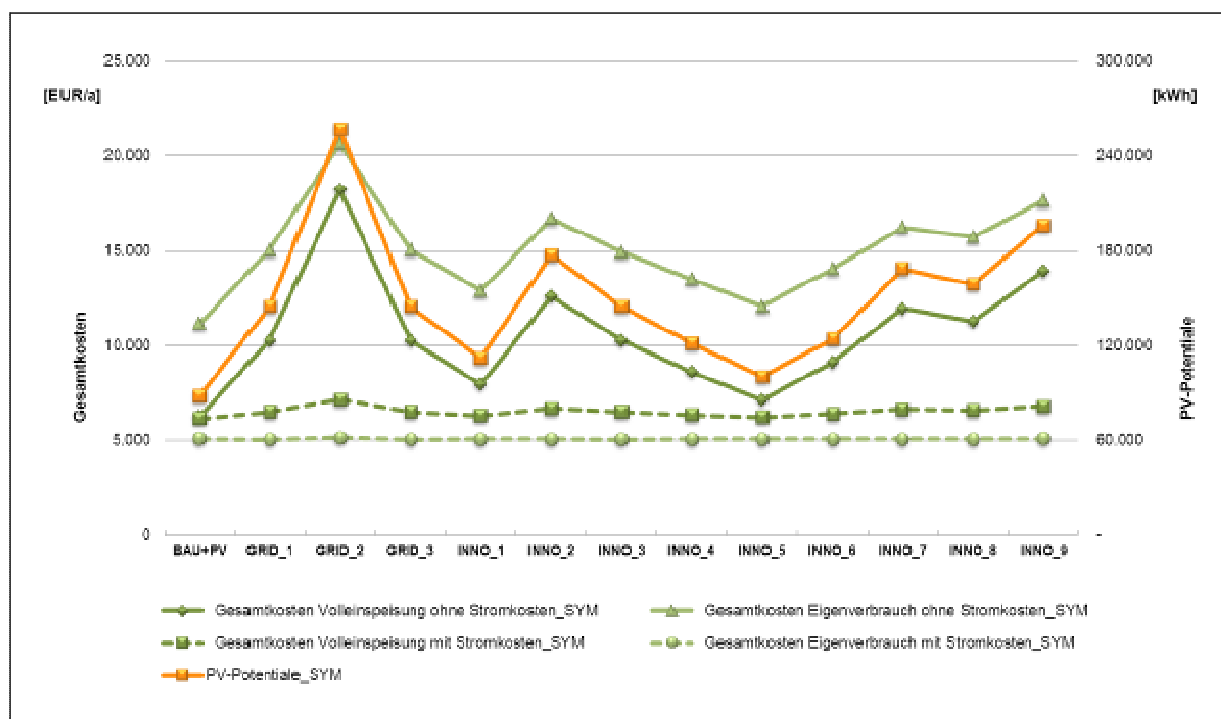


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Gemäß den Ergebnissen für Netz 1 liegen auch im Versorgungsgebiet 2 die jährlichen Gesamtkosten, wie in Abbildung 4-23 und Abbildung 4-24 gezeigt werden kann, bei einer einphasigen und unsymmetrischen Einspeisung merklich hinter den Kosten einer symmetrischen Einspeisung. Die Höhe der Kosten hängt dabei unmittelbar vom jeweiligen PV-Potential ab, was ebenso wie in Netz 1 auf die Fördersituation zurückzuführen ist. Die Gestehungskosten bleiben für die jeweilige Variante, unabhängig von der Einspeisesituation, konstant. Bei den Einspeisevergütungen hingegen sind im Falle der Variante Volleinspeisung ebenso gleichbleibende Werte feststellbar, jedoch völlig unterschiedliche Werte bei der Variante Eigenverbrauch, da sich diese Werte an den integrierbaren PV-Potentialen und den jährlichen Gesamtkosten orientieren.

Folgende Abbildung zeigt am Beispiel der symmetrischen Einspeisung für die beiden Varianten Volleinspeisung und Eigenverbrauch den Vergleich zwischen Jahresgesamtkosten (mit und ohne jährliche Strombezugskosten) und den PV-Potentialen.

Abbildung 4-25: Jahresgesamtkosten, mit und ohne Stromkosten für sym. Einspeisung für Versorgungsgebiet 2 aus Nutzersicht



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

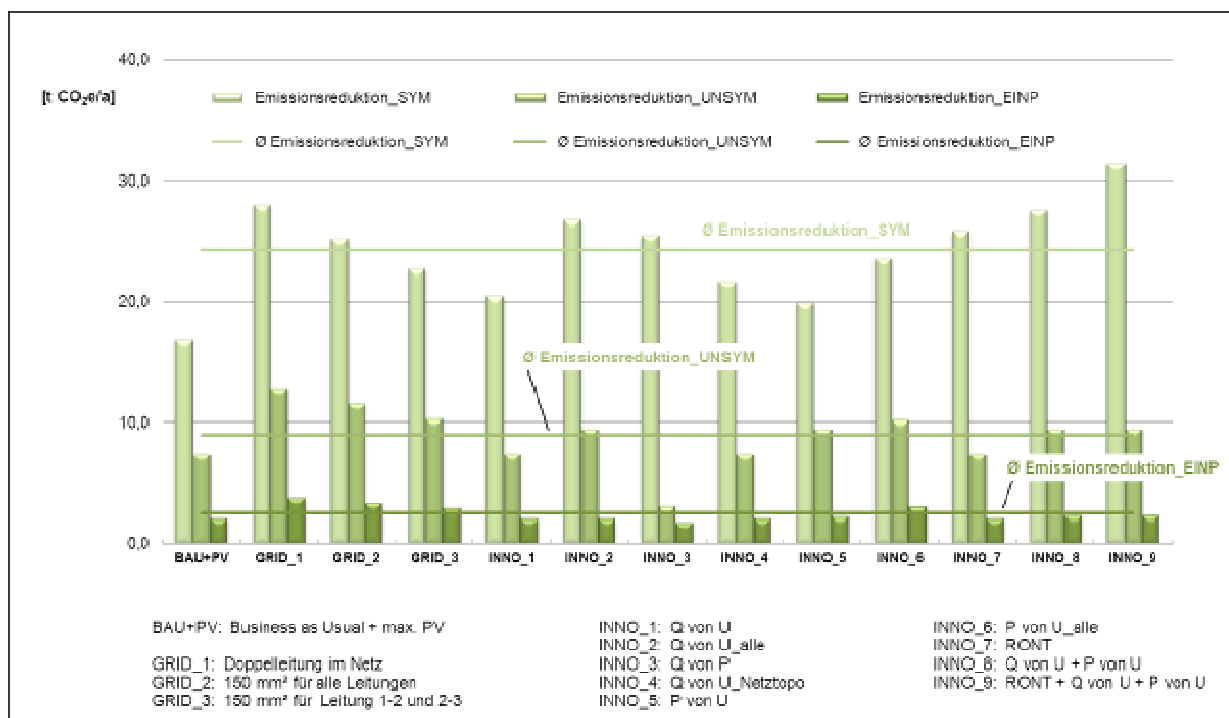
Analog zu den Resultaten für die erste Niederspannungsnetzstruktur, zeigen sich ähnliche Ergebnisse für Netz 2. Werden die Strombezugskosten nicht in den Gesamtkosten berücksichtigt, so orientieren sich die Kosten an den integrierbaren PV-Potentialen. Durch Korrektur der Gesamtkosten mit den jährlich aufzuwendenden Stromkosten für die jeweiligen Nutzer ergeben sich, über die Szenarien hinweg, in etwa konstante jährliche Kosten, wobei auch hier die Jahresgesamtkosten bei der Volleinspeisung stets über den Kosten des Eigenverbrauchs liegen.

4.1.3 Ökologische Analyse

Jährliche Emissionsreduktion

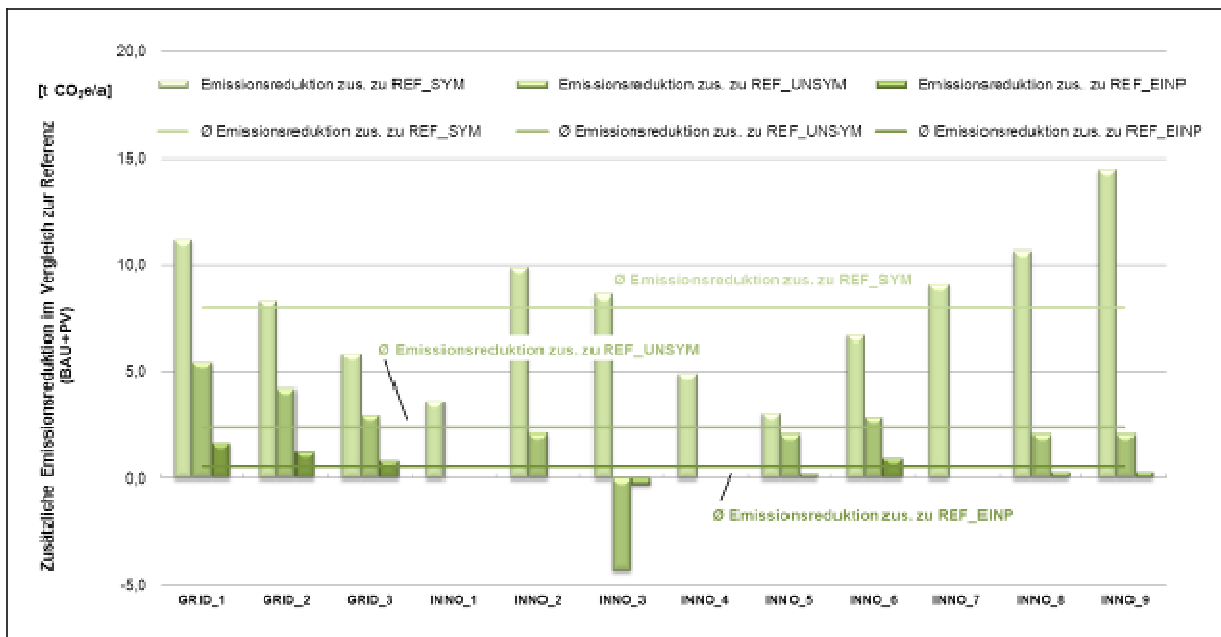
Folgende Abbildungen zeigen, auf Basis der energetischen und technischen Bewertung und unter Anwendung einer ökologischen Analyse bzw. Umrechnung mithilfe von definierten Emissionsfaktoren die jährlichen Emissionseinsparungen im Versorgungsgebiet 1 und 2.

Abbildung 4-26: Emissionseinsparung_{absolut} für Versorgungsgebiet 1



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-27: Emissionseinsparung relativ zur Referenz für Versorgungsgebiet 1

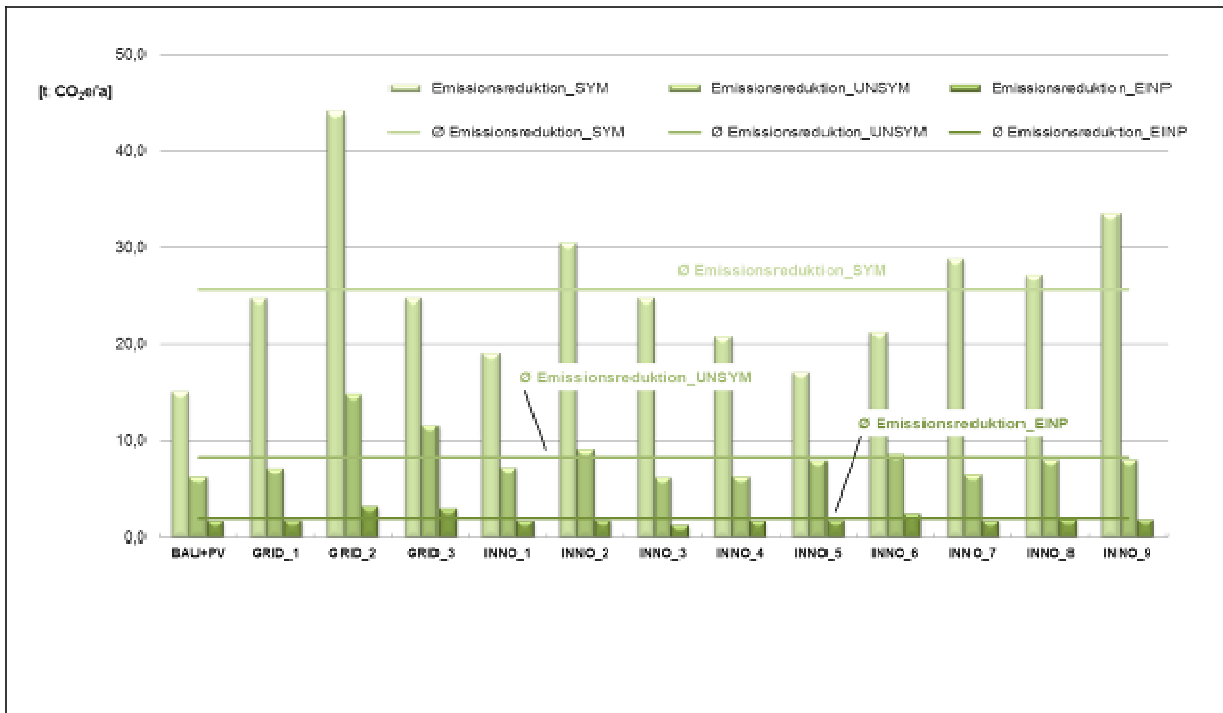


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Die ökologische Analyse für Versorgungsgebiet 1 zeigt, dass ohne eine Maßnahme zu setzen bereits erhebliche Emissionseinsparungen durch PV-Integration erzielt werden können, wobei das Ausmaß der Emissionseinsparung dabei mit dem jeweiligen PV-Potential korrespondiert (Abbildung 4-26). Durch die symmetrische Einspeisung sind die höchsten Emissionsreduktionen erzielbar, gefolgt von der unsymmetrischen und einphasigen Einspeisesituation. Durchschnittlich kann durch eine symmetrische Einspeisung eine jährliche Emissionseinsparung von 24 t CO₂e erreicht werden, während durch eine unsymmetrische Einspeisung 9 t CO₂e und durch eine einphasige Einspeisesituation lediglich 3 t CO₂e an Einsparung erzielt werden.

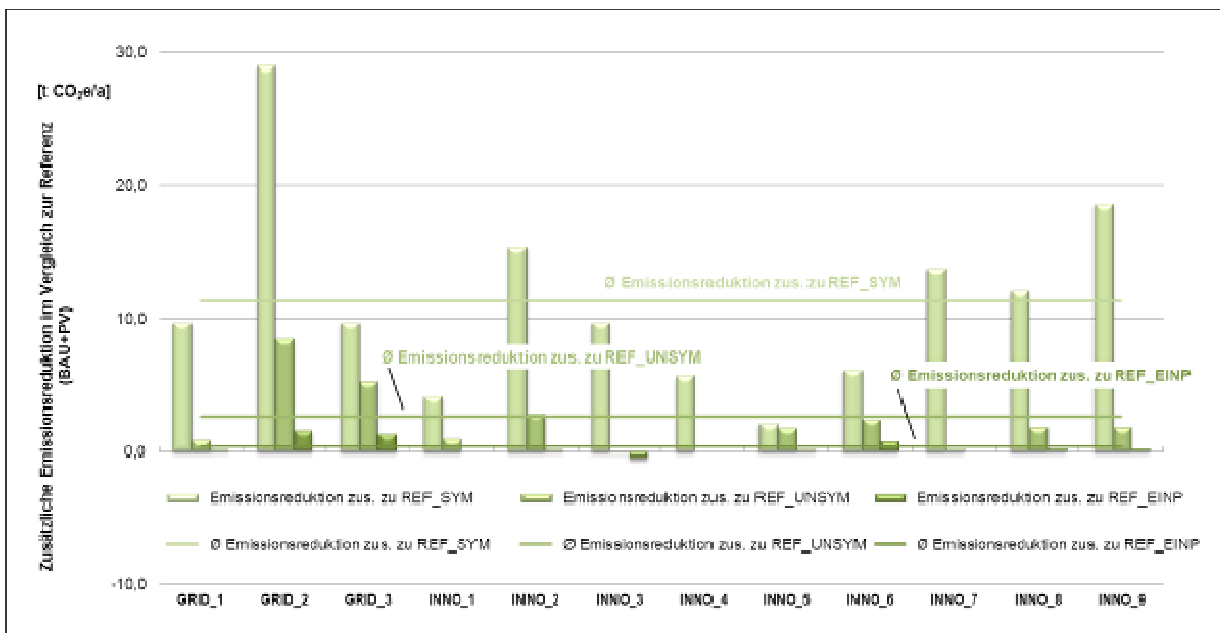
In Abbildung 4-27 werden die Emissionsreduktionen im Vergleich zur Referenz (BAU + PV) dargestellt. Hierbei zeigen sich, analog zu den energetischen Potentialen, bei der einphasigen und unsymmetrischen Einspeisesituation nur geringfügige bis keine zusätzlichen (im Vergleich zur Referenz: BAU + PV) Emissionseinsparungen. Für Blindleistungsszenario INNO_3 (Q von P) wurde überdies eine Reduktion des PV-Potentials im Vergleich zum Szenario BAU + PV festgestellt.

Abbildung 4-28: Emissionseinsparung_{absolut} für Versorgungsgebiet 2



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-29: Emissionseinsparung_{relativ zur Referenz} für Versorgungsgebiet 2



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Wenn auch nicht in dem Ausmaß wie im Netzabschnitt 1, so ergab auch die ökologische Analyse für Versorgungsgebiet 2 beträchtliche Emissionseinsparungen ohne eine Maßnahme umsetzen zu müssen (Abbildung 4-28). Betrachtet man alle Szenarien, so wurde für die symmetrische Einspeisung eine

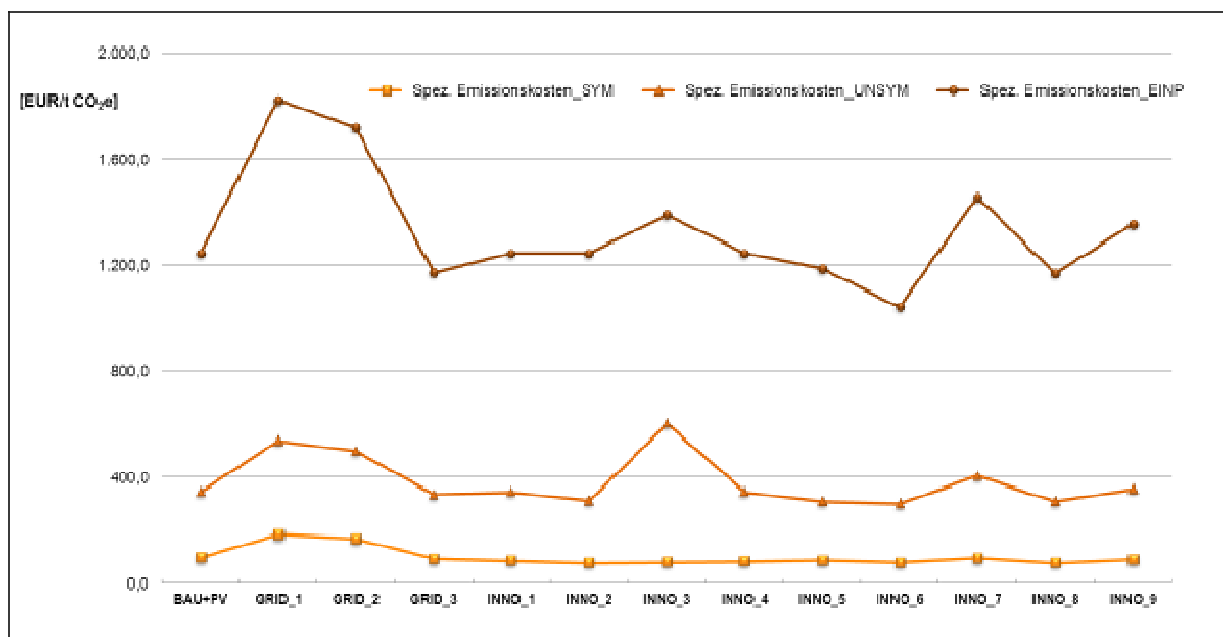
mittlere Emissionseinsparung von 26 t CO₂e ermittelt, was über dem Durchschnitt von Versorgungsgebiet 1 liegt. Für die unsymmetrische Einspeisung wurden hingegen durchschnittlich 8 t CO₂e und für die einphasige Einspeisesituation lediglich 2 t CO₂e festgestellt, dies Werte liegen somit etwas unter den Mittelwerten von Netz 1.

Analog zur Niederspannungsnetzstruktur 1 werden in Abbildung 4-29 die Emissionsreduktionen im Vergleich zur Referenz (BAU + PV) dargestellt, wobei auch hier bei der einphasigen und unsymmetrischen Einspeisesituation nur geringfügige bis keine zusätzlichen (im Vergleich zur Referenz: BAU + PV) Emissionseinsparungen zu erwarten sind. Einzig für Blindleistungsszenario INNO_3 (Q von P) wurde zudem eine Reduktion des PV-Potentials im Vergleich zum Szenario BAU + PV festgestellt.

Spezifische Emissionskosten, Vermeidungskosten

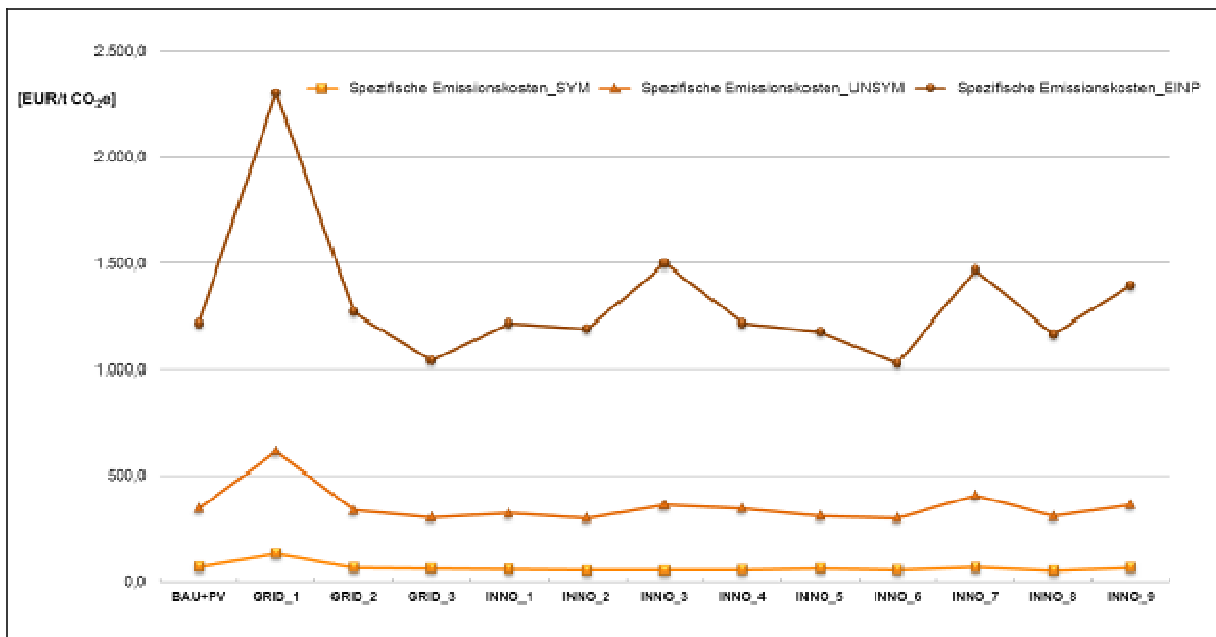
Neben jährlichen Emissionseinsparungen wurden ebenso spezifische Emissionskosten bzw. Vermeidungskosten als weitere Kennzahl für die beiden Versorgungsgebiete ermittelt, in dem die Jahresgesamtkosten in Relation zu den Emissionsreduktionen gesetzt wurden.

Abbildung 4-30: Spezifische Kosten_{absolut} je eingesparter t CO₂e für Versorgungsgebiet 1



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-31: Spezifische Kosten_{absolut} je eingesparter t CO₂e für Versorgungsgebiet 2



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-30 und Abbildung 4-31 zeigen für Versorgungsgebiet 1 und 2 die Kosten, die aufgewendet werden müssen um eine zusätzliche t CO₂e zu vermeiden bzw. einzusparen. Im Allgemeinen zeigen sich dabei, unabhängig von der Einspeisesituation, hohe spezifische Kosten für die klassischen Netzausbauszenarien (GRID_1, _2), da in diesen Fällen zwar hohe Emissionseinsparungen erzielt werden können, dies jedoch mit hohen Investitionen in die Leitungsinfrastruktur verbunden ist. Aus ökologischer Sicht würden mit einem gezielten Netzausbau (GRID_3) zwar geringere Potentiale gehoben und somit geringere Emissionsreduktionen erzielt, die Kosten dafür sind jedoch deutlich geringer was in geringeren spezifischen Kosten resultiert. Für die Smart Grid-Szenarien wurden jedoch wegen der geringeren jährlichen Gesamtkosten auch geringere spezifische Kosten ermittelt, weshalb diese Szenarien im Vergleich zu den Netzausbauszenarien als günstiger zu sehen sind. Im Allgemeinen gilt, dass bei symmetrischer Einspeisung die geringsten spezifischen Kosten zu erwarten sind, gefolgt von der unsymmetrischen Einspeisesituation. Für die einphasige Situation wurden die geringsten Emissionseinsparungspotentiale ermittelt, weshalb auch hier die höchsten spezifischen Kosten zur Anwendung kommen würden.

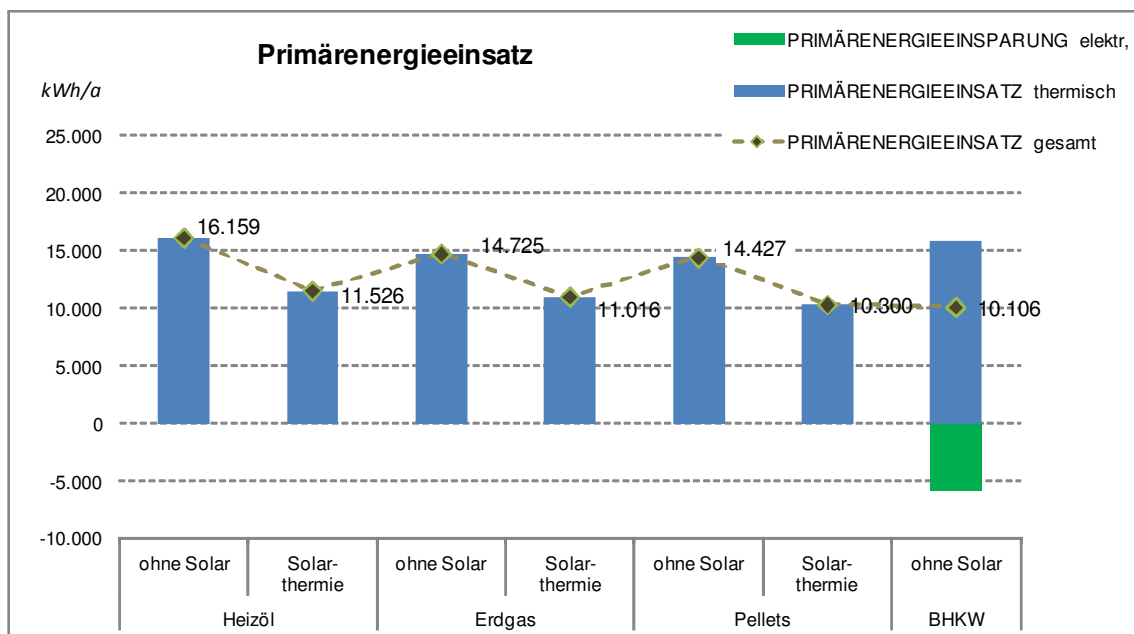
4.2 Konkurrierende Systemlösungen zwischen den Energieträgern

Neben der Untersuchung konkurrierender Systemlösungen innerhalb des Energieträgers Strom wurden auch Systemlösungen zwischen den Energieträgern bzw. weitere Energieerzeugungstechnologien betrachtet, wie Öl-Brennwertgerät, Gas-Brennwertgerät, Pelletskessel (jeweils mit und ohne Solarthermie) und Mini-BHKW. Wobei hier die Systemlösungen nicht anhand des jeweiligen Versorgungsgebietes angewendet werden, sondern anhand eines durchschnittlichen Haushalts- und Gewerbebetriebs.

4.2.1 Energetische Analyse

Wesentlich bei einer energetischen Betrachtung von dezentralen Wärmebereitstellungstechnologien ist der Primärenergieeinsatz für die Bereitstellung von Heizwärme und Warmwasser. Auf Basis der in Kapitel 3.5.2 definierten Primärenergiefaktoren konnte somit der Primärenergiebedarf für die jeweiligen Energieträger auf Basis des Endenergiebedarfs ermittelt werden. Der Endenergiebedarf errechnet sich aus der Nutzenergie sowie der Kessel-, Speicher- und Verteilverlusten. Übergabeverluste sind in den Verbrauchsprofilen berücksichtigt.

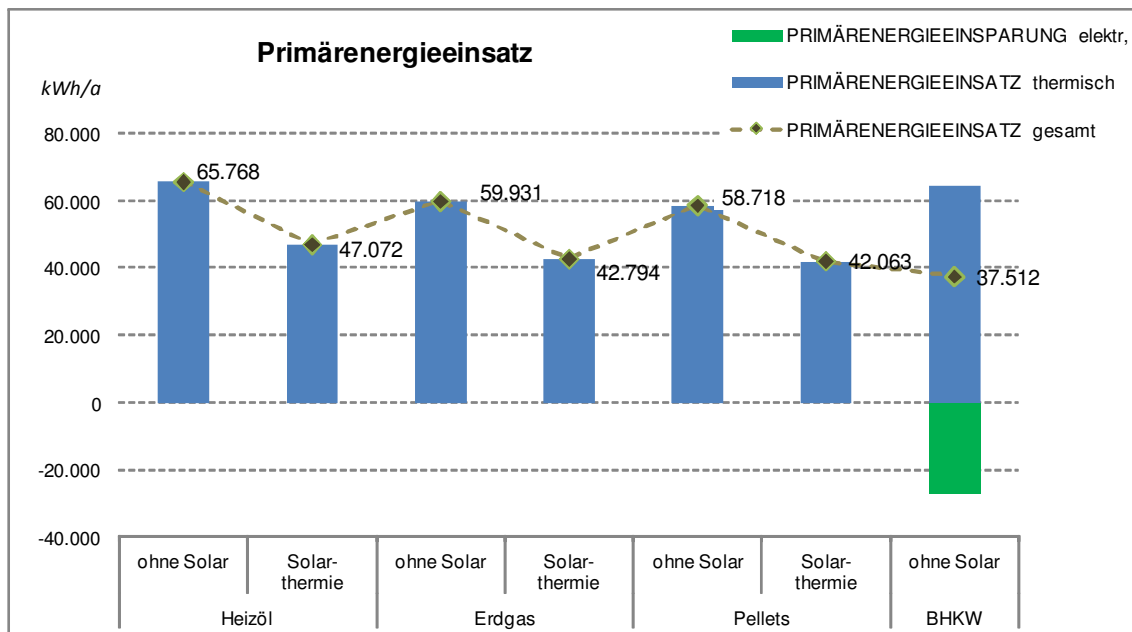
Abbildung 4-32: Primärenergieeinsatz Einfamilienhaus pro Jahr



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Die Systeme mit solarthermischer Anlage sind entsprechend dem jeweiligen solaren Deckungsgrad primärenergetisch günstiger. Das BHKW erreicht durch die gleichzeitige Stromproduktion eine erhebliche Reduktion und liegt damit primärenergetisch am günstigsten. Abbildung 4-33 stellt den Primärenergieeinsatz für den Anwendungsfall Gewerbe dar.

Abbildung 4-33: Primärenergieeinsatz Gewerbe pro Jahr



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

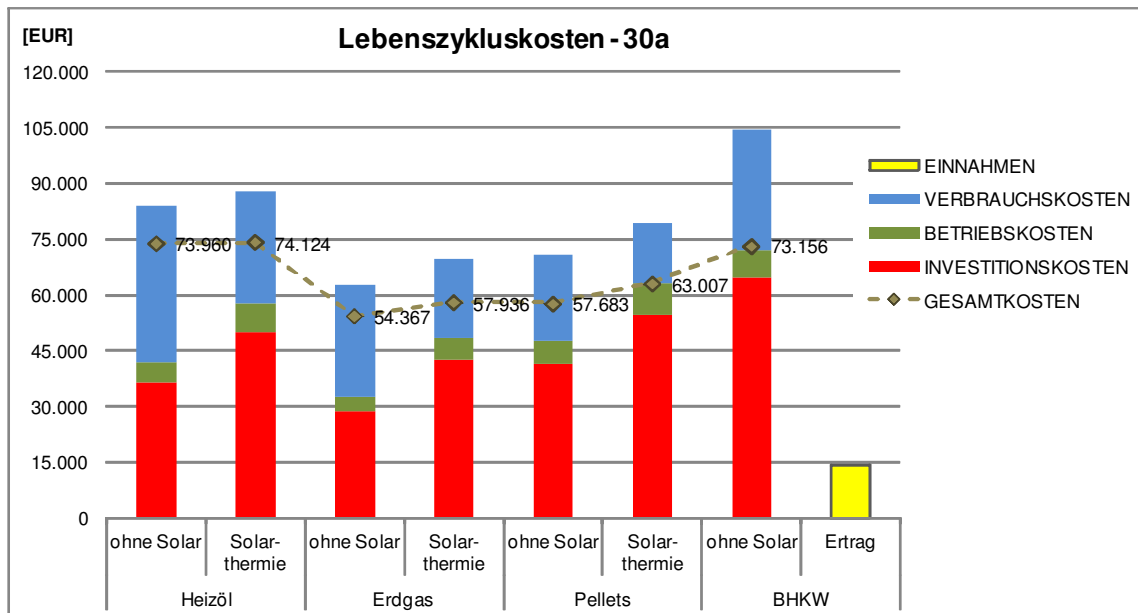
Das Mini-BHKW liegt primärenergetisch am günstigsten. Die Energieträger Pellets und Erdgas liegen sowohl monovalent, als auch in Kombination mit der solarthermischen Anlage annähernd gleichauf. Der Primärenergiebedarf der Heizölsysteme liegt rund 5.000 – 6.000 kWh/a über den Erdgasvarianten.

4.2.2 Ökonomische Analyse

Gemäß den in Kapitel 3.5.3 definierten wirtschaftlichen Randbedingungen, der technischen Lebensdauer, den erhobenen Investitions- und Betriebskosten, sowie den verbrauchsgebundenen Kosten, wurde eine Gesamtkosten- bzw. Lebenszykluskostenbetrachtung angestellt. Die Investitionskosten beinhalten neben den Anfangsinvestitionen auch die Kosten für die Erneuerung von Anlagenteilen nach Erreichung der festgelegten Lebensdauer. Die Verbrauchskosten beziffern den Brennstoffbedarf zuzüglich des Pumpenstroms für Solaranlagen. Die Betriebskosten beinhalten die regelmäßige Wartung und Reinigung sowie die Inspektion durch den Rauchfangkehrer. Die dargelegten Lebenszykluskosten errechnen sich aus der Summe der Kostenparameter abzüglich des Anlagenrestwerts sowie den Erträgen aus der Stromproduktion bei der KWK-Anlage.

In Abbildung 4-34 sind die Lebenszykluskosten sowie die einzelnen Kostenparameter nach einem Betrachtungszeitraum von 30 Jahren für das Einfamilienhaus dargestellt. Abbildung 4-35 zeigt die jährlichen Annuitäten.

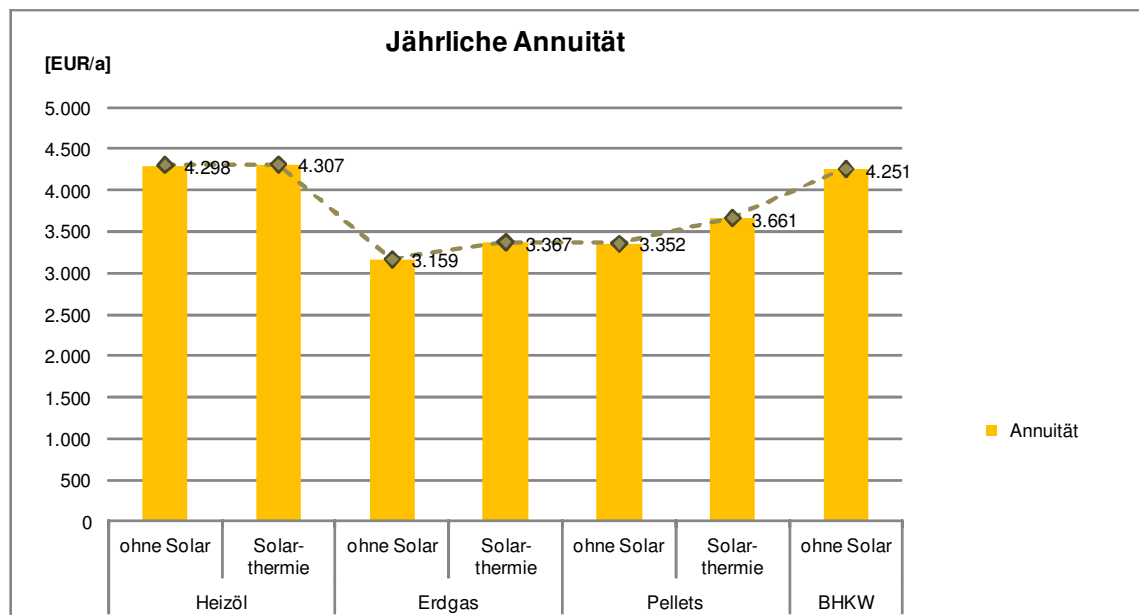
Abbildung 4-34: Lebenszykluskosten über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren für EFH



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Bei den Systemen mit Solarthermie sind der Investitionskostenanteil entsprechend den Anlagenkosten sowie der Betriebskostenanteil aufgrund des etwas größeren Wartungsaufwands höher. Dem gegenüber werden die Verbrauchskosten um den Anteil der Solarthermie reduziert. Insgesamt werden die Mehrkosten nicht zur Gänze durch die Einsparungen aufgewogen, wobei beim Energieträger Heizöl mit den höchsten Wärme-gestehungskosten die Solaranlage fast gleichauf mit der monovalenten Variante liegt. Insgesamt ist die Variante Erdgas ohne Solarthermie die günstigste, gleichauf gefolgt von der kombinierten Anlage mit Solarkollektoren und der monovalenten Pelletsanlage. Für das Mikro-BHKW liegen die jährlichen Annuitäten in etwa auf dem Niveau der ölbefeuerten Systeme. Folgende Abbildung zeigt die Jahresgesamtkosten in Form von Annuitäten.

Abbildung 4-35: Jährliche Annuität über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren für EFH

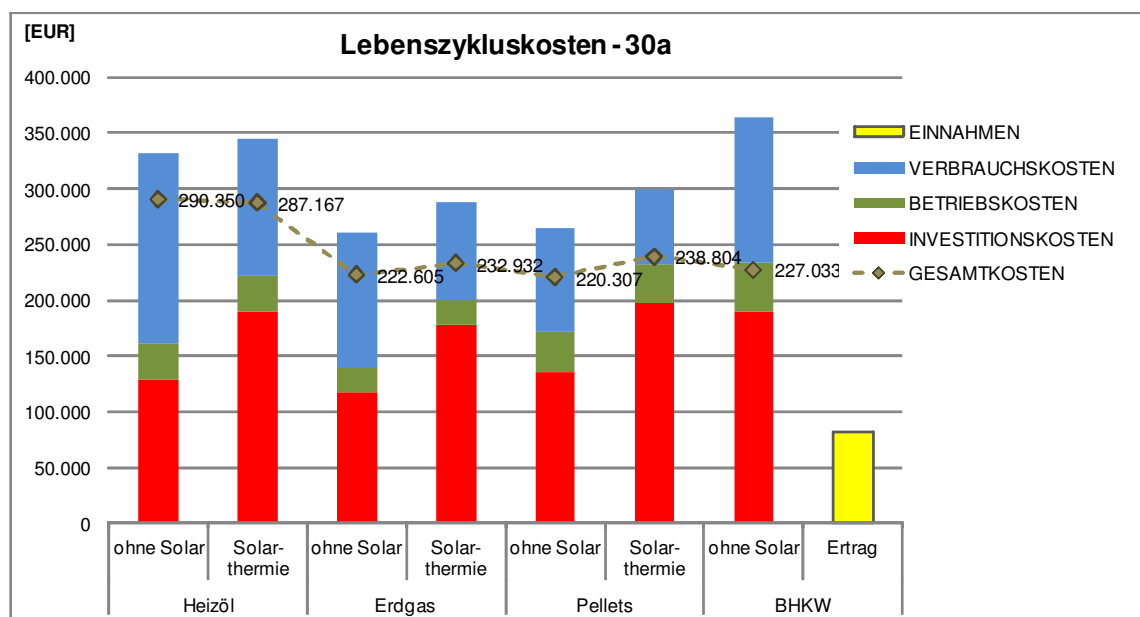


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Die günstigste Variante Erdgas monovalent liegt bei jährlichen Annuitäten von rund 3.160 EUR pro Jahr gefolgt von den Pellets mit rund 3.350 EUR pro Jahr. Die Mehrkosten für die Solarkollektoren liegen beim Erdgas bei ca. 200 EUR, bei den Pellets bei über 300 EUR jährlich. Die teuersten Systeme mit dem Energieträger Heizöl liegen mit rund 4.300 EUR pro Jahr deutlich über den Erdgas- und Biomasse befeuerten Systemen.

Abbildung 4-36 stellt die Gesamtkosten für den Anwendungsfall Gewerbe nach einem Betrachtungszeitraum von 30 Jahren dar; Abbildung 4-37 zeigt die jährlichen Annuitäten.

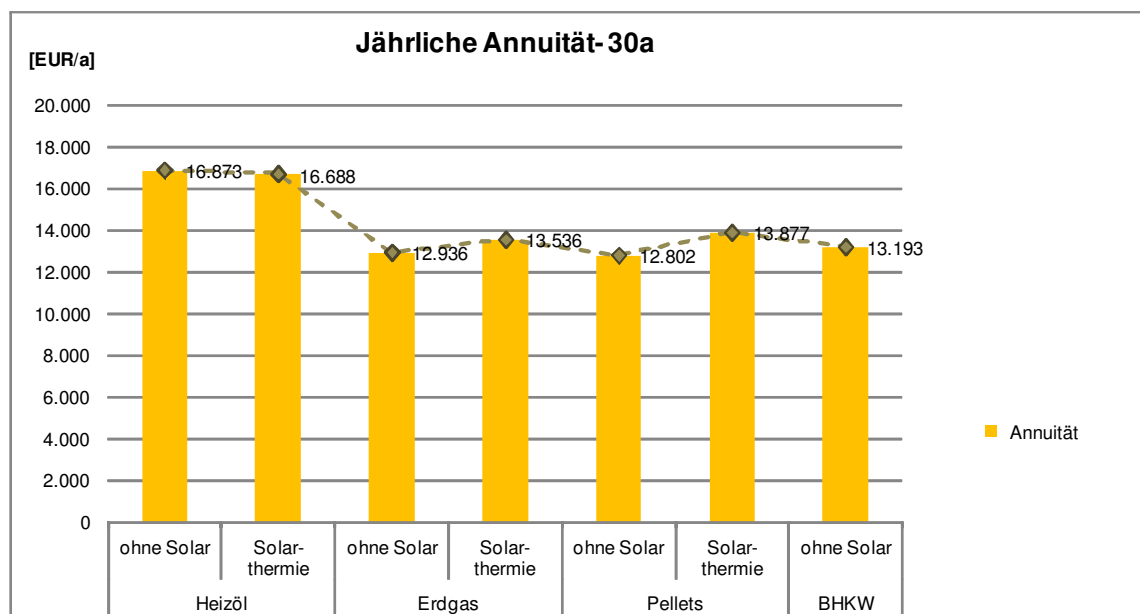
Abbildung 4-36: Lebenszykluskosten über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren für Gewerbe



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Die geringsten Gesamtkosten weist die monovalente Pelletsanlage mit rund 220.000 EUR auf. Die Varianten Erdgas monovalent und Mini-BHKW liegen nur gering darüber. Die höchsten Lebenszykluskosten resultieren aus den Heizöl- Systemen.

Abbildung 4-37: Jährliche Annuität über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren für Gewerbe



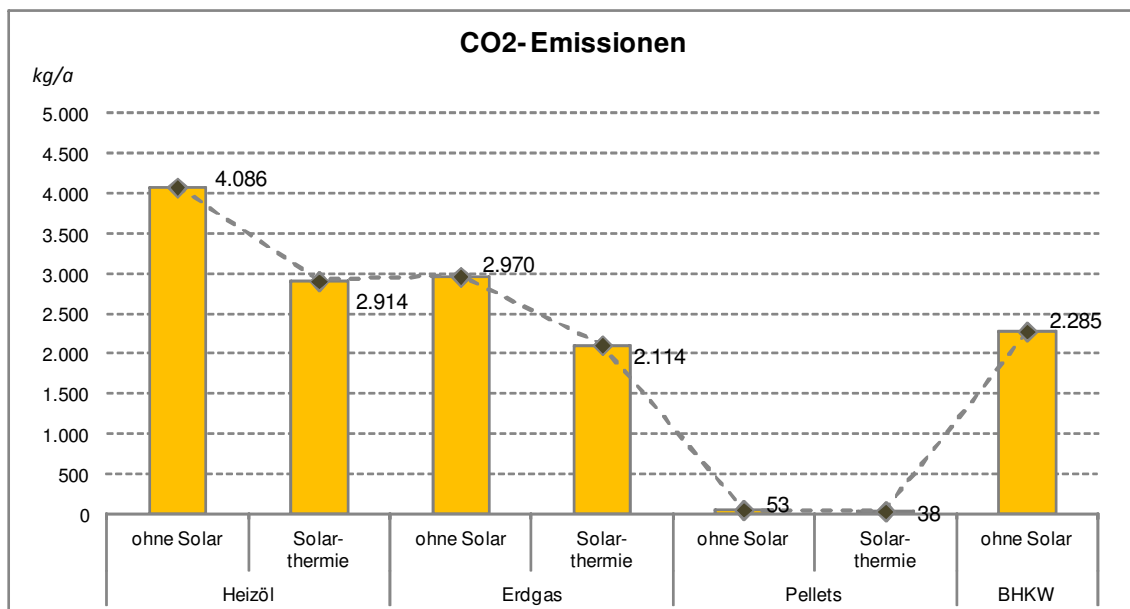
Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Die jährlichen Annuitäten liegen bei den monovalenten Erdgas und Pellets- Systemen knapp unter 13.000 EUR pro Jahr. Die Mehrkosten durch die Kombination mit Solarthermie betragen rund 500 bis 600 EUR. Das Mini-BHKW liegt zwischen den monovalenten und kombinierten Anlagensystemen und erweist sich damit als wirtschaftlich konkurrenzfähig.

4.2.3 Ökologische Analyse

Der ökologische Vergleich der Erzeugungssysteme wurde anhand der jährlichen CO₂-Emissionen durchgeführt. Dieser erfolgt auf Basis des Primärenergiebedarfs der jeweiligen Heiztechnologie sowie der in Kapitel 3.5.4 definierten Emissionsfaktoren. Abbildung 4-38 zeigt die jährlich anfallenden CO₂-Emissionen für die einzelnen Varianten.

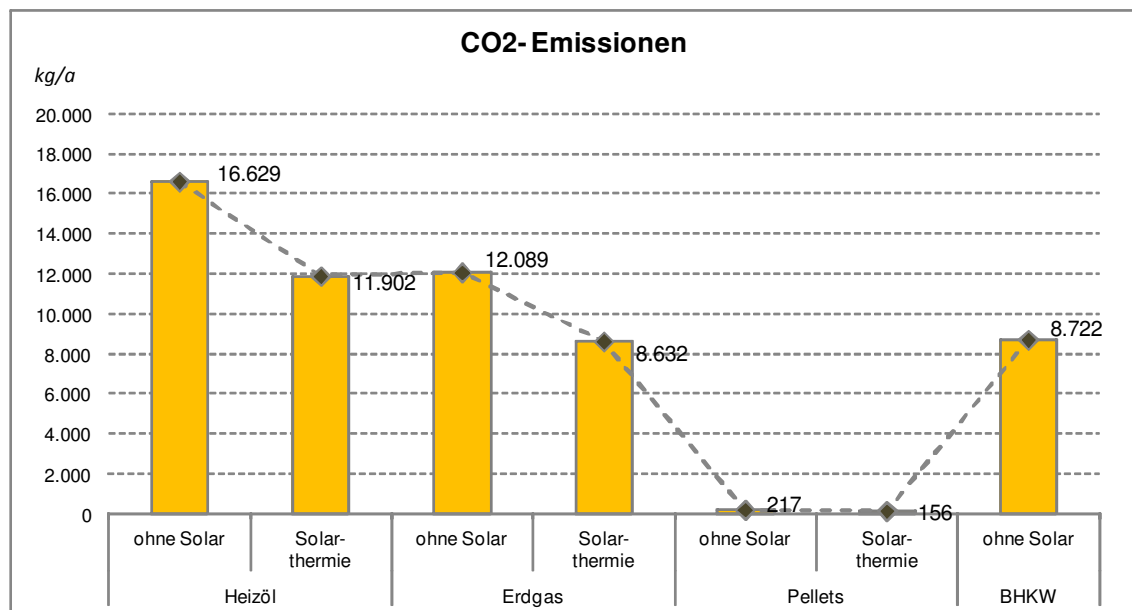
Abbildung 4-38: CO₂-Emissionen Einfamilienhaus pro Jahr



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Da Biomasse als (nahezu) CO₂-neutral bewertet wird, werden dementsprechend nur sehr geringe Mengen emittiert. Die Anlagenkonfiguration Erdgas-Solarthermie liegt mit rund 2.100 kg/a geringfügig unter dem Mikro-BHKW. Die Einsparung durch die Kollektoren liegt bei rund 850 kg pro Jahr. Beim Energieträger Heizöl beträgt die Einsparung über 1.100 kg pro Jahr. Die jährlichen CO₂-Emissionen sind in Abbildung 4-39 dargestellt.

Abbildung 4-39: CO₂-Emissionen Gewerbe pro Jahr



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

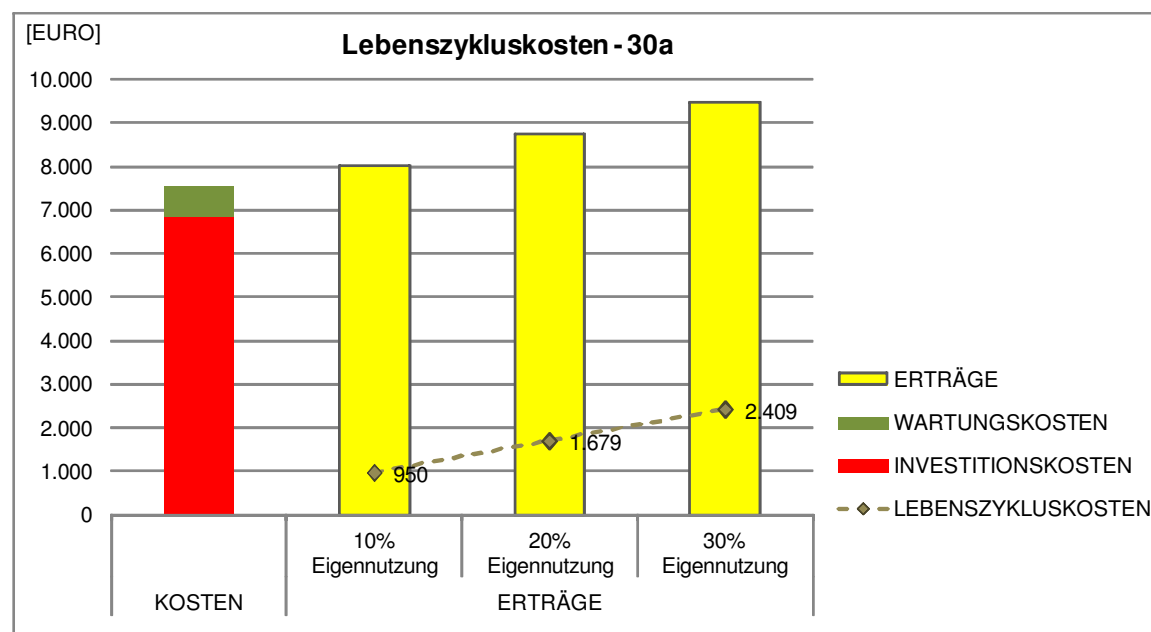
Das Mini-BHKW liegt mit rund 8.700 kg/a auf dem Niveau der Erdgas- Solarvariante. Die Einsparung durch die Solarthermische Anlage beträgt beim Erdgas rund 3.500 kg pro Jahr, beim Heizöl sind es über 4.700 kg/a.

4.2.4 Flächenkonkurrenz

Hinsichtlich Flächenkonkurrenz wurden zunächst PV-Anlagen verschiedener Größen entsprechend den definierten Anwendungsfällen unter ökonomischen Gesichtspunkten betrachtet. Darauf aufbauend wird ausgehend von den monovalenten Anlagensystemen ein Vergleich zwischen solarthermischen Anlagenkombinationen und PV-Flächen durchgeführt.

In Abbildung 4-40 sind die Gesamtkosten für das Einfamilienhaus dargestellt. Die Investitionskosten beinhalten die Module den Wechselrichter sowie erforderliche Reinvestitionen. Die Erträge wurden nach der Methode „Überschusseinspeisung“ für verschiedene Eigennutzungsgrade berechnet. Abbildung 4-41 zeigt den Barwertverlauf über den Betrachtungszeitraum.

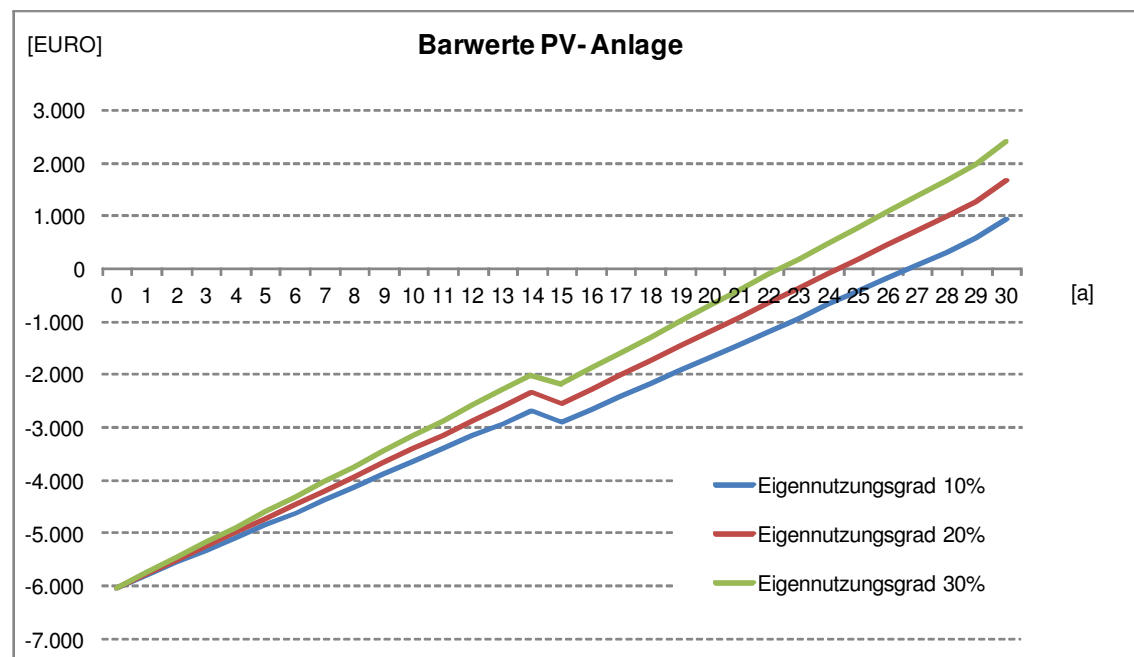
Abbildung 4-40: Gesamtkosten für eine 3 kW_{peak}-PV-Anlage Anwendungsfall EFH über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Die dargestellten Lebenszykluskosten berechnen sich aus den dargestellten Erträgen abzüglich der Kosten (linker Balken). Nach 30 Jahren können jeweils positive Erträge dargestellt werden.

Abbildung 4-41: Entwicklung der Gesamtkosten für eine 3-kWp-PV-Anlage über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren

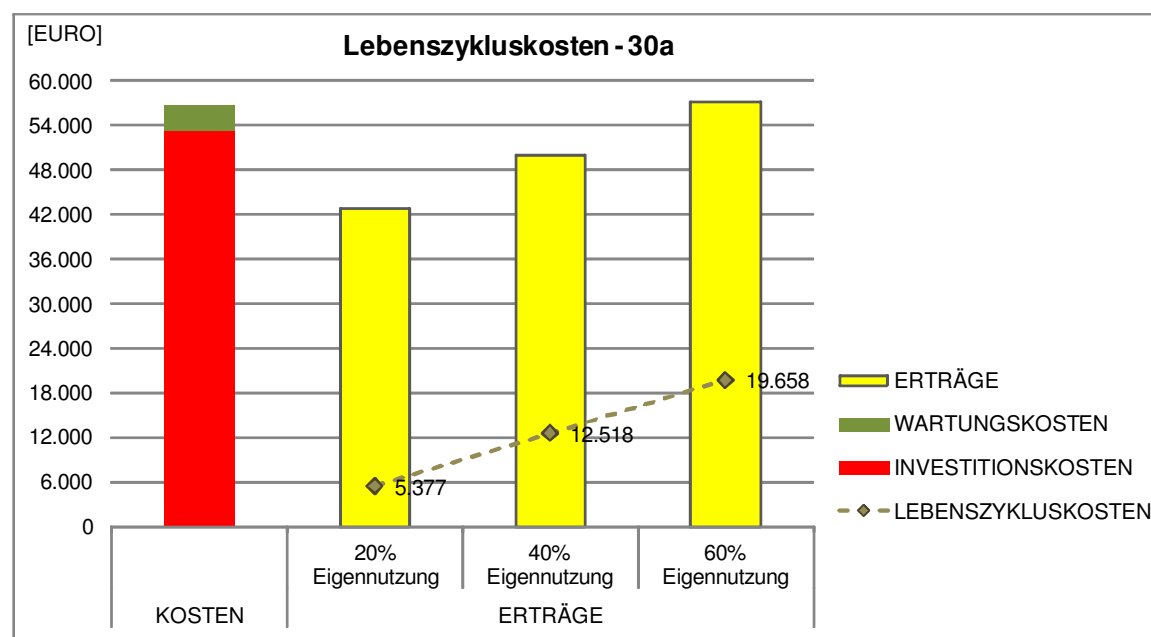


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Bei einem Eigennutzungsanteil von 30 % wird eine Kostenamortisation nah 22 Jahren erreicht. Bei 10 % steigt diese Zeitspanne auf 27 Jahre an.

Für den Anwendungsfall Gewerbe kann von einer höheren Eigennutzung ausgegangen werden. In Abbildung 4-42 wird von mindestens 20 % bis max. 60 % ausgegangen.

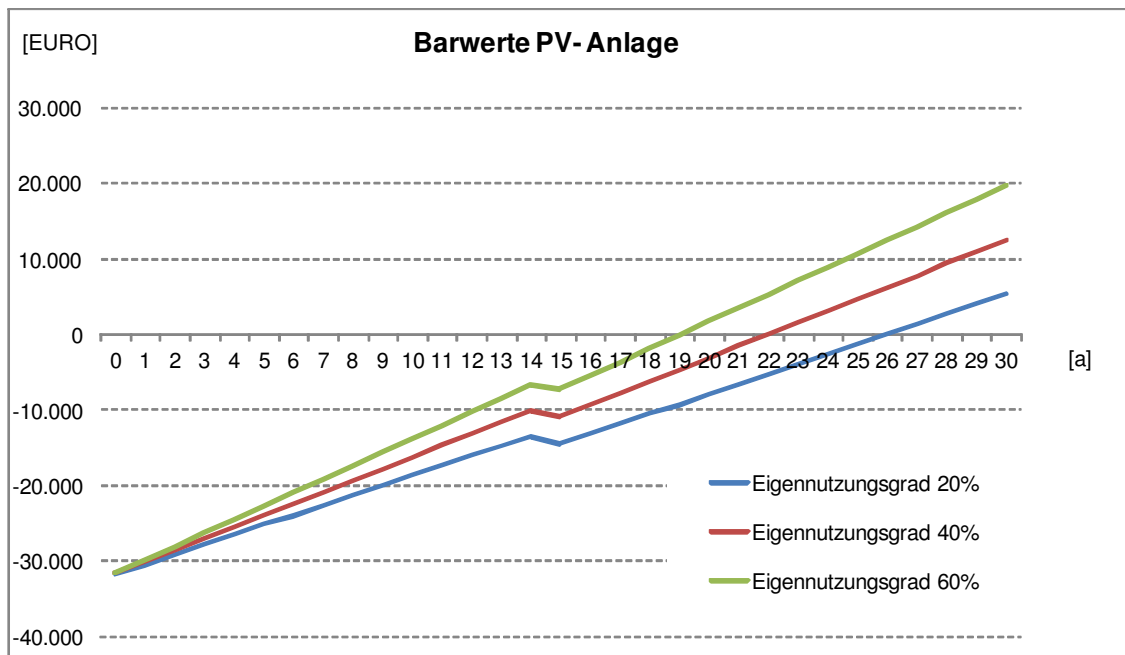
Abbildung 4-42: Gesamtkosten für eine 15 kW_{peak}-PV-Anlage Anwendungsfall Gewerbe über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Wie beim Einfamilienhaus werden auch beim Gewerbe positive Lebenszykluskosten und somit eine Amortisation erreicht. Die Barwertentwicklung über den Betrachtungszeitraum ist in Abbildung 4-43 dargestellt.

Abbildung 4-43: Entwicklung der Gesamtkosten für eine 15-kWp-PV-Anlage über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren

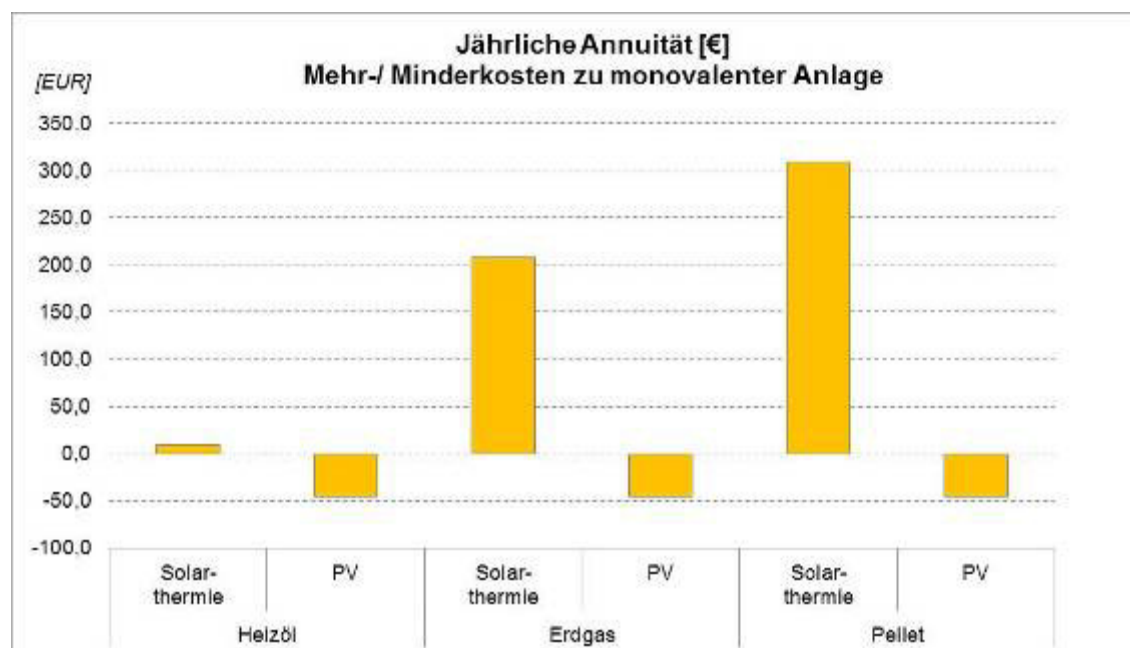


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Entsprechend der angesetzten Eigennutzung ergeben sich Kostenamortisationszeiten von 19 bis 26 Jahren.

Es wurde festgestellt, dass bei den solarthermischen Anlagenkombinationen keine Reduktion der Gesamtkosten auf das Niveau der monovalenten Systeme erreicht wird, wodurch eine Amortisation nicht vollständig gegeben ist. Bei den PV-Systemen hingegen wurden geringe Erträge und somit eine Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums erreicht. Dazu wurden in Abbildung 4-44 die jährlichen Annuitäten von solarthermischen Anlagenkombinationen mit jenen monovalenter Anlagen in Kombination mit Photovoltaikmodulen derselben Fläche gegenübergestellt. In Abweichung zu obiger Analyse wurde hier für den direkten Vergleich eine Fläche von 14 m² sowohl für die solarthermische Anlage als auch für die PV-Anlage angenommen.

Abbildung 4-44: Gegenüberstellung der jährlichen Annuitäten der Anlagen in Kombination mit solarer Energieerzeugungssysteme

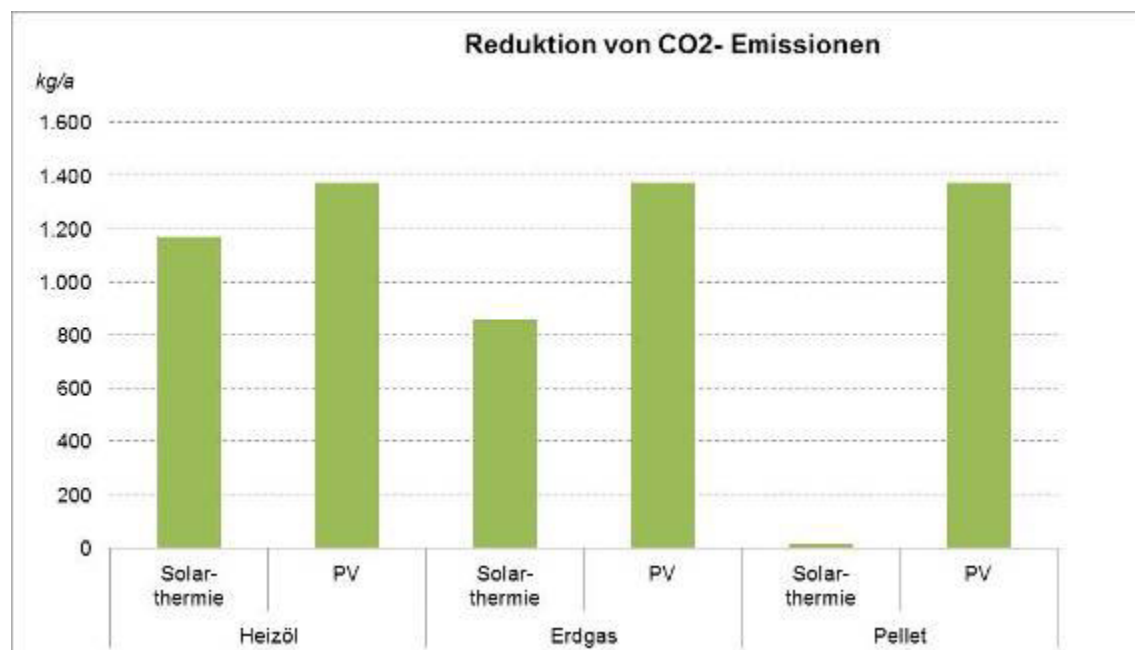


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Wie oben gezeigt werden die PV- Anlage positive Gesamtkosten erreicht; dementsprechend ergeben sich jährliche Minderkosten durch die PV-Systeme. Bei den solarthermischen Anlagenkombinationen ergaben sich jeweils höhere Gesamtkosten im Vergleich zu den monovalenten Systemen was in Abbildung 4-44 durch Mehrkosten dargestellt ist.

Die Reduktion der CO₂-Emissionen ist in Abbildung 4-45 dargestellt. Es zeigt sich, dass sich die Emissionsminderung beim Energieträger Heizöl nur um rund 10 % zu Gunsten der PV entscheidet. Beim Erdgas liegen die jährlichen Emissionen mit rund 850 zu unter 1.400 kg schon deutlich auseinander.

Abbildung 4-45: Gegenüberstellung der jährlichen CO₂- Emissionen der Anlagen in Kombination mit solarer Energieerzeugungssysteme



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass Erdgas- und Pelletskessel monovalent betrieben je nach Anlagengröße die Systeme mit den geringsten Gesamtkosten darstellen. Das BHKW ist nur unter der Prämisse einer hohen Laufzeit hinsichtlich Kosten konkurrenzfähig. Im Anwendungsfall Einfamilienhaus ist der Wärmebedarf für die Anlage jedoch zu gering. Die Kombination mit solarthermischen Kollektoren ist bei fossilen Energieträgern in erster Linie hinsichtlich der Emissionsminderungen sinnvoll. Beim Heizöl stellen sich de facto keine Mehrkosten ein. Bei den PV-Anlagen ist ein möglichst hoher Eigennutzungsgrad mitentscheidend für die Wirtschaftlichkeit. Eine Amortisationsdauer unter 20 Jahren wird nur beim Gewerbe und einer Eigennutzung von 60 % erreicht. Bei den Heizöl-Anlagen können bei beiden solaren Erzeugungsanlagen CO₂-Emissionsminderungen in ähnlicher Größenordnung erreicht werden. Bei allen anderen Energieträgern sind im Falle der angesetzten CO₂-Faktoren die höheren Reduktionen durch die PV- Anlage zu erzielen.

4.3 Hochrechnung und Ableitung des Handlungsbedarfs in Österreich

Anhand der in Kapitel 3.6.1 definierten Rahmenbedingungen für die Hochrechnung und den Ergebnissen der konkurrierenden Systemlösungen innerhalb des Energieträgers in Kapitel 4.1 werden in diesem Abschnitt Aussagen für das Gesamtsystem Österreich getroffen. Aus diesen Ergebnissen werden zudem Empfehlungen und Maßnahmenvorschläge in Hinblick auf energiewirtschaftliche und – politische Fragestellungen abgeleitet.

4.3.1 Hochrechnung der Ergebnisse auf das Gesamtsystem Österreich

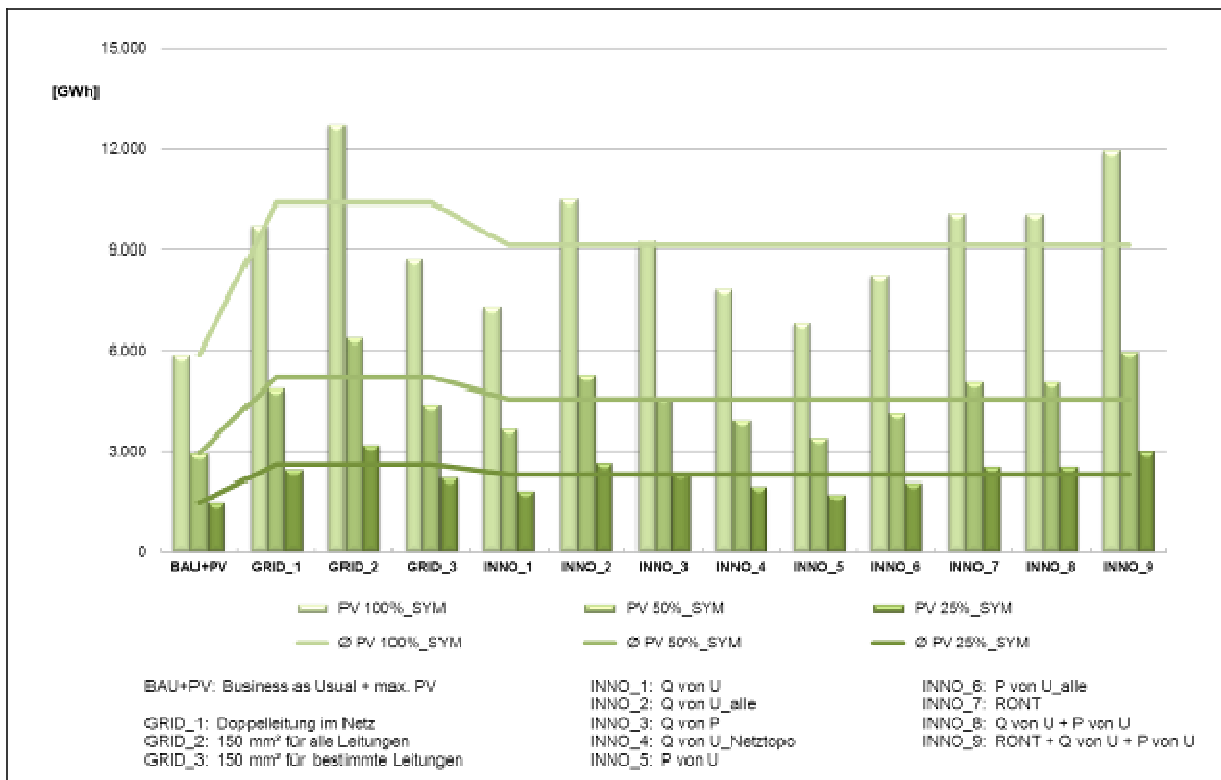
Gemäß den Ergebnissen der beiden Versorgungsgebiete wird in einem ersten Schritt eine lineare Hochrechnung der energetischen Potentiale vorgenommen, bevor schließlich die ökonomischen und ökologischen Bewertungsergebnisse extrapoliert werden.

Im Allgemeinen wurde zwischen drei Szenarien der Extrapolation unterschieden: Hochrechnung der Ergebnisse auf 100 %, 50 % und 25 % der ländlichen Niederspannungsnetzstrukturen. Zudem wurden, falls es sich um unterschiedliche Einspeisesituationen handelt, ausschließlich die Resultate der symmetrischen Einspeisung skaliert, wobei die Hochrechnung auf Basis der aggregierten Werte beider Versorgungsgebiete basiert.

Hochrechnung der technischen und energetischen Ergebnisse

Folgende Abbildung zeigt auf Basis der ermittelten PV-Potentiale für die beiden untersuchten Versorgungsgebiete, die Hochrechnung installierbarer Potentiale für ländliche Niederspannungsnetzstrukturen in Österreich.

Abbildung 4-46: Installierbare PV-Potentiale_{absolut} in ländlichen Regionen Österreichs



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Gemäß den Untersuchungen der beiden Versorgungsgebiete zeigt die Hochrechnung in Abbildung 4-46, dass ohne eine Maßnahme zu setzen erhebliche Potentiale in das bestehende ländliche Niederspannungsnetz aufgenommen werden können. Im Falle einer Anwendung der Hochrechnung anhand aller (100 %) dezentralen Netzstrukturen wären dies 5.900 GWh und im Falle von 25 % der Netzstrukturen 1.500 GWh. Für die Netzausbauvarianten wurden als durchschnittliche Potentiale im 100 %-Szenario 10.400 GWh und 2.600 GWh für das 25 %-Szenario ermittelt. Etwas geringere Potentiale wurden im Mittel für die Smart Grid-Varianten quantifiziert, wobei diese innerhalb der Varianten stark schwanken und im Durchschnitt zwischen 9.100 GWh (100 %-Szenario) und 2.300 GWh (25 %-Szenario) liegen. Hierbei ist zu erwähnen, dass die hier dargestellten Ergebnisse auf Basis symmetrischer Einspeisung erfolgten, eine unsymmetrische bzw. einphasige PV-Einspeisung würde die Potentiale deutlich reduzieren.

Im Jahr 2012 waren in Österreich 358¹⁹ MW_{peak} an kumulierter PV-Leistung (netzgekoppelt) installiert, was in etwa 333 MWh entspricht. Stellt man die hochgerechneten Potentiale den in Betrieb befindlichen Anlagen gegenüber, so würde dies bedeuten, dass bei 50 %-Ausnutzung des Potentials, ohne eine Maßnahme zu setzen 8,8 Mal so viel PV-Potential integrierbar wäre. Für die Netzausbauszenarien würde sich hingegen eine Vervielfältigung um den Faktor 15,6 und für die intelligenten Lösungen um den Faktor 13,7 ergeben. In diesem Zusammenhang wird ein Vergleich mit Potentialstudien angestellt, die das PV-Potential für Österreich abschätzen. Folgende Tabelle zeigt übersichtlich die wesentliche Literatur zu PV-Potentialabschätzungen für Österreich.

¹⁹ Vgl. Biermayr et al. (2013).

Tabelle 4-7: Übersicht von PV-Potentialstudien in Österreich

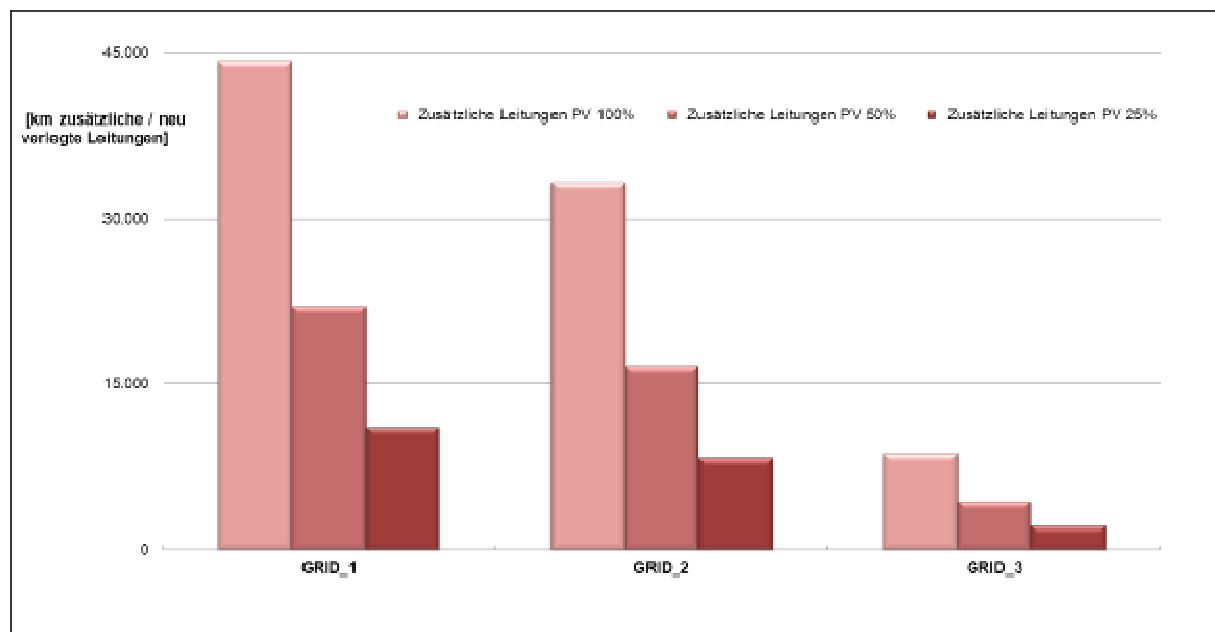
		PV-Potential		Anmerkung
		von	bis	
Lebensministerium (2009)	GWh	2.000	3.000	bis 2020
Christian et al. (2011)	GWh	2.500	26.250*	bis 2020
PV Austria (2013)	GWh	6.400		bis 2020

* bis 2050

Quelle: Eigene Darstellung.

Wesentlich in der technischen Analyse der Szenarien ist die benötigte zusätzliche Netzinfrastruktur, die v.a. die Netzausbauszenarien betrifft und in folgender Grafik (Abbildung 4-47) für das Gesamtsystem dargestellt wird.

Abbildung 4-47: Benötigte Infrastruktur in ländlichen Regionen Österreichs



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

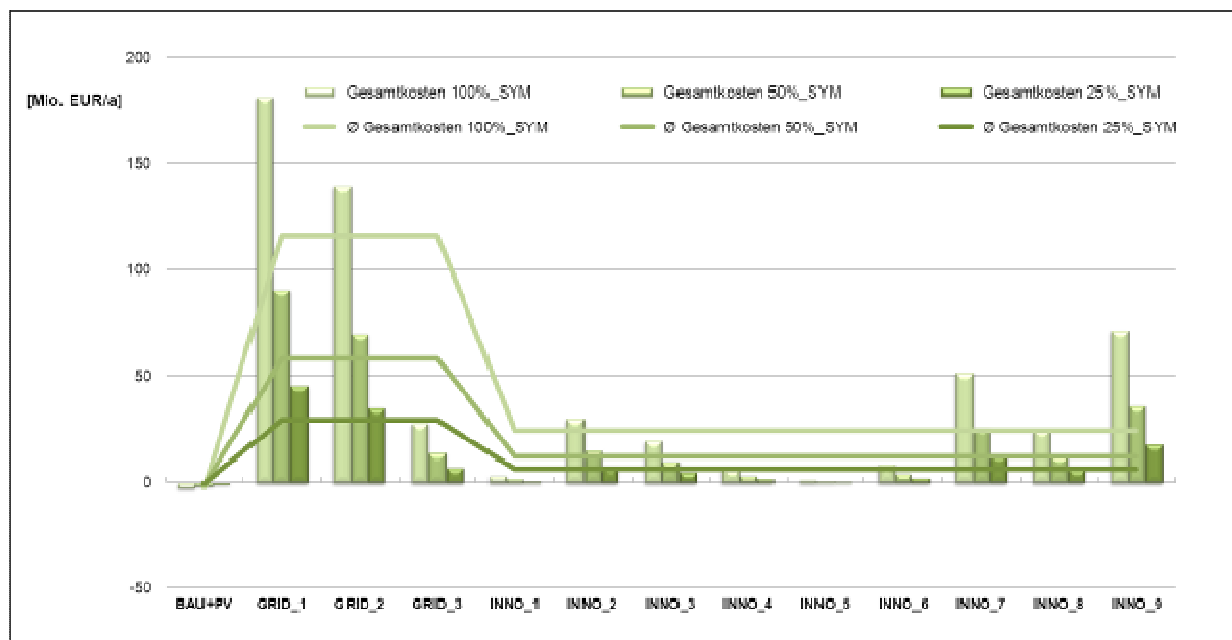
Abbildung 4-47 zeigt ausschließlich die zusätzlichen bzw. neu zu verlegenden Leitungen um den Netzausbau zu gewährleisten, Komponenten für die Smart Grid-Szenarien werden hier nicht dargestellt. Dabei ist klar ersichtlich, dass durch eine Verdoppelung der Leitungen (GRID_1) der höchste Bedarf an Infrastruktur, im Bereich zwischen 44.300 km (100 %-Szenario) und 11.100 km (25 %-Szenario) zusätzlichen Freileitungen und Verkabelung, liegen würde. Würde hingegen der Austausch aller Leitungen gegen 150 mm² Standardkabel (GRID_2) erfolgen, würden deutlich weniger zusätzliche Leitungen benötigt. Für die Anwendung anhand der gesamten ländlichen Niederspannungsnetze wären

dies 33.300 km Leitungen und für 25 % der Netzstrukturen nur 8.300 km zusätzliche Leitungen. Der geringste Infrastrukturbedarf würde durch den gezielten Netzausbau (GRID_3) entstehen, wobei zwischen maximal 8.700 km (100 %-Szenario) und 2.200 km (25 %-Szenario) an zusätzlichen Leitungen ermittelt wurden.

Hochrechnung der ökonomischen Ergebnisse

Auf Basis der Kosten für die beiden Versorgungsgebiete erfolgt schließlich eine wirtschaftliche Hochrechnung, zum einen aus Netzbetreibersicht und zum anderen aus Nutzer- und Kundensicht. Folgende Abbildung zeigt zunächst die Ergebnisse der Hochrechnung der Jahresgesamtkosten aus Netzbetreibersicht.

Abbildung 4-48: Jahresgesamtkosten_{absolut} in ländlichen Regionen Österreichs aus Netzbetreibersicht

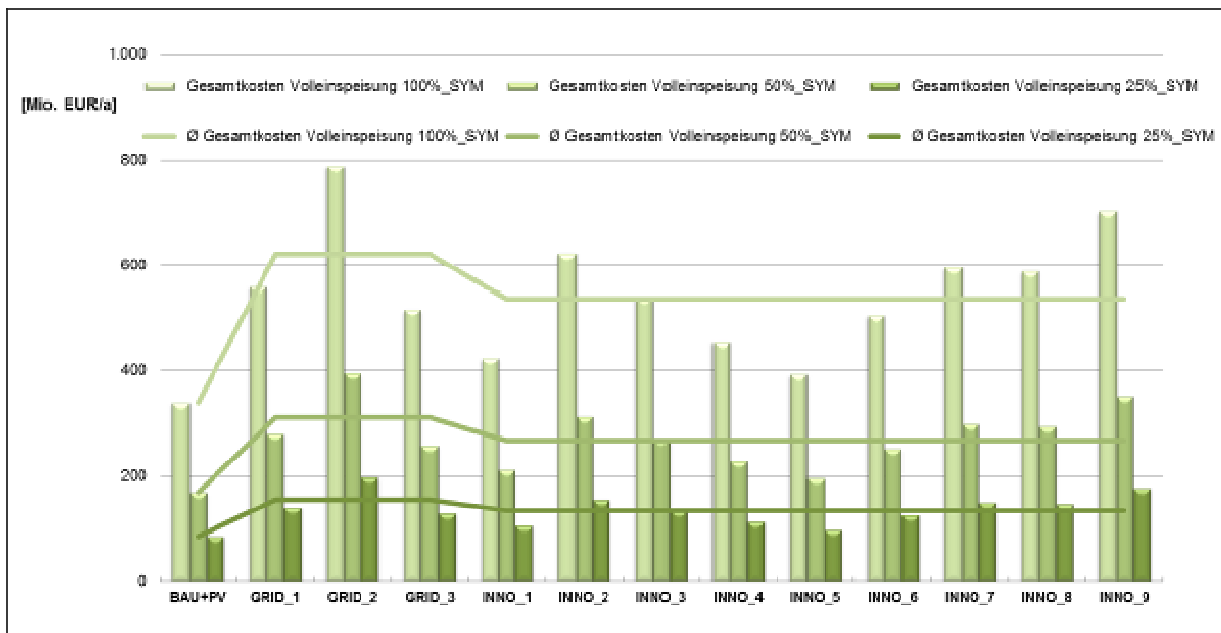


Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Wie in Abbildung 4-48 dargestellt, entstehen vor allem durch die Netzausbauszenarien hohe Kosten für die jeweiligen Netzbetreiber. Würde der Netzausbau vollständig bei allen ländlichen Netzstrukturen angewendet, so wäre ein durchschnittlicher jährlicher Investitionsbedarf von 116 Mio. EUR fällig, bei Anwendung anhand von 25 % der Niederspannungsnetze 29 Mio. EUR. Durch Realisierung intelligenter Systemlösungen könnten die Kosten deutlich reduziert werden und würden bei maximal 24 Mio. EUR/a (25 %-Szenario: 6 Mio. EUR/a) liegen.

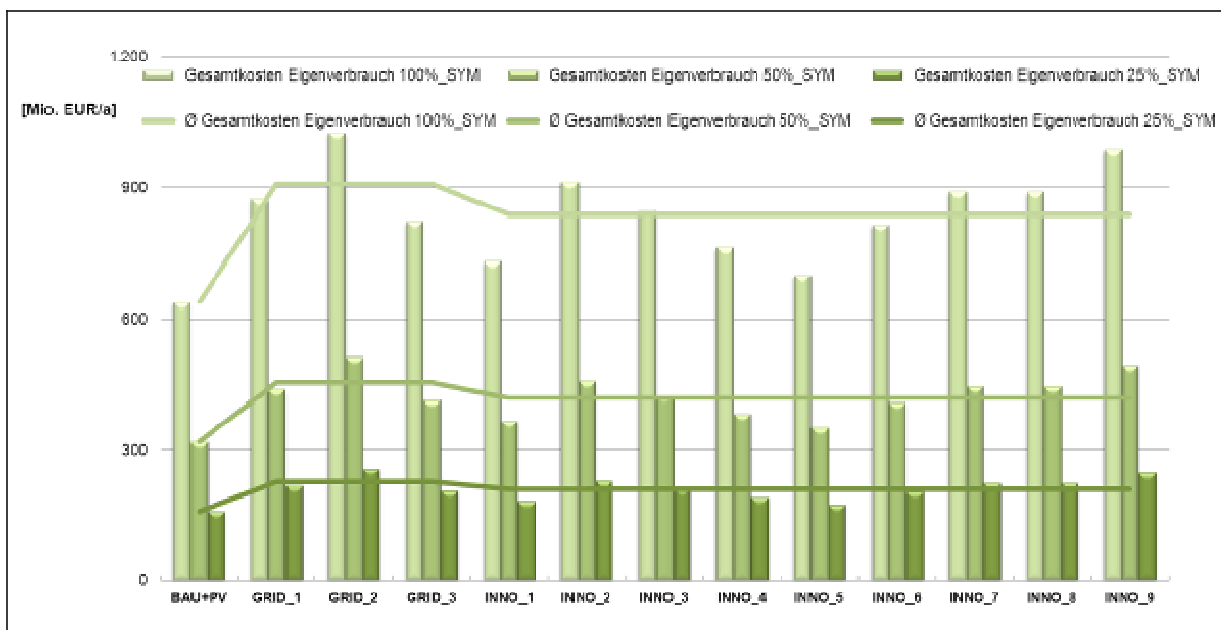
In Anschluss an die Hochrechnung der Kosten für den Netzbetreiber, wurden ebenso die Jahresgesamtkosten aus Nutzersicht extrapoliert, wie in den beiden nachfolgenden Abbildungen dargestellt wird.

Abbildung 4-49: Jahresgesamtkosten_{absolut} in ländlichen Regionen Österreichs, Variante Volleinspeisung aus Nutzersicht



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Abbildung 4-50: Jahresgesamtkosten_{absolut} in ländlichen Regionen Österreichs, Variante Eigenverbrauch aus Nutzersicht



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung.

Wie in Abbildung 4-49 und Abbildung 4-50 zu erkennen ist, liegen auch aus Nutzersicht die jährlichen Gesamtkosten (enthalten Annuitäten, Betriebskosten, korrigiert um die Einspeisevergütungen) für die Netzausbauszenarien jeweils über jenen für die intelligenten Systemlösungen. Aus Netzbetreibersicht war das auf die Investitionskosten in die Netzinfrastruktur zurückzuführen, aus Nutzersicht liegt dies

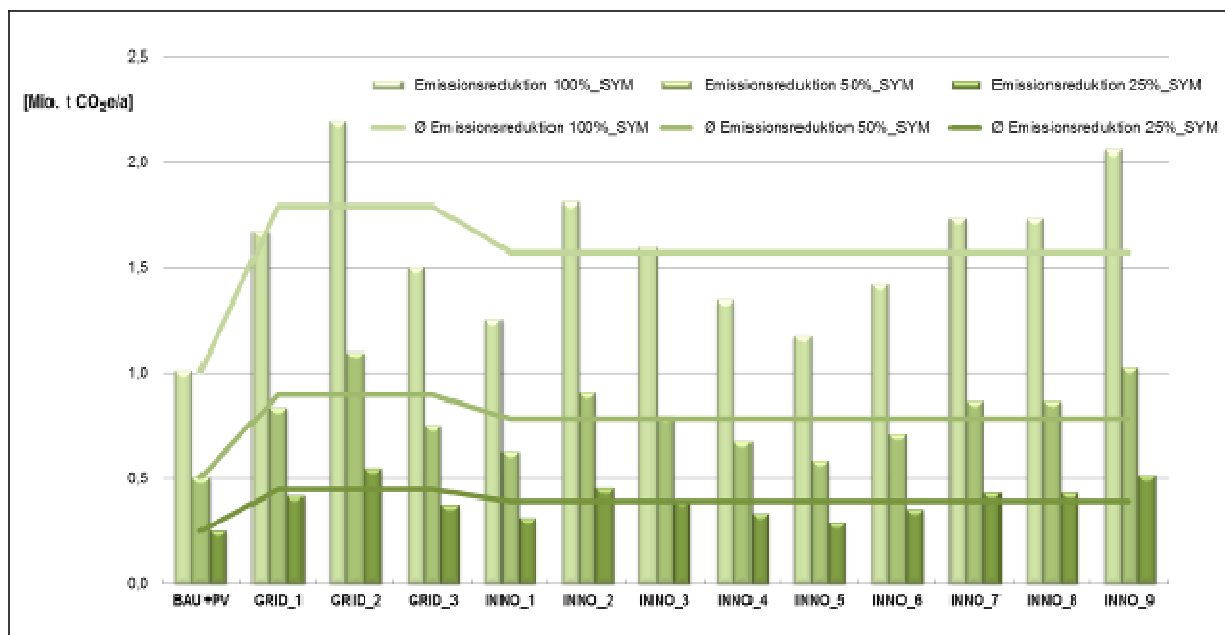
jedoch ausschließlich an den durchschnittlich höheren PV-Potentialen. Betrachtet man die Netzausbauszenarien, so wurden für die Variante Eigenverbrauch die höchsten Gesamtkosten ermittelt, sowohl für das 100 %- (908 Mio. EUR/a), als auch für das 25 %-Szenario (227 Mio. EUR/a). Für die Variante Volleinspeisung wurden für die Netzausbauszenarien eine Bandbreite zwischen 155 und 621 Mio. EUR/a (Bandbreite zwischen 25 %- und 100 %-Szenario) ermittelt. Für die Smart Grid-Szenarien hingegen liegt die Bandbreite der durchschnittlichen Kosten für die Volleinspeisung (134 bis 536 Mio. EUR/a) deutlich unter jenen des Eigenverbrauchs (209 bis 838 Mio. EUR/a).

Im Allgemeinen ist zu sagen, dass für die Integration von PV aus Netzbetreibersicht in jedem Fall (unabhängig von der untersuchten Systemlösung) geringere Jahresgesamtkosten anfallen als für die Nutzer.

Hochrechnung der ökologischen Ergebnisse

Zuletzt werden schließlich die für die beiden untersuchten Versorgungsgebiete ermittelten Emissionseinsparungen für das Gesamtsystem Österreich hochgerechnet, wie in folgender Abbildung dargestellt ist.

Abbildung 4-51: Emissionseinsparung_{absolut} in ländlichen Regionen Österreichs



Quelle: Eigene Darstellung und Berechnung

Die Hochrechnung der Emissionsreduktionen in Abbildung 4-51 zeigt, dass ohne eine Maßnahme zu setzen erhebliche Einsparungspotentiale durch die PV-Integration erzielt werden können. Für die Netzausbauvarianten wurden durchschnittlich die höchsten Potentiale ermittelt, im 100 %-Szenario 1,8 und 0,45 Mio. t CO₂e/a für das 25 %-Szenario. Etwas geringere Potentiale wurden im Mittel für die Smart Grid-Varianten quantifiziert, wobei diese innerhalb der Varianten stark schwanken und im Durchschnitt zwischen 1,6 Mio. t CO₂e/a (100 %-Szenario) und 0,4 Mio. t CO₂e/a (25 %-Szenario) liegen. Die hier dargestellten Ergebnisse erfolgten, ebenso wie für alle anderen Hochrechnungen, ausschließlich für eine

symmetrische Einspeisung, im Falle einer unsymmetrischen bzw. einphasigen PV-Einspeisung würden die Hochrechnungen deutlich geringer ausfallen.

4.3.2 Ableitung der Handlungsempfehlungen

Nach einer umfassenden Analyse sowie Hochrechnung der Versorgungsgebiete, werden Empfehlungen und Maßnahmenvorschläge in Hinblick auf energiewirtschaftliche und –politische Fragestellungen gegeben. Diese Empfehlungen sind abgestimmt auf die unmittelbare Verwendung für politische Entscheidungsträger, Regulierungseinrichtungen, Netzbetreiber und Endverbraucher/Elektrizitätsproduzent.

Politische Entscheidungsträger

Empfehlungen und Maßnahmenvorschläge adressieren bei dieser Zielgruppe v.a. politische Entscheidungen wie z.B. Förderstrukturen oder andere Unterstützungsmaßnahmen. Diese Entscheidungen können durch die Projektergebnisse der technischen und wirtschaftlichen Bewertung von Smart Grids bzw. konkurrierender Systemlösungen unterstützt und vielfach dadurch erst ermöglicht werden.

Die zentral ausgerichtete Energieversorgung wandelt sich immer mehr zu einem komplexer werdenden System, was vor allem auf die zunehmende Integration dezentraler kleiner und mittlerer Erzeugungseinheiten auf Basis erneuerbarer Energien zurückzuführen ist. Dieser Strukturwandel basiert maßgeblich auf politischen Entscheidungen und stellt zugleich Entscheidungsträger sowie die Gesellschaft vor neue Herausforderungen wie eine Verringerung der Treibhausgasemissionen, der Wunsch nach einer erhöhten Energieunabhängigkeit, die Erhöhung der Energieeffizienz sowie die geplante Steigerung des Anteils an erneuerbarer Energie (34 % bis 2020 in Österreich). Daraus abgeleitet ergibt sich insbesondere für politische Instanzen die Notwendigkeit sich mit dem Trade-off zwischen Ökonomie und Ökologie auseinanderzusetzen. Die dabei vorgegebenen Ziele bzw. getroffenen Entscheidungen bedingen umzusetzende Maßnahmen, die wiederum die weiteren Stakeholder (Regulierungseinrichtungen, Netzbetreiber, Endkunden) betreffen. Spezifische Kennzahlen, wie sie im Rahmen dieser Studie ermittelt wurden (spezifische Energiekosten und Emissionskosten) können dahingehend unterstützend wirken um zwischen unterschiedlichen Optionen (Netzausbau vs. Intelligente Systemlösungen) zu wählen. Dabei könnte durch politische Entscheidungen vor allem für die Regulierungseinrichtungen geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden um beispielsweise die Wirkleistungsbegrenzung zu ermöglichen oder die Finanzierung bzw. Kostenwälzung smarter Lösungen zu regeln.

Politische Instanzen fokussieren in ihren Entscheidungen vorwiegend auf den Endkunden, der für die Inanspruchnahme der Energieversorgung aufzukommen hat. Zum einen sollte die Energieversorgung vor allem für den Endkunden erschwinglich bleiben, andererseits hat die Politik Wege zu finden, um dem Endkunden bzw. Netznutzer die Herausforderungen zu kommunizieren, denen sich die zukünftige Energieversorgung zu stellen hat. Dabei wendet sich die Politik jedoch nicht ausschließlich an den Konsumenten von Energie, sondern gleichzeitig an den Produzenten („Prosumer“). Aus diesem Grund ist es, auch vor dem Hintergrund der zuvor genannten Herausforderungen, unerlässlich, den Endnutzer zu unterstützen. Zum einen gilt es, das bestehende Fördersystem erneuerbarer Energietechnologien

unter den aktuellen Rahmenbedingungen zu prüfen, gegebenenfalls anzupassen sowie im Allgemeinen weiter auszubauen um die gesetzten Ziele zu erreichen. Speziell für Betriebe sollten verstärkt Anreize geschaffen werden um auf erneuerbare Energietechnologien zu setzen. Jedoch sollten diese Fördermaßnahmen bzw. Anreizsysteme auf den Eigenverbrauch des jeweiligen Nutzers abgestimmt werden bzw. sollte die Unterstützung durch die öffentliche Hand darauf abzielen, den Grad des Eigenverbrauchs zu erhöhen. Unterstützt werden könnte diese Zielsetzung des höheren Eigenverbrauchs, vor allem bei bestehenden Energieerzeugungsanlagen, durch Förderung kleiner und mittlerer dezentraler Speicherkonzepte und/oder durch geeignete Rahmenbedingungen für gebäudeübergreifenden Energieaustausch. Darüber hinaus kann die öffentliche Hand durch Vorzeigeprojekte eine Vorreiterrolle im Bereich dezentraler Energieerzeugung auf Basis von Smart Grids einnehmen und damit selbst einen Beitrag leisten um die energiepolitischen Zielsetzungen zu erreichen. Neben den Förder- und Anreizsystemen zur Umsetzung der jeweiligen Maßnahmen besteht die Aufgabe der politischen Instanzen des Weiteren darin, Forschung und Entwicklung im Bereich zukünftiger Energiesystems bzw. Smart Grids (Technologieentwicklung, Pilotprojekte) anzutreiben und zu begleiten, besonders vor dem Hintergrund von Wettbewerbsfähigkeit und Innovation.

Regulierungseinrichtungen

Die erarbeiteten Studienergebnisse bieten eine wichtige Orientierungshilfe für Entscheidungen der Regulierungseinrichtungen. Neben technischen Fragestellungen der Netzeinspeisung werden von Regulierungseinrichtungen insbesondere Aspekte des Ausgleichens von durch natürliche Monopole entstandenen Marktpositionen behandelt. Eine besondere Aufgabe der Regulierungsbehörde ist in diesem Zusammenhang die Festlegung von Netztarifen, welche die erforderlichen Netzinvestitionen für den Ausbau dezentraler Erzeugungskapazitäten berücksichtigen.

Regulierungseinrichtungen verfolgen das vordergründige Ziel, den Wettbewerb zu stärken und sicherzustellen und wurden vor dem Hintergrund der Marktöffnung bzw. Liberalisierung der leitungsgebundenen Energien Elektrizität und Erdgas eingerichtet. Neben dem rechtlichen Rahmen, der die Aufgabengebiete der Regulierungsbehörden im Allgemeinen vorgibt, bestimmen vor allem politischen Entscheidungen die Tätigkeit der E-Control, die als Regulierungsbehörde in Österreich tätig ist. Um ein geordnetes Funktionieren des Strommarktes zu ermöglichen und zu gewährleisten, hat die E-Control zusammen mit den Marktteilnehmern Marktregeln zu erarbeiten, die Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen beinhalten und in allgemeine Bedingungen, sonstige Marktregeln und technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen unterteilt sind. Eine wesentliche Rolle dabei spielen die Bestimmungen hinsichtlich der Einspeisung dezentraler Energietechnologien wie Photovoltaik und Wind.

Den Analysen der vorliegenden Studie zufolge können durch symmetrische Einspeisung wesentlich höhere PV-Potentiale integriert werden als durch unsymmetrische und einphasige Einspeisung. Aus diesem Grund sollte die Bestrebung der Regulierungsbehörde darin liegen, auch vor dem Hintergrund der Nachhaltigkeit, dezentralen Energieerzeugungsanlagen auf der Niederspannungsebene ausschließlich eine symmetrische Einspeisung zuzulassen bzw. dahingehend eine Standardisierung zu erreichen. Dies würde vor allem die Arbeit der Netzbetreiber erleichtern und auch dem Endkunden bzw. Einspeiser ermöglichen höhere Leistungen anzuschließen. Eine weitere wichtige Erkenntnis der Studienergebnisse besteht darin, dass dort wo es möglich ist stets intelligente Systemlösungen bzw.

Smart Grid-Lösungen gegenüber Netzausbauszenarien zu bevorzugen sind, da durch diese Regelkonzepte zu verhältnismäßig geringen Kosten hohe PV-Potentiale integriert werden können. Dies erfordert jedoch von Seiten der Regulierungsbehörde, den Netzbetreibern den Rahmen zur Umsetzung dieser Maßnahmen zu bieten, wobei eine wichtige Rolle intelligente Zähler bzw. Smart Meter einnehmen, die als Voraussetzung für Smart Grid-Lösungen gesehen werden. Hinsichtlich intelligenter Systemlösungen, die in dieser Studie verstärkt untersucht wurden, ist es zudem erforderlich, aus regulatorischer Sicht Blind- und Wirkleistungsregelung im Detail zu betrachten. Wie sich zeigte, können durch Wirkleistungsbegrenzung erhebliche Einspeisepotentiale realisiert werden, jedoch würde dadurch in den Betrieb der Nutzeranlage durch Abregelung eingegriffen werden. Diese Möglichkeit der Begrenzung der Einspeiseleistung ist für den Netzbetreiber unter den derzeitigen organisatorischen und rechtlichen Gegebenheiten nicht gegeben, wäre jedoch in Zukunft im Rahmen eines Abgeltungssystems anzustreben. Des Weiteren bedarf es eines Ausgleichs- bzw. Entschädigungssystems für Blindleistungsregelung, da durch erhöhte Einspeiseleistungen ebenso der Blindleistungsbedarf in den Niederspannungsnetzstrukturen steigt und (z.B. durch Kompensationsanlage am Ortsnetztrafo) auszugleichen ist. Die Ergebnisse zeigen dabei, dass innerhalb der Blindleistungsszenarien in der Regel die Q (U)-Szenarien im Vergleich zu den Q (P)-Szenarien weniger Blindenergiebedarf erzeugen und somit vorzuziehen sind.

Neben der Analyse von Systemlösungen im Bereich Strom wurden ebenso konkurrierende Systemlösungen zwischen den Energieträgern untersucht. Mit Ausnahme von Wärmebereitstellungstechnologien basierend auf Gas unterliegen diese Technologiekonfigurationen jedoch keiner Reglementierung durch Regulierungseinrichtungen, was die Erarbeitung von Empfehlungen und Maßnahmenvorschläge an dieser Stelle erübrigt.

Netzbetreiber

Aufgabe von Netzbetreibern ist es, die Kosten für die Netzinfrastruktur bei gleichzeitiger Wahrung einer adäquaten Versorgungssicherheit möglichst niedrig zu halten. Dies wird durch notwendige Ausbaunotwendigkeiten (v.a. durch die Zunahme des Verbrauchs und intermittierender Energieträger) teilweise erschwert. Profunde technische und wirtschaftliche Entscheidungskriterien, wie sie aufgrund der durchgeführten Analysen der Versorgungsgebiete vorliegen, bieten dahingehend eine relevante Entscheidungsgrundlage.

Die gesamtwirtschaftliche Betrachtung der Systemlösungen erfolgte u.a. vor dem Hintergrund einer gesamtwirtschaftlichen Sichtweise bzw. Netzbetreibersicht (Systemgrenze Netzabschnitt inkl. Trafo). Aus diesem Grund eignen sich die vorliegenden Ergebnisse insbesondere für Verteilnetzbetreiber, um die Einspeisepotentiale, die damit verbundenen Kosten sowie ökologischen Effekte unterschiedlicher Szenarien miteinander zu vergleichen. Die Empfehlungen und daraus abgeleiteten Maßnahmen sind dabei eng mit jenen der Regulierungsbehörde vergleichbar, jedoch von deren Umsetzung durch die E-Control abhängig, da Netzbetreiber ebenso wie andere Marktteilnehmer den Marktregeln unterliegen. So betrifft die Forderung nach einer symmetrischen Einspeisung (neben dem Einspeiser) vor allem die Netzbetreiber, die einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten haben. Eine weitere wesentliche Aussage hinsichtlich der Netzintegration ergibt sich aus dem Vergleich der Potentiale zwischen Netzausbauszenarien und intelligenten Lösungen. Um aus Sicht des jeweiligen Netzbetreibers die Kosten für die Netzinfrastruktur möglichst gering zu halten sind demnach in jedem Fall intelligente

Systemlösungen bzw. Smart Grid-Lösungen zu bevorzugen, wenngleich die dafür zu tätigen Kosten von den Netzbetreibern abgegolten werden müssen. Dies erfordert von Seiten der Regulierungsbehörde eine Überarbeitung der Systemnutzungsentgelte bzw. eine Anerkennung der Zusatzkosten und von Seiten der Netzbetreiber entsprechende Analyseinstrumente um die Niederspannungsnetzstrukturen im Detail zu untersuchen. Dabei wäre es unter Voraussetzung passender regulatorischer Rahmenbedingungen (Abgeltungs- bzw. Entschädigungssystem) erstrebenswert, vermehrt Blind- und Wirkleistungsregelkonzepte anzuwenden. Sofern die dafür notwendige Infrastruktur vorhanden ist, könnten einige der untersuchten intelligenten Lösungen unabhängig vom Nutzer bzw. Kunden bereits umgesetzt werden, für die Wirkleistungsszenarien müssen jedoch erst die rechtlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Ein Kompensationsmodell würde für den Netzbetreiber ein erheblicher Aufwand bedeuten, sodass die durch die Blind- und Wirkleistungsregelung entstehenden Verluste durch den Strommarkt getragen werden könnten.

Der Zuständigkeitsbereich von Netzbetreibern umfasst ausschließlich den Strombereich, wobei für den Bereich Gas eigene Netzbetreiber existieren. Betreffend der Analyse konkurrierender Systemlösungen zwischen den Energieträgern ist daher eine Erarbeitung von Empfehlungen und Maßnahmenvorschläge für Netzbetreiber nicht möglich.

Endverbraucher/ Elektrizitätsproduzent

Bereits jetzt kann zwischen Endverbraucher und Elektrizitätsproduzenten nicht eindeutig differenziert werden („Prosumer“), da der Konsument von Energie gleichzeitig die Stellung des Produzenten einnimmt und somit die zukünftige Energieversorgung mitgestaltet. Was andere Energieformen wie die Wärme betrifft, so ist der Endverbraucher längst schon in der Lage seinen Bedarf selber zu decken, unabhängig von einer übergeordneten Energieversorgung.

Betrachtet man den Endkunden bzw. –nutzer von Energie, so haben die Stakeholder Politik, Regulierungsbehörden, Netzbetreiber und Lieferanten dafür zu sorgen, dass Energie erschwinglich bleibt. Was den Bereich elektrische Energie betrifft, so gilt es aus Sicht des Kunden der gleichzeitig Energie erzeugt und neben dem Eigenverbrauch den Überschuss in das öffentliche Netz einspeist, passende wirtschaftliche Rahmenbedingungen vorzufinden, die niemanden diskriminieren und für die Aufrechterhaltung der Energieversorgung dienen. Das Förder- und Anreizsystem muss dabei derart gestaltet sein, dass die jeweilige Erzeugungstechnologie wirtschaftlich betrieben werden kann, ohne dass eine gewisse Marktorientierung außer Acht gelassen wird.²⁰ Wesentlich in diesem Zusammenhang ist es daher, das Förderregime allgemein für erneuerbare Energietechnologien weiter auszubauen, sowohl für Private, als auch für Betriebe. Im Sinne einer sicheren Versorgung sollte dabei auch der jeweilige Erzeuger bestrebt sein, die Erzeugung an den jeweiligen Verbrauch anzupassen, bzw. sollte die Unterstützung durch die öffentliche Hand darauf abzielen, den Grad des Eigenverbrauchs zu erhöhen. Dies könnte bei bestehenden Anlagen durch Kombination mit Speicherkonzepten (gilt für Strom als auch für Wärme) bzw. in Verbindung mit Elektromobilität realisiert werden, aber auch durch ein geeignetes Demand-Side-Management sowie durch geeignete Rahmenbedingungen um einen gebäudeübergreifenden Energieaustausch zu ermöglichen. Je nach integrierbarer Potentiale bzw.

²⁰ Obwohl für Österreich in den kommenden Jahren von PV-Netzparität auszugehen ist, wird bis dahin der Ausbau des Fördersystems für Photovoltaik erforderlich sein.

weiterer Restriktionen (z.B. zur Verfügung stehende Dachfläche) besteht für Endkunden ebenso die Möglichkeit sich an sogenannten Energiegenossenschaften bzw. Bürgerbeteiligungsmodelle zu wenden.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Konkurrierende Systemlösungen innerhalb des Energieträgers

Aus **technischer und energetischer Sicht** zeigte die Analyse der ländlichen Niederspannungsnetzstrukturen, dass ohne eine Maßnahme umzusetzen, in das jeweilige bestehende Versorgungsgebiet beträchtliche Photovoltaik-Potentiale integriert werden können:

- Im Versorgungsgebiet 1 ist (ohne eine Maßnahmen zu setzen) im Falle einer symmetrischen Einspeisung eine PV-Leistung von 90 kW_{peak}, im Falle einer unsymmetrischen Einspeisung 39 kW_{peak} und im Falle einer einphasigen Einspeisung eine Leistung von 11 kW_{peak} möglich.
- Im Versorgungsgebiet 2 ist (ohne eine Maßnahmen zu setzen) im Falle einer symmetrischen Einspeisung eine PV-Leistung von 77 kW_{peak}, im Falle einer unsymmetrischen Einspeisung 32 kW_{peak} und im Falle einer einphasigen Einspeisung eine Leistung von 9 kW_{peak} möglich.

Ausgehend von einem jährlichen Strombedarf von 132 MWh in Versorgungsgebiet 1 können im Falle einer symmetrischen PV-Einspeisung 98 MWh (90 kW_{peak}) bzw. 74 % der Stromnachfrage (bilanziell) gedeckt werden. Für Versorgungsgebiet 2 beträgt der Strombedarf 237 MWh, wobei durch eine symmetrische Einspeisung lediglich 88 MWh (77 kW_{peak}) bzw. 37 % der Nachfrage (bilanziell) erreicht werden. Die Analyse zeigt zudem, dass im Vergleich zum Referenzszenario im Falle einer symmetrischen Einspeisung durch jede der untersuchten Maßnahmen eine höhere PV-Leistung erzielt werden kann. Für die unsymmetrische und einphasige Einspeisung ergaben die Berechnungen hingegen, trotz durchgeführter Maßnahmen, zum Teil gleichbleibende bzw. sinkende PV-Potentiale im Vergleich zur Referenzsituation. Vergleicht man die Ergebnisse der untersuchten Szenarien, so wurde festgestellt, dass durch den Netzausbau zwar hohe PV-Potentiale integriert werden können, diese jedoch ebenso mit einzelnen Smart Grids-Lösungen erreicht bzw. übertroffen werden können:

- In Versorgungsgebiet 1 kann (durch symmetrische Einspeisung) im Falle der Netzausbau-szenarien ein zusätzliches PV-Potential von 45 kW_{peak} und im Falle der intelligenten Systemlösungen eine Leistung von 42 kW_{peak} (beides Mittelwerte) installiert werden.
- In Versorgungsgebiet 2 kann (durch symmetrische Einspeisung) im Falle der Netzausbau-szenarien ein zusätzliches PV-Potential von 82 kW_{peak} und im Falle der intelligenten Systemlösungen eine Leistung von 49 kW_{peak} (beides Mittelwerte) installiert werden.

Betrachtet man die Art der Einspeisung bzw. Anschluss der PV-Anlagen, so sind durch eine symmetrische Einspeisung jeweils (Versorgungsgebiet 1 und 2) die höchsten Potentiale erzielbar. Vergleicht man dazu eine unsymmetrische oder einphasige Einspeisung vermindern sich die PV-Potentiale beträchtlich: Durch eine unsymmetrische Einspeisung kann zwischen 63 und 66 % und durch eine einphasige Einspeisung zwischen 90 und 92 % weniger Photovoltaik integriert werden als im Falle einer symmetrischen Einspeisung.

Im Allgemeinen hat sich im Zuge der technischen und energetischen Analyse für die beiden ländlichen Netzabschnitte gezeigt, dass für die Installation dezentraler Stromerzeugungstechnologien,

insbesondere Photovoltaik, das Spannungsband der limitierende Faktor ist. Unter Ausnutzung von Kombinationen mehrerer Smart Grid-Lösungen können thermische Überlastsituationen auftreten, welche durch den zusätzlichen Blindstrom aufgrund der Blindleistungsregelung verstärkt werden können. Ersichtlich ist dies an dem hohen Blindleistungsbedarf und den erhöhten Verlusten, wie es insbesondere bei der Regelstrategie „Q von P“ der Fall ist.

Für die unsymmetrische und einphasige Einspeisung ergaben die Berechnungen hingegen, trotz durchgeführter Maßnahmen, zum Teil gleichbleibende bzw. sinkende PV-Potentiale im Vergleich zur Referenzsituation. Einzig mit Hilfe der Wirkleistungsregelung kann unabhängig von dem Anschluss der Erzeugungsanlage die installierbare Leistung erhöht werden, wobei die auftretenden Verluste der nicht lieferbaren Energie im Vergleich zu der zusätzlichen installierbaren Leistung verhältnismäßig gering bleiben würden. Dadurch würde jedoch in den Betrieb der Nutzeranlage durch Abregelung eingegriffen werden. Diese Möglichkeit der Begrenzung der Einspeiseleitung ist für den Netzbetreiber unter den derzeitigen organisatorischen und rechtlichen Gegebenheiten nicht gegeben, wäre jedoch in Zukunft im Rahmen eines Abgeltungssystems anzustreben.

Allgemein ist festzuhalten, dass die Effektivität der Regelstrategien und die damit einhergehende installierbare Leistung durch zusätzliche Kommunikation gesteigert werden kann, wie sich durch die Messung auf allen drei Phasen am selben Knoten zeigt. Bei näherer Betrachtung der Netzausbauszenarien lässt sich zudem feststellen, dass gezielte Maßnahmen wie der Austausch bestimmter Leitungen eine sinnvolle Ergänzung zu den Smart Grid-Szenarien darstellen können um zusätzliche Erzeugungsanlagen in die Niederspannungsnetzstrukturen zu integrieren.

Auf Basis der technischen Analyse erfolgte schließlich eine **ökonomische Betrachtung** der Systemlösungsszenarien, wobei in weiterer Folge ausschließlich die Ergebnisse der symmetrischen Einspeisung beschrieben werden. Aus Netzbetreibersicht setzen sich die Kosten aus Netzverluste und den Kosten für die Netzinfrastruktur und den Transformator zusammen.

Bei der Untersuchung der jährlichen Gesamtkosten aus Netzbetreibersicht zeigten sich vor allem für die klassischen Netzausbauszenarien hohe Kosten, was auf die hohen Aufwendungen (Investitions- und Betriebskosten) für die Ausweitung der Netzinfrastruktur zurückzuführen ist. Intelligente Systemlösungen zeichnen sich hingegen durch ihre Steuer- und Regelbarkeit aus und bedingen dadurch, mit Ausnahme der beiden Szenarien mit regelbarem Ortsnetztrafo, keine beträchtlichen Investitionen in die bestehende Infrastruktur. Die hierbei anfallenden Kosten beschränken sich fast ausschließlich auf die Kompensationskosten für die Netzverluste.

Schließlich wurden infolge der umfassenden wirtschaftlichen Bewertung aussagekräftige Kennzahlen abgeleitet. Dabei wurden die aufgrund der Technologiekonfiguration entstehenden jährliche Kosten in Relation zu den PV-Potentialen gesetzt, was den zusätzlichen Kosten entspricht, die aufgewendet werden müssten um eine zusätzliche kWh zu integrieren. Im Allgemeinen zeigen sich dabei hohe spezifische Kosten für die klassischen Netzausbauszenarien, da in diesen Fällen zwar hohe Potentiale integriert werden, dies jedoch mit hohen Investitionen in die Leitungsinfrastruktur verbunden ist. Hingegen wurden für die Smart Grid-Lösungen wegen der geringen zusätzlichen Kosten auch geringere spezifische Kosten ermittelt, weshalb diese Szenarien im Vergleich zu den Netzausbauszenarien als günstiger anzusehen sind.

- Im Versorgungsgebiet 1 müssten im Falle einer symmetrischen Einspeisung durch klassischen Netzausbau zusätzlich bis zu 5,5 Cent und durch intelligente Systemlösungen zwischen 0,6 und 1,6 Cent aufgewendet werden um eine zusätzliche kWh zu integrieren.
- Im Versorgungsgebiet 2 müssten im Falle einer symmetrischen Einspeisung durch klassischen Netzausbau zusätzlich bis zu 4 Cent und durch intelligente Systemlösungen zwischen 0,2 und 1,1 Cent aufgewendet werden um eine zusätzliche kWh zu integrieren.

Aus **ökologischer Sicht** ergeben sich schließlich für jene Szenarien mit hohem PV-Potential dementsprechend hohe Emissionsminderungen. Umgekehrt kann mit geringer PV-Einspeisung weniger konventionell produzierter Strom substituiert werden, wodurch weniger Emissionen eingespart werden können. Entsprechend der energetischen Auswertung zeigt demnach die Quantifizierung der ökologischen Effekte, dass durch die Realisierung der PV-Potentiale im bestehenden Netz erhebliche Emissionseinsparungen erzielt, sowie zusätzliche Emissionsminderungspotentiale vor allem durch Netzausbauszenarien und intelligente Systemlösungen erreicht werden können.

- In Versorgungsgebiet 1 können (durch symmetrische Einspeisung) ohne Umsetzung einer Maßnahme 16,9 t CO₂e/a, im Falle der Netzausbauszenarien zusätzlich 8,5 t CO₂e/a und im Falle der intelligenten Systemlösungen zusätzlich 7,9 t CO₂e/a eingespart werden.
- In Versorgungsgebiet 2 können (durch symmetrische Einspeisung) ohne Umsetzung einer Maßnahme 15,2 t CO₂e/a, im Falle der Netzausbauszenarien zusätzlich 16,1 t CO₂e/a und im Falle der intelligenten Systemlösungen zusätzlich 9,7 t CO₂e/a eingespart werden.

Ebenso wie in der wirtschaftlichen Betrachtung wurden auch aus den Emissionsminderungspotentialen spezifische Kennzahlen abgeleitet, indem die Jahresgesamtkosten in Relation zu den Emissionsreduktionen gesetzt wurden, was spezifischen Emissionskosten bzw. Vermeidungskosten entspricht. Dabei zeigen sich für die klassischen Netzausbauvarianten hohe Kosten, die aufgewendet werden müssten um eine zusätzliche t CO₂e zu vermeiden bzw. einzusparen, da in diesen Fällen zwar hohe Emissionseinsparungen erzielt werden können, dies jedoch mit hohen Investitionen in die Leitungsinfrastruktur verbunden ist. Für die Smart Grid-Szenarien wurden wegen der geringeren jährlichen Gesamtkosten auch geringere spezifische Kosten ermittelt, weshalb diese Szenarien im Vergleich zu den Netzausbauszenarien als günstiger anzusehen sind.

Zusammengefasst kann für die untersuchten Versorgungsgebiete gesagt werden, dass im Falle einer symmetrischen Einspeisung erhebliche PV-Potentiale erzielbar sind. Im Falle eines gezielten Netzausbaus besteht die Möglichkeit, unter verhältnismäßig niedrigen Kosten weitere Potentiale zu integrieren. Für die intelligenten Systemlösungen wurden je nach Maßnahme unterschiedlich hohe zusätzliche PV-Potentiale ermittelt. Die Aufwendungen beschränken sich dabei vorwiegend auf die Kompensationskosten für die Netzverluste, weniger auf Investitionen in die bestehende Infrastruktur. Aus ökonomischer Sicht sind dabei die intelligenten Systemlösungen zu bevorzugen.

Neben der Sichtweise des jeweiligen Netzbetreibers wurde ebenso aus Nutzer- bzw. Kundesicht eine umfassende Bewertung durchgeführt. Den Nutzer interessiert in diesem Zusammenhang vor allem,

inwieweit die erzeugte Energie selbst verbraucht werden kann und ob die Anwendung der jeweiligen Systemlösungsszenarien den Betrieb des einzelnen Nutzers beeinflusst. Dabei zeigt sich, dass durch symmetrische Einspeisung jeweils der höchste Anteil des Eigenbedarfs gedeckt werden kann. Demnach wurde für die symmetrische Einspeisung ein Eigennutzungsgrad für beide Netzabschnitte von etwa 33 % quantifiziert. Wie sich zeigte, würde durch intelligente Systemlösungen wie der Wirkleistungsbegrenzung der Betrieb der jeweiligen PV-Anlage beeinflusst um dadurch ein höheres PV-Potential im jeweiligen Netzabschnitt zu ermöglichen. Jedoch würde für diesen Fall nur ein geringer Anteil des PV-Potentials verloren gehen (zwischen 0,6 und 1,3%) bzw. würden die jährlichen Volllaststunden der PV-Systeme zwischen 10 und 20 h reduziert werden.

Aus wirtschaftlicher Sicht interessieren den Nutzer vorwiegend die aus den Investitionen abgeleiteten Jahresgesamtkosten, wobei für die Variante Eigenverbrauch stets höhere Kosten ermittelt wurden als für die Volleinspeisung. Für die daraufhin quantifizierten Gestehungskosten zeigten sich unabhängig von den untersuchten Systemlösungen gleichbleibende Werte zwischen 16 und 17 ct/kWh. Dem gegenüber ergab die Berechnung der Einspeisevergütungen über die Szenarien hinweg konstante Werte für die Volleinspeisung, für die Variante Eigenverbrauch orientieren sie sich hingegen an den integrierbaren PV-Potentialen bzw. der Höhe der Jahresgesamtkosten.

Konkurrierende Systemlösungen zwischen den Energieträgern

Ergänzend zur Untersuchung konkurrierender Systemlösungen innerhalb des Energieträgers Strom wurden auch Systemlösungen zwischen den Energieträgern bzw. weitere Energieerzeugungstechnologien wie Öl-Brennwertgerät, Gas-Brennwertgerät, Pelletskessel (jeweils mit und ohne Solarthermie) und Mini-BHKW betrachtet. Die Systemlösungen wurden dabei nicht anhand des jeweiligen Versorgungsgebietes angewendet, sondern aus Gründen der Repräsentativität anhand eines durchschnittlichen Haushalts- und Gewerbebetriebs. Neben einer energetischen Evaluierung wurde dabei eine wirtschaftliche sowie ökologische Analyse der Systemkonfigurationen durchgeführt, sowie der Aspekt der Flächenkonkurrenz untersucht.

Dabei zeigte sich, dass Erdgas- und Pelletskessel monovalent betrieben je nach Anlagengröße die Systeme mit den geringsten Gesamtkosten darstellen. Aus wirtschaftlicher Sicht wäre das BHKW konkurrenzfähig, jedoch ausschließlich unter der Prämisse einer langen Laufzeit. Im Anwendungsfall Einfamilienhaus ist der Wärmebedarf für die Anlage jedoch zu gering. Betrachtet man die Kombination solarthermischer Kollektoren mit Heizungstechnologien basierend auf fossilen Energieträgern, so ist dies vor allem hinsichtlich der Emissionsminderungen als sinnvoll einzustufen. Für die Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaik-Anlage ist ein möglichst hoher Eigennutzungsgrad mitentscheidend, sodass eine Amortisationsdauer unter 20 Jahren nur für Gewerbebetriebe mit einer Eigennutzung von 60 % erreicht werden kann.

Hochrechnung für Österreich

Zuletzt wurden die Untersuchungsergebnisse der beiden untersuchten Versorgungsgebiete für das Gesamtsystem Österreich hochgerechnet. Die Extrapolation bezieht sich dabei ausschließlich auf die

Ergebnisse aufgrund der Untersuchungen konkurrierender Systemlösungen innerhalb des Energieträgers, demnach auf die Integration von Photovoltaik-Potentialen in Niederspannungsnetzstrukturen in Zusammenhang mit intelligenten Systemlösungen.

Betrachtet man die beiden Versorgungsgebiete aggregiert, so wurden durchschnittlich 31.600 Versorgungsgebiete in Österreich mit ähnlichen Charakteristika ermittelt. Für die Hochrechnung wurde zwischen drei Szenarien der Extrapolation unterschieden (100 %, 50 % und 25 % der ländlichen Niederspannungsnetzstrukturen). Zudem wurden, falls es sich um unterschiedliche Einspeisesituationen handelt, ausschließlich die Resultate der symmetrischen Einspeisung skaliert, wobei die Hochrechnung auf Basis der aggregierten Werte beider Versorgungsgebiete basiert.

Die Hochrechnung der Ergebnisse zeigt, dass ohne eine Maßnahme zu setzen, erhebliche Potentiale in das bestehende ländliche Niederspannungsnetz in Österreich aufgenommen werden können:

- Ohne eine Maßnahmen zu setzen sind im 100 %-Szenario 5.900 GWh und im Falle des 25 %-Szenario 1.500 GWh möglich.
- Für die Netzausbauszenarien wurden durchschnittlich zwischen 4.500 GWh (100 %-Szenario) und 1.100 GWh (25 %-Szenario) an zusätzlichen Potentialen ermittelt.
- Für die intelligenten Systemlösungen wurden durchschnittlich zwischen 3.200 GWh (100 %-Szenario) und 800 GWh (25 %-Szenario) an zusätzlichen Potentialen ermittelt.

Bei 50 %-Ausnutzung des jeweiligen Potentials würde dies in Relation zu den in Betrieb befindlichen PV-Anlagen in Österreich eine Vervielfachung um den Faktor 16 für die Netzausbauszenarien und für die intelligenten Lösungen um den Faktor 14 bedeuten. Im Vergleich dazu zeigen Potentialabschätzungen aus unterschiedlichen Studien eine Bandbreite zwischen 2.000 bis 6.400 GWh an PV-Potential bis 2020.

Wesentlich in der Hochrechnung der technischen Analyseergebnisse der Szenarien ist die benötigte zusätzliche Netzinfrastruktur, die v.a. die Netzausbauszenarien betrifft:

- Durch Verdopplung der Netze würden zwischen 44.300 km (100 %-Szenario) und 11.100 km (25 %-Szenario) zusätzliche Leitungen benötigt.
- Durch Austausch der Leitungen gegen 150 mm² Standardkabel würden zwischen 33.300 km (100 %-Szenario) und 8.300 km (25 %-Szenario) zusätzliche Leitungen benötigt.
- Durch Austausch bestimmter Leitungen (gezielter Netzausbau) würden zwischen 8.700 km (100 %-Szenario) und 2.200 km (25 %-Szenario) zusätzliche Leitungen benötigt.

Betrachtet man die Hochrechnung der Jahresgesamtkosten aus Netzbetreibersicht, so entstehen vor allem durch die Netzausbauszenarien hohe Kosten für die jeweiligen Netzbetreiber:

- Für die Netzausbauszenarien wurden durchschnittlich zwischen 113 Mio. EUR (100 %-Szenario) und 28 Mio. EUR (25 %-Szenario) an zusätzlichem Investitionsbedarf ermittelt.
- Für die intelligenten Systemlösungen wurden durchschnittlich zwischen 21 Mio. EUR (100 %-Szenario) und 5 Mio. EUR (25 %-Szenario) an zusätzlichem Investitionsbedarf ermittelt.

Aus Kunden- bzw. Nutzersicht liegen die jährlichen Gesamtkosten für die Netzausbauszenarien jeweils über jenen für die intelligenten Systemlösungen. Zudem wurden für die Variante Eigenverbrauch jeweils höhere Kosten ermittelt als für die Variante Volleinspeisung:

- ➔ Für die Variante Volleinspeisung wurden im Falle der Netzausbauszenarien durchschnittlich zwischen 621 Mio. EUR/a (100 %-Szenario) und 155 Mio. EUR/a (25 %-Szenario) und im Falle der intelligenten Systemlösungen zwischen 536 Mio. EUR/a (100 %-Szenario) und 134 Mio. EUR/a (25 %-Szenario) an Gesamtkosten ermittelt
- ➔ Für die Variante Eigenverbrauch wurden im Falle der Netzausbauszenarien durchschnittlich zwischen 908 Mio. EUR/a (100 %-Szenario) und 227 Mio. EUR/a (25 %-Szenario) und im Falle der intelligenten Systemlösungen zwischen 838 Mio. EUR/a (100 %-Szenario) und 209 Mio. EUR/a (25 %-Szenario) an Gesamtkosten ermittelt

Hinsichtlich Repräsentativität ist zu beachten, dass diese Extrapolation ausschließlich auf Basis von zwei Niederspannungsnetzstrukturen erfolgte. Aus diesem Grund sind die Ergebnisse der Hochrechnung eine erste Näherung, um Aussagen über das Gesamtsystem Österreich zu machen. Die Validität der Ergebnisse könnte durch weitere, umfangreichere Untersuchungen gestärkt werden.

6 Literaturverzeichnis

- Almbauer, R. (2008): Lastprofile nicht-leistungsgemessener Kunden (HE, HM, HG, PG, PK und PW) der Gasnetzbetreiber Österreichs – Überarbeitung 2008, erstellt im Auftrag des Fachverband Gas & Wärme, http://www.agcs.at/agcs/clearing/lastprofile/lp_studie2008.pdf (abgerufen am: 20. Juni 2013).
- Benke, G. et al. (2012): Energieverbrauch im Dienstleistungssektor – Kennwerte und Hochrechnung, Projektendbericht im Rahmen der Programmlinie NEUE ENERGIEN 2020, <http://www.e-sieben.at/de/projekte/Endbericht-EV-DLG.pdf> (abgerufen am: 4. März 2013).
- Biermayr, P. et al. (2012): Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2011, Studie im Auftrag des BMVIT, http://www.energiesystemederzukunft.at/nw_pdf/1212_marktstatistik_2011.pdf (abgerufen am: 2. Juli 2013).
- Biermayr, P. et al. (2013): Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2012, Studie im Auftrag des BMVIT, http://www.nachhaltigwirtschaften.at/nw_pdf/1317_marktstatistik_2012.pdf (abgerufen am: 4. Oktober 2013).
- Braun, M. (2012): Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung, Studie im Auftrag des BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e.V., http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/IWES_Netzintegration_lang.pdf (abgerufen am: 2. Juni 2013).
- Christian, R. et al. (2011): Energy-autarchy for Austria?, Beitrag im Rahmen der 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, http://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/fullpaper_iewt2011/P_285_Prof._Dr._Christian_Reinhold_1-Feb-2011,_14:47.pdf (abgerufen am: 12. September 2013).
- E-Control (2012a): Statistikbroschüre 2012, http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/statistik/dokumente/pdfs/Statistikb12_D_Einzelseiten_FINAL.pdf (abgerufen am: 1. März 2013).
- E-Control (2012b): Stromkennzeichnungsbericht 2012, <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/oeko-energie/dokumente/pdfs/Stromkennzeichnungsbericht%202012.pdf> (abgerufen am: 7. Februar 2013).
- E-Control (2006): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen – Teil D: Besondere technische Regeln – Hauptabschnitt D2: Richtlinie zur Beurteilung von Netzzrückwirkungen, http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/TOR_D2_20060919_v2-2.pdf (abgerufen am: 3. März 2013).
- E-Control (2004): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen – Teil D: Besondere technische Regeln – Einleitung, <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/tor-einleitung-teil-d-20040518-v2-0.pdf> (abgerufen am: 22. Februar 2013).
- Kollmann, A. et al. (2011): E-Motivation – Energieabrechnungs-Optimierung zur Endverbraucher motivation, Projektendbericht im Rahmen der Programmlinie NEUE ENERGIEN

- 2020, http://www.energyefficiency.at/dokumente/upload/Endbericht_E-Motivation_Energieinstitut_EnCT_November_2011.pdf (abgerufen am: 6. Juli 2013).
- Kollmann, A. et al. (2012): Betrachtung der ökonomischen, energetischen und ökologischen Effekte anlagenseitiger Sanierungsmaßnahmen im Vergleich zur thermischen Sanierung zur effizienteren Energienutzung, Studie im Auftrag des Dachverbands Energie-Klima.
- Leprich, U. et al. (2011): Ausbau elektrischer Netze mit Kabel oder Freileitung unter besonderer Berücksichtigung der Einspeisung Erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/studie_netzausbau_bf.pdf (abgerufen am: 4. März 2013).
- Lebensministerium (2009): Erneuerbare Energie 2020 – Potentiale und Verwendung in Österreich, http://www.energiestrategie.at/images/stories/pdf/02_bmlfuw_09_erneuerbare2020.pdf (abgerufen am: 3. September 2013).
- Lebensministerium (2010): EnergieStrategie Österreich, http://www.bmwfj.gv.at/Ministerium/Staatspreise/Documents/energiestrategie_oesterreich.pdf (abgerufen am: 24. Februar 2013).
- PV Austria (2013): Die österreichische Photovoltaik Branche in Zahlen, <http://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2013/07/2013-06-11-Fact-sheet-PV-Branche.pdf> (abgerufen am: 2. Oktober 2013).
- ÖSG (2012): Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012), BGBl. I 2002/149 i.d.F. BGBl. I 2012/11.
- Statistik Austria (2013): Regionale Gliederungen Stadt – Land, http://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/stadt_land/ (abgerufen am: 13. Juli 2013).

7 Kontaktdaten

Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

Altenberger Straße 69

4040 Linz

Tel: +43 (0) 732 2468 5656

Fax: +43 (0) 732 2468 5651

Mail: kollmann@energieinstitut-linz.at
schwarz@energieinstitut-linz.at

Web: <http://www.energieinstitut-linz.at/>
<http://www.energyefficiency.at/>

TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

AG Elektrische Anlagen

Gußhausstraße 25/370-1

1040 Wien

Tel: +43 (0)1 58801 370101

Fax: +43 (0)1 58801 370199

Mail: chochole@ea.tuwien.ac.at
gawlik@ea.tuwien.ac.at

Web: <http://www.ea.tuwien.ac.at/>

e7 Energie Markt Analyse GmbH

Theresianumgasse 7/1/8

1040 Wien

Tel: +43 (0) 1907 8026

Fax: +43 (0) 1907 8026 10

Mail: christof.amann@e-sieben.at
stefan.amann@e-sieben.at

Web: <http://www.e-sieben.at/>

LINZ STROM Netz GmbH

Fichtenstrasse 7

4021 Linz

Tel: +43 (0) 732 3403 3116

Fax: +43 (0) 732 3403 15 3116

Mail: k.derler@linz-stromnetz.at

Web: <https://www.linz-stromnetz.at/>

IMPRESSUM

Verfasser

Energieinstitut an der Johannes Kepler
Universität Linz

Andrea Kollmann
Altenberger Straße 69, 4040 Linz
Tel: +43 732 2468 5656
Fax +43 732 2468 5651
E-Mail: office@energieinstitut-linz.at
Web: www.energieinstitut-linz.at
www.energyefficiency.at

Projektpartner und Autoren

- Energieinstitut an der Johannes Kepler
Universität Linz
Andrea Kollmann
Markus Schwarz
- Institut für Energiesysteme und
Elektrische Antriebe, TU Wien
Michael Chochole
Rainer Schlager
- e7 Energie Markt Analyse GmbH
Christof Amann
Stefan Amann
- LINZ STROM Netz GmbH
Karl Derler

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
office@klimafonds.gv.at
www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Der Klima- und Energiefonds ist nicht für die
Weiternutzung der hier enthaltenen
Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH