

DEKARBONISIERTE ENERGIEVERSORGUNG

EINER SÄCHSISCHEN KOMMUNE
BIS ZUM JAHR 2050



saena

Sächsische
Energieagentur GmbH



Die Bundesregierung hat sich als energiepolitisches Ziel für das Jahr 2050 einen klimaneutralen Gebäudebestand sowie eine weitestgehend dekarbonisierte Energieversorgung gesetzt.

Auf Grundlage dieser Zielstellung werden in der Diplomarbeit „Dekarbonisierte Energieversorgung einer sächsischen Kommune bis zum Jahr 2050“ am Beispiel von Obergurig, einer kleinen sächsischen Kommune, verschiedene Energieversorgungsszenarien hinsichtlich ihrer wirtschaftlichen und energetischen Faktoren untersucht und verglichen.

Dabei soll der Energiebedarf aller Sektoren, also der Bereiche Privathaushalte, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistung), Industrie, Verkehr sowie öffentlicher Einrichtungen gedeckt werden. Verschiedene Einflussfaktoren auf die Entwicklung des Energiebedarfs werden berücksichtigt. Das Ziel der Diplomarbeit ist es, zu untersuchen, wie sich die Gemeinde als Netzknoten für die verschiedenen Energieversorgungsszenarien verhält.

Wie stark sind die Netzbelastung und die damit einhergehende Notwendigkeit des Netzausbaus für die verschiedenen Szenarien? Welche Bedeutung haben zentrale und dezentrale Speicher dabei?

Im Zuge dieser Thematik spielt auch das Stichwort Sektorenkopplung eine zentrale Rolle. Unter Sektorenkopplung versteht man die Verbindung von Strom-, Wärme- und Gasnetzen der verschiedenen Sektoren, inklusive des Verkehrssektors um Schwankung im Energiebedarf sowie der erneuerbaren Energieerzeugung auszugleichen.

Die Broschüre beschreibt das Vorgehen sowie die in der Diplomarbeit gewonnenen Kenntnisse darüber, welchen Beitrag eine Kommune unter den Aspekten der Wirtschaftlichkeit und ihres energetischen Verhaltens als Netzknotenpunkt zur Dekarbonisierung der Energieversorgung leisten kann. Zudem werden die technischen und administrativen Herausforderungen bei der Umstrukturierung der Energieversorgung beleuchtet.

1	Vorwort	3	6	Berechnungsmodell	18
			6.1	Funktionsweise des Berechnungsmodells	18
			6.2	Berechnungsgang	18
2	Abstrakt	6	6.2.1	Strombedarf zur Deckung des Heizwärmebedarfs	19
			6.2.2	Berechnung Elektroenergiebedarf Warmwasserbereitung	19
			6.2.3	Bilanzierung	20
3	Ist-Analyse	7	6.3	Datengrundlage	20
3.1	Energieversorgung	7	6.3.1	Stromlastprofil	20
3.2	Endenergiebedarf	8	6.3.2	Wärmelastprofil	21
3.2.1	Privathaushalte	8	6.3.3	Verkehr	22
	→ Strombedarf	8	6.3.4	Erzeugungsprofil Photovoltaik	22
	→ Wärmebedarf	8	6.3.5	Grenzen des Berechnungsmodells	23
3.2.2	Kommunale Einrichtungen	9			
	→ Strombedarf	9			
	→ Wärmebedarf	9			
3.2.3	GHD und Industrie	9	7	Auswertung	23
3.2.4	Verkehr	9	7.1	Energetischer Vergleich	23
3.2.5	Zusammenfassung	10	7.1.1	Grundlagen Energetische Auswertung	23
			7.1.2	Vergleich	24
				→ Vergleich: Variante 1	24
				→ Vergleich: Variante 2	26
				→ Vergleich: Variante 3	27
				→ Gesamt	27
4	Entwicklung bis zum Jahr 2050	11	7.2	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	28
4.1	Bevölkerungsentwicklung	11	7.2.1	Kapitalwertmethode	28
4.2	Endenergiebedarf	11	7.2.2	Auswertung	29
4.2.1	Privathaushalte	11			
	→ Stromverbrauch	11	8	Technischer Ausblick	30
	→ Wärmebedarf	11	8.1	Speichermöglichkeiten	30
4.2.2	Kommunale Einrichtungen	12	8.2	Elektromobilität	30
	→ Stromverbrauch	12	8.2.1	Ladeinfrastruktur	30
	→ Wärmeverbrauch	12	8.2.2	Netzdienliches Ladeverhalten	30
				→ Variable Strompreise	30
4.2.3	GHD und Industrie	12		→ Netzdienliche Steuerung	30
4.2.4	Verkehr	12		→ Systemdienstleistung	30
4.2.5	Zusammenfassung	13	9	Fazit	32
5	Energieversorgungsvarianten 2050	14	10	Abbildungsverzeichnis	33
5.1	Analyse der Energiequellen	14	11	Tabellenverzeichnis	33
5.2	Entwicklung der Energieversorgungsvarianten	14	12	Quellenverzeichnis	34
5.2.1	Variantenübersicht	14			
5.2.2	Variante 1: komplette Ausschöpfung des PV-Potentials	15			
	→ Photovoltaik	15			
	→ Dezentrale Speicher	15			
	→ Elektromobilität	15			
	→ Zentraler Speicher	15			
5.2.3	Variante 2: unvollständiger Ausbau des PV-Potentials	16			
	→ Photovoltaik	16			
	→ Dezentrale Speicher	17			
	→ Sanierungsziele	17			
5.2.4	Variante 3: Zentrale Wärmeversorgung	17			

2 Abstrakt

Während der Großteil des Energiebedarfs in den Städten anfällt, bieten ländliche Regionen die räumlichen Kapazitäten für eine dezentrale Energieerzeugung mittels erneuerbarer Energien. Somit können Kommunen einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung und Einhaltung der Ziele des Pariser Klimaabkommens leisten.

In der Diplomarbeit „Dekarbonisierte Energieversorgung einer sächsischen Kommune bis zum Jahr 2050“ [1] wurden am Beispiel von der Gemeinde Obergurig verschiedene Energieversorgungsvarianten für das Jahr 2050 entwickelt und anhand dieser untersucht, wie der Beitrag einer Kommune zur Dekarbonisierung aussehen kann.

Die künftige Energieversorgung in Obergurig soll durch den Einsatz von Photovoltaik, Luftwärmepumpen und dezentraler Stromspeicher gestaltet werden. Bei der Prognose des Energiebedarfs wurden die Bevölkerungsentwicklung, potentielle Effizienzmaßnahmen sowie die Entwicklungen im Verkehrssektor berücksichtigt. Die angenommenen Daten beruhen hauptsächlich auf Studien von Instituten und Forschungseinrichtungen, die teilweise im Auftrag von Bundesministerien erstellt wurden.

Auf Grundlage dieser Prognose wurde mittels verschiedener Energieversorgungsvarianten der Einfluss untersucht, den Elektromobilität, Photovoltaik-Ausbaugrad, zentrale Speicher, Effizienzmaßnahmen im Gebäudebereich sowie eine Zentralisierung der Wärmeversorgung auf die Wirtschaftlichkeit und das energetische Verhalten des Einbindepunktes in das übergeordnete

elektrische Versorgungsnetz haben. Ein wichtiges Anliegen der Arbeit war es, den Einfluss der verschiedenen technischen Varianten auf den Einbindepunkt stundenscharf zu untersuchen und die daraus gewonnenen realistischeren Ergebnisse mit den klassischen Jahresbilanzierungen zu vergleichen und sowohl technisch als auch wirtschaftlich zu bewerten.

In Variante 1 wird von einem vollständigen Ausbau des Photovoltaikpotentials und der Einhaltung aller Effizienzziele ausgegangen. In Variante V1b wird der Einfluss der Elektromobilität, in Variante V1c der Einfluss von Elektromobilität in Kombination mit einem zentralen Elektrospeicher untersucht. Variante 2 geht von einem geringeren Photovoltaikausbaugrad aus und in Variante V2b wird der Einfluss der Nichteinhaltung der Sanierungsziele untersucht.

In Variante 3 wird für einen Teil der Gemeinde ein Vergleich zwischen zentraler und dezentraler Wärmeerzeugung angestellt. Die Ergebnisse des Variantenvergleichs sind in Abbildung 1.1 dargestellt.

Es zeigt sich, dass ein maximaler Eigenverbrauch bei möglichst geringem Netzbezug durch eine Einbindung der Elektromobilität in Kombination mit einem zentralen Stromspeicher zu erzielen ist. Es erfolgt eine Projektion der Ergebnisse auf das Bundesland Sachsen, wobei insbesondere gesamtgesellschaftliche Effekte, Potentiale, sächsische Besonderheiten sowie technische und wirtschaftliche Machbarkeit bewertet werden sollen.

Stromerzeugung und Strombedarf von Obergurig

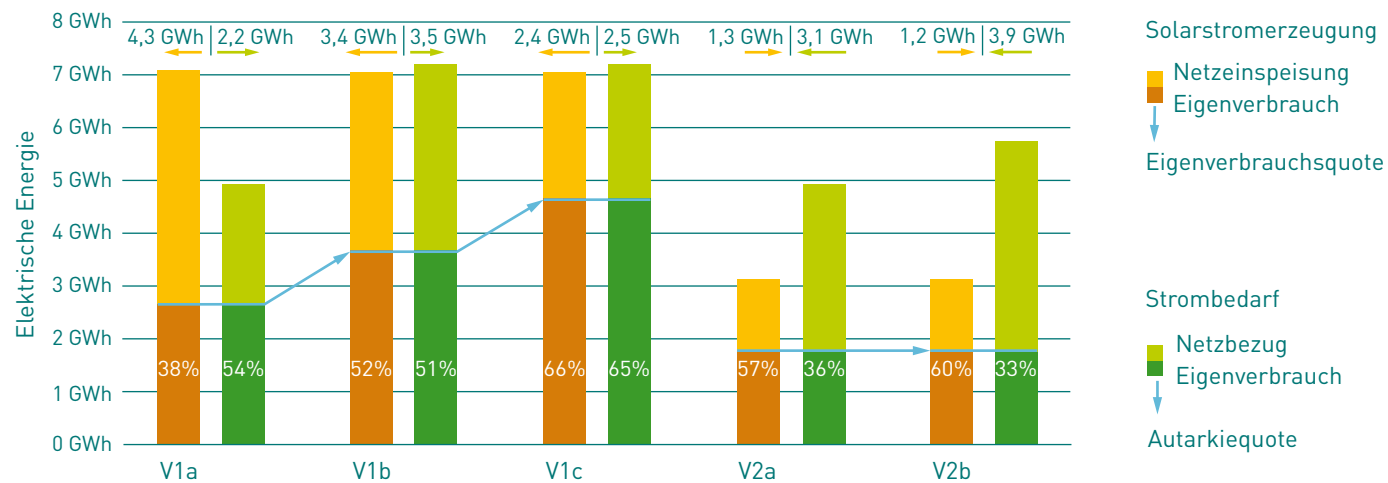


Abb. 1.1: Übersicht Eigenverbrauch und Autarkie der Energieversorgungsvarianten (Variante 1 und Variante 2)

3 Ist-Analyse

Obergurig ist eine Gemeinde im sächsischen Landkreis Bautzen mit ca. 2000 Einwohnern. Zwischen dem Spreewald und dem Landschaftsschutzgebiet „Oberlausitzer Bergland“ gelegen, besitzt die Region eine Funktion als Naherholungsgebiet. Es gibt Sport- und Freizeitanlagen, einen Kindergarten, eine Grundschule sowie Gaststätten.

3.1 Energieversorgung

Die Gemeinde Obergurig ist nur teilweise an das öffentliche Gasnetz angeschlossen. In einigen Ortsteilen ist die Wärmeerzeugung ausschließlich durch Strom, Öl oder Flüssiggas zu realisieren. Durch die Teilnahme der Gemeinde am Kommunales Energiemanagement der SAENA liegen Verbrauchsdaten der kommunalen Liegenschaften vor.

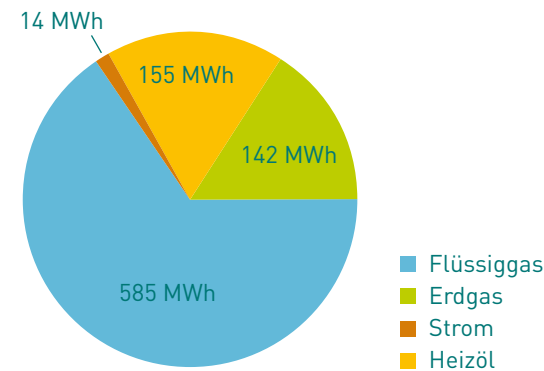


Abb. 3.1: Wärmeverbrauch der kommunalen Liegenschaften

In Obergurig werden bereits erneuerbare Energien zur Stromerzeugung genutzt. Die größte Erzeugerleistung hat der Solarpark Singwitz mit einer Installationsleistung von 581,28 kWp. Dabei handelt es sich um eine Versuchsanlage mit Solarmodulen verschiedener Hersteller. Zudem existieren im kommunalen Bereich und im ehemaligen Gewerbegebiet der Gemeinde vereinzelt Photovoltaik-Dachanlagen. Weiterhin gibt es eine Wasserkraftanlage mit 30 kW elektrischer Leistung.

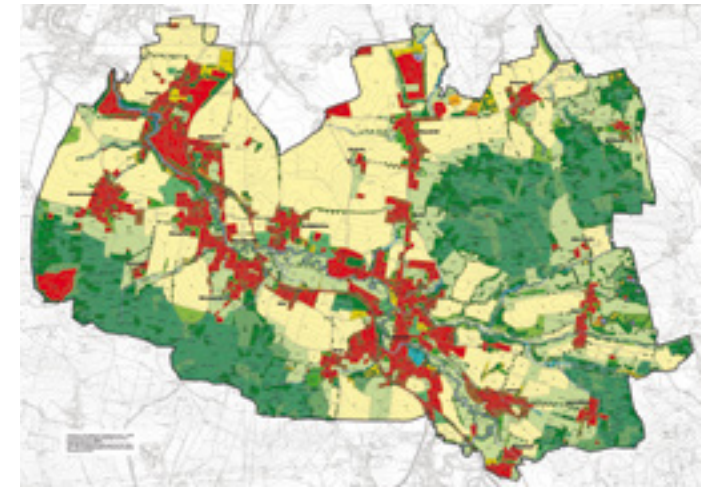


Abb. 3.2: Lage Obergurig [2], Quelle: Landschaftsplan Großpostwitz/O.L. – Obergurig; Verwaltungsgemeinschaft Großpostwitz/O.L. – Obergurig



Abb. 3.3: Solarpark Singwitz [3]



Abb. 3.4: PV-Anlage ehemaliges Gewerbegebiet MDW [4], Quelle: © Google Earth

3.2 Endenergiebedarf

Um den Endenergiebedarf für das Jahr 2050 zu prognostizieren, wurde der aktuelle Strom- und Wärmeverbrauch für die Sektoren Privathaushalte, kommunale Einrichtungen, GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen), Industrie sowie Verkehr untersucht.

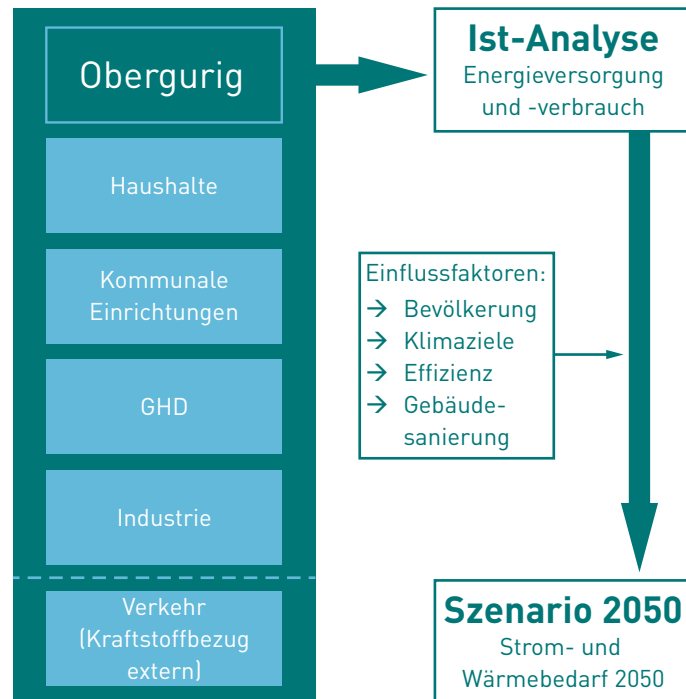


Abb. 3.5: Vorgehensweise Entwicklung Szenario 2050

3.2.1 Privathaushalte

Strombedarf

Der Stromverbrauch von Privathaushalten ist abhängig von der Größe des Haushalts. Die Daten über Haushaltsgröße und Wohnfläche stammen aus dem Zensus 2011 [5]. Um den Stromverbrauch abzuschätzen, erfolgte eine Mittelung von Werten aus fünf verschiedenen statistischen Erhebungen [6, 7, 8, 9, 10]. Für die Gemeinde Obergurig ergibt sich damit ein Strombedarf von 2,66 GWh.

Wärmebedarf

Die Bestimmung des Heizenergiebedarfs erfolgt anhand der Baualtersklassen der Gebäude in Obergurig. Unter der Annahme, dass die Anforderungen der jeweiligen Verordnungen an den spezifischen Heizenergieverbrauch eingehalten werden, werden die Werte aus Tabelle 3.1 der Abschätzung des Wärmebedarfs zu Grunde gelegt.

Energieeinsparrechtliche Anforderungen	Spezifischer Heizenergieverbrauch
Altbau	250–350 kWh/(m²a)
WschVO 1977	180–250 kWh/(m²a)
WschVO 1995	54–100 kWh/(m²a)
EnEV 2002/2007	30–70 kWh/(m²a)
EnEV 2009	20–50 kWh/(m²a)
EnEV 2012	15–35 kWh/(m²a)

Tabelle 3.1: Entwicklung Anforderungen Heizenergiebedarf [11]

Etwa 80 % der Gebäude in Obergurig wurden nach der Wärmeschutzverordnung (WschVO) von 1977 erbaut und zählen somit zu den Altbauten. Für Altbauten wird aufgrund von getroffenen Sanierungsmaßnahmen ein spezifischer Heizenergieverbrauch von 180 kWh/(m²a) angenommen.



Abb. 3.6: Wohngebäude in Obergurig nach WschVO 1977

Die restlichen 20 % des Gebäudebestands wurden nach WschVO 1995 oder EnEV 2002/2007 erbaut und werden hier als Neubauten bezeichnet. Für Neubauten wird von einem spezifischen Heizenergieverbrauch von 70 kWh/(m²a) ausgegangen.

Der Jahresheizenergiebedarf in Obergurig beträgt ca. 13,15 GWh. Der jährliche Energiebedarf zur Trinkwassererwärmung liegt in Sachsen durchschnittlich bei 838 kWh je Einwohner [12] und in Obergurig damit bei 1,76 GWh.



Abb. 3.7: Wohngebäude in Obergurig nach EnEV 2002/2007

3.2.2 Kommunale Einrichtungen

Strombedarf

Da die Gemeinde Obergurig am kommunalen Energiemanagement der SAENA teilnimmt, existieren gemessene Stromverbräuche der kommunalen Gebäude der vorangegangenen drei bis vier Jahre. Der Jahresstromverbrauch der kommunalen Gebäude beträgt 113,0 MWh/a. Neben dem Stromverbrauch der Gebäude zählt auch der Strombedarf der Straßenbeleuchtung zum Stromverbrauch der Kommune. Hier konnten durch den Einbau von LED-Lampen bereits 9 % eingespart werden. Der jährliche Strombedarf für die Straßenbeleuchtung beträgt 56,6 MWh/a.

Wärmebedarf

Die Wärmeverbräuche der letzten drei bis vier Jahre wurden ebenfalls messtechnisch erfasst und für die Abschätzung des mittleren Wärmebedarfs witterungsbereinigt. Der Trinkwarmwasserverbrauch wird nicht gesondert betrachtet. Daraus ergibt sich ein Wärmebedarf von 896,3 MWh/a.

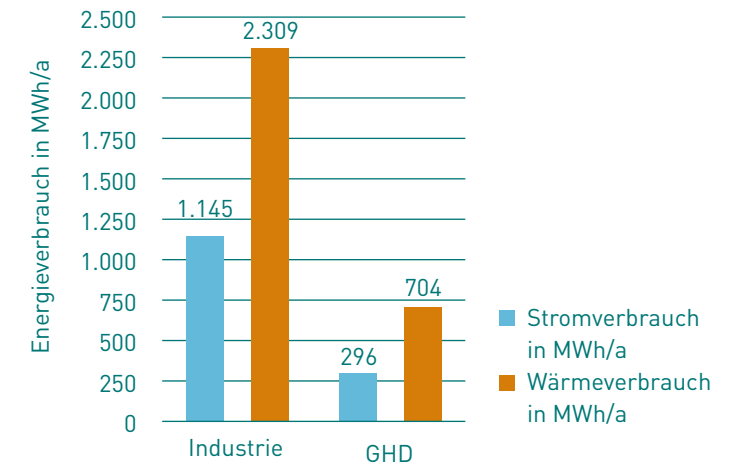


Abb. 3.8: Strom- und Wärmebedarf für GHD und Industrie

Strom- und Wärmebedarf für die Bereiche GHD und Industrie ermittelt. Die in Obergurig ansässigen Industriebetriebe zählen zu den Branchen Materialtechnik/Kunststoff und Maschinenbau.

3.2.3 GHD und Industrie

In den Sektoren GHD und Industrie stellen die inhomogenen Energiebedarfe eine Herausforderung bei der Datenerhebung dar. Im Schlussbericht des Forschungsvorhabens „Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013“ [13] sind branchenspezifische Wärme- und Stromverbräuche bezogen auf die Mitarbeiterzahl für das Jahr 2012 angegeben. Auf dieser Basis wurde der

3.2.4 Verkehr

Bei der Analyse des Endenergieverbrauchs des Verkehrs erfolgt ausschließlich eine Betrachtung des Personenverkehrs mit dem PKW. Der Kraftstoffbezug der PKWs liegt außerhalb der Bilanzgrenze Obergurig und wurde mittels der Studie „Mobilität in Städten – SrV 2013“ [14] auf 17 GWh/a geschätzt.

3.2.5 Zusammenfassung

Etwa 90 % des Strombedarfs fallen in den Sektoren Privathaushalte und Industrie an. Die Straßenbeleuchtung hat einen nicht zu vernachlässigenden Anteil am Stromverbrauch der Kommunen.

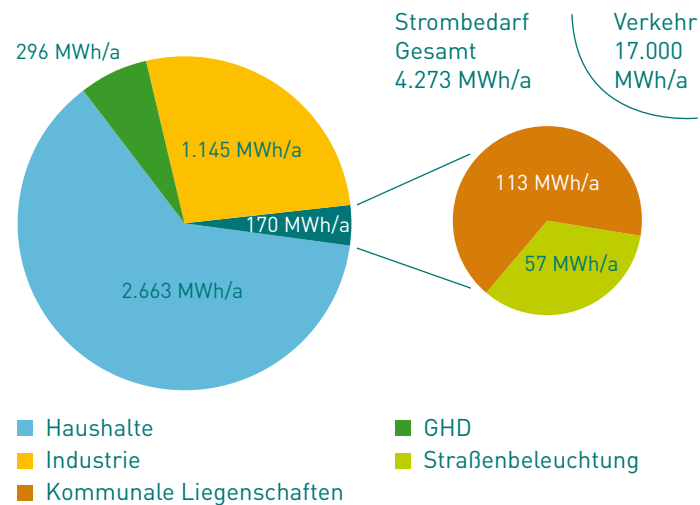


Abb. 3.9: Strombedarf Obergurig 2016

Der Energiebedarf des Verkehrssektors fällt außerhalb der Bilanzgrenze an und wird separat betrachtet. Mit einem Jahresenergiebedarf von 17 GWh ist der Energiebedarf des Verkehrssektors annähernd so groß wie der Wärmebedarf von Obergurig.

Mit 13,2 GWh fallen mehr als 75 % des Wärmebedarfs im privaten Sektor an.

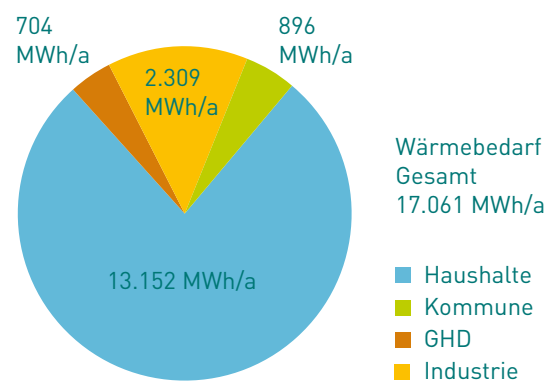


Abb. 3.10: Wärmebedarf Obergurig 2016



Abb. 3.11: Nichtwohngebäude in Obergurig



Abb. 3.12: Firma Porex in Obergurig

4 Entwicklung bis zum Jahr 2050

Um den Endenergiebedarf der Kommune im Jahr 2050 abzuschätzen, muss die Entwicklung des Energieverbrauchs in den einzelnen Bereichen (Privathaushalte, kommunale Einrichtungen, Industrie, GHD und Verkehr) in Abhängigkeit von der Bevölkerungsentwicklung und den getroffenen Effizienzmaßnahmen betrachtet werden.

4.1 Bevölkerungsentwicklung

Um den Endenergiebedarf zu prognostizieren ist eine Betrachtung der Bevölkerungsentwicklung elementar. Diese folgt in Obergurig in den letzten Jahren einem negativen Trend.

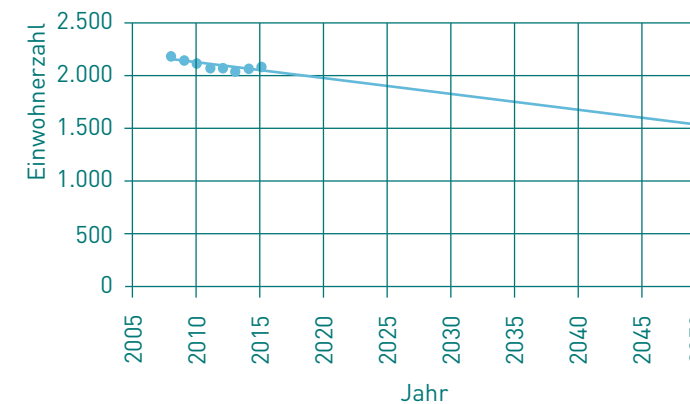


Abb. 4.1: Bevölkerungsentwicklung Obergurig

Folgt man diesem linearen Trend, ist für das Jahr 2050 eine Einwohnerzahl von 1509 zu prognostizieren. Dies entspricht einer Bevölkerungsabnahme auf 72 % gegenüber 2012. In der Studie „Wärmeversorgung für Sachsen aus erneuerbaren Energien“ [12] wird in Sachsen eine durchschnittliche Bevölkerungsabnahme auf 76 %, in ländlichen Regionen sogar auf 58 %, vorhergesagt. Aufgrund der guten Verkehrsanbindung, der hohen Zahl junger Familien und des Engagements der Gemeinde, die Lebensbedingungen für junge Leute attraktiv zu gestalten, ist nicht damit zu rechnen, dass der Bevölkerungsrückgang in Obergurig ebenso stark ausfallen wird. Eine Bevölkerungsabnahme auf 72 % wird als realistischer Wert eingeschätzt.

4.2 Endenergiebedarf

4.2.1 Privathaushalte

Stromverbrauch

Es wird angenommen, dass die Effizienzerhöhung elektrischer Geräte durch eine Zunahme der Gerätezahl kompensiert wird. Der Stromverbrauch pro Person bleibt somit unverändert. Durch den Bevölkerungsrückgang kommt es zu einer Verringerung des Strombedarfs von Obergurig auf 1,92 GWh im Jahr.

Wärmebedarf

Nach der EU-Richtlinie 2010/31/EU [15] sollen Neubauten, die ab 2021 errichtet werden, nach Niedrigstenergiegebäudestandard gebaut und somit der Wärmebedarf reduziert werden. Alle Bestandsgebäude werden einer Sanierung unterzogen. Bestehende Neubauten werden ebenfalls auf Niedrigstenergiegebäudestandard saniert. Dabei wird eine Rückbaurrate von 1 % für Altbauten und 0,9 % für Neubauten angenommen. Damit ergibt sich für das Jahr 2050 der in Tabelle 4.1 angegebene Gebäudebestand für Obergurig:

Gebäudeart	Anteil	Anzahl	Spezifische Heizenergie
Sanierter Altbau	75 %	344	55 kWh/(m²a)
Sanierter Neubau	20 %	89	15 kWh/(m²a)
Neubauten 2011–2020	2,5 %	12	
Neubauten ab 2021	2,5 %	12	

Tabelle 4.1: Heizenergiebedarf Gebäude 2050

Daraus resultiert ein Heizwärmebedarf von 3333 MWh/a. Es wird angenommen, dass bei der Trinkwassererwärmung eine Verbesserung des Anlagenwirkungsgrades sowie eine Verringerung der Verteilungs- und Speicherverluste zu einer Senkung des Endenergieverbrauchs um ca. 20 % führt und sich somit für die Warmwasserbereitung ein Energiebedarf von 1065 MWh/a ergibt.

4.2.2 Kommunale Einrichtungen

Stromverbrauch

Es wird angenommen, dass trotz des Bevölkerungsrückgangs der Gebäudebestand der kommunalen Einrichtungen erhalten bleibt. Der Stromverbrauch der kommunalen Gebäude bleibt gegenüber dem Ist-Zustand unverändert. Zudem wird das weitere Einsparungspotential beim Energiebedarf der Straßenbeleuchtung auf 30 % gegenüber 2015 geschätzt. Damit ergibt sich ein Stromverbrauch von 113,0 MWh/a.

Wärmeverbrauch

Da es sich bei den kommunalen Gebäuden im Zukunftsszenario um sanierte Altbauten handelt, wird entsprechend der Tabelle 4.1 ein spezifischer Heizenergiebedarf von 55 kWh/(m²a) unterstellt. Damit liegt der Jahresheizenergiebedarf bei 440 MWh/a. Der Energiebedarf zur Trinkwassererwärmung wird nach DIN V 18599-10 entsprechend der Art der Anlage errechnet und beträgt 36,2 MWh/a.

4.2.3 GHD und Industrie

Der künftige Energiebedarf des GHD- und Industriesektors lässt sich aufgrund der starken Schwankungen und Branchenabhängigkeit schwer abschätzen. Grundlage zur Ermittlung der Energieverbräuche 2050 war die Studie „Klimaschutzszenario 2050“ [16]. Dabei wurde das Klimaschutzszenario 80 herangezogen, welches von einer Emissionsminderung von 80 % gegenüber 1990 ausgeht. Demnach wird der Endenergieverbrauch zur Wärmebereitstellung im GHD Sektor gegenüber dem Jahr 2008 um 69 % und der Stromverbrauch gegenüber 2010 um 13 % reduziert. Einsparungen durch energieeffizientere Geräte werden durch einen steigenden Bedarf an Strom für Rechenzentren, Server, Lüftung und Klimatisierung kompensiert. Der Energieverbrauch in der Industrie wird branchenspezifisch ermittelt. Demnach wird sich der Endenergiebedarf der in Obergurig ansässigen Industriebetriebe bis zum Jahr 2050 um 27 % gegenüber 2010 reduzieren.

4.2.4 Verkehr

Es wird angenommen, dass das Auto seine Bedeutung als Hauptverkehrsmittel in den ländlichen Regionen beibehält, jedoch größtenteils ein Umstieg auf Elektromobilität erfolgt. Durch die Umrüstung auf Elektromobilität und eine zu erwartende Effizienzsteigerung soll der Endenergiebedarf entsprechend der klimapolitischen Ziele gegenüber 2008 um 40 % reduziert werden. Um den Strombedarf für die Elektromobilität abzuschätzen,

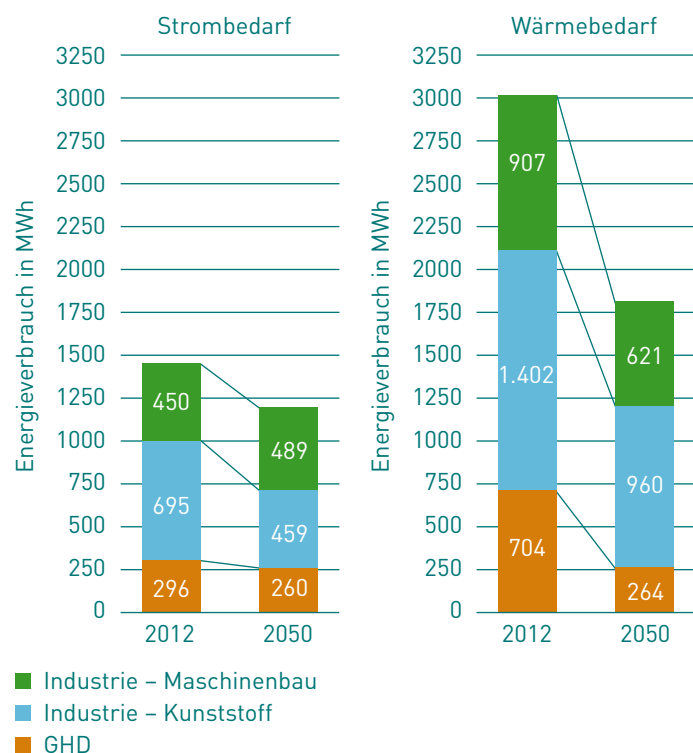


Abb. 4.2: Entwicklung Energieverbrauch GHD und Industrie

wurde das Szenario „Grenzenlos eMobil“ der Studie „eMobil 2050 Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz“ [17] vom Öko Institut e. V. herangezogen.

Folgende Annahmen wurden getroffen:

- Die Verkehrsleistung ist durch den Bevölkerungsrückgang rückläufig
- Die Wegezanzahl pro Tag pro Person bleibt konstant
- Zunahme der Wegelänge um 10 %
- Rückgang der Verkehrsleistung um 21 %
- 65 % der Fahrleistung durch Elektroautos
- Kompletter Strombedarf fällt in der Kommune an
- Mittlerer spezifischer Stromverbrauch von Elektroautos: 15,96 kWh/100 km
- Ladeverlust: 10 %

Daraus ergibt sich ein Strombedarf von 2,25 GWh für die Elektromobilität. Der Strombedarf für alternative Antriebsmöglichkeiten wird nicht berücksichtigt.

4.2.5 Zusammenfassung

Wie in Abb. 4.3 dargestellt, findet die größte Endenergieeinsparung im privaten Sektor statt. Dies lässt sich insbesondere auf Einsparungen beim Heizen zurückführen, welche durch energieeffizientere Gebäude und Anlagentechnik sowie den Bevölkerungsrückgang hervorgerufen werden. Insgesamt reduziert sich der Wärmeenergiebedarf um 65 %.

Auch der Strombedarf reduziert sich durch effizientere Anlagentechnik und sinkende Einwohnerzahlen um 23 %. Jedoch wird im Ist-Szenario der Energiebedarf des Verkehrssektors außerhalb der Gemeinde bezogen. Im Zukunftsszenario 2050 fällt der Energiebedarf für Elektromobilität in der Gemeinde an. Das führt zu einem Anstieg des Strombedarfs um 30 %.

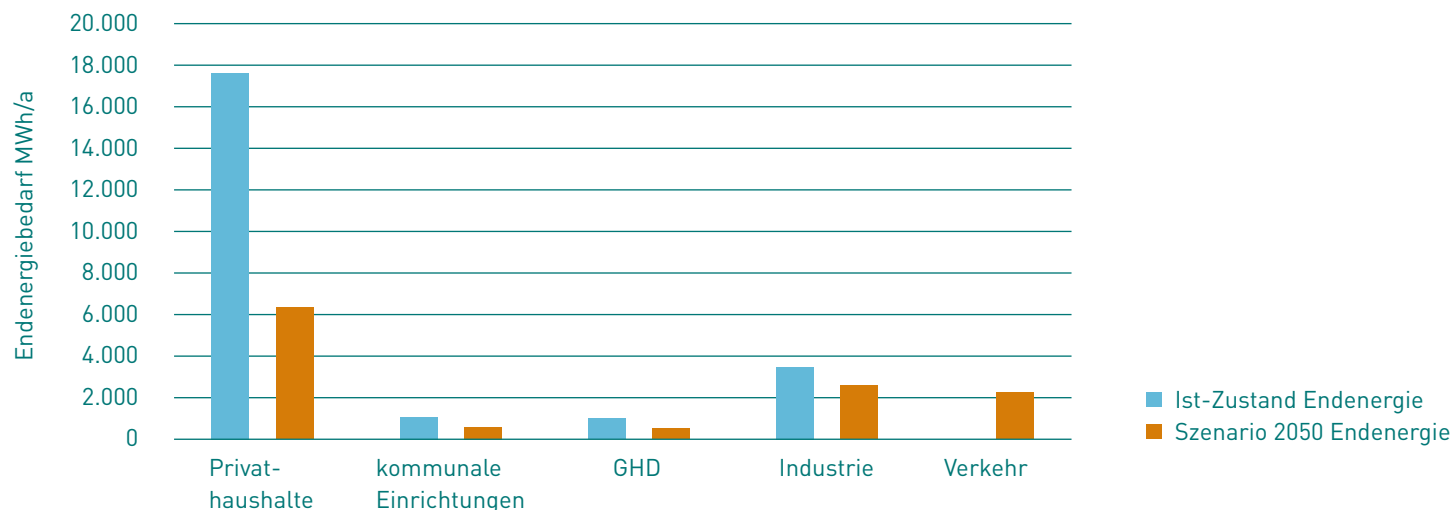


Abb. 4.3: Vergleich Endenergiebedarf nach Sektoren

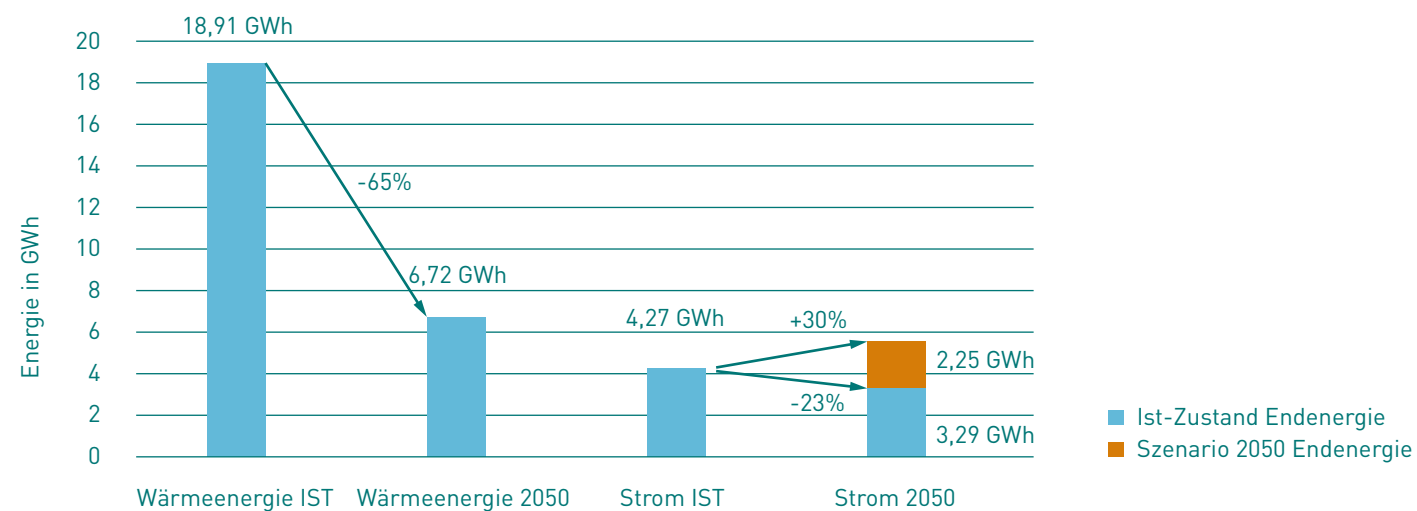


Abb. 4.4: Endenergieentwicklung Strom und Wärme

5 Energieversorgungsvarianten 2050

5.1 Analyse der Energiequellen

Um potentielle Energieversorgungsvarianten für das Jahr 2050 zu entwerfen, wurde die Gemeinde Obergurig hinsichtlich der zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energiequellen untersucht. In Obergurig steht kein Potential für Windkraftanlagen zur Verfügung, da es keine nutzbaren Flächen mit dem vorgeschriebenen Mindestabstand zum Wohngebiet gibt. Zur Biomassennutzung für energetische Zwecke wäre lediglich eine Kurzumtriebsanlage denkbar. Aufgrund der Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion wird diese Option nicht weiter untersucht. Aufgrund der Datenlage wurde eine Nutzung des geothermischen Potentials nicht betrachtet.

Nach dem Energie- und Klimaprogramm Sachsens ist das nutzbare Potential der Wasserkraft aus gewässerökologischen Gründen weitestgehend ausgeschöpft und ein Zubau nicht sinnvoll. Im Fokus der Diplomarbeit steht das Photovoltaik-Potential der Gemeinde.

Dabei werden folgende Flächen hinsichtlich ihres PV-Potentials untersucht:

- Dächer von Privathäusern
- Dächer von kommunalen Liegenschaften
- Dächer im GHD-Sektor
- Flächen im Industriesektor (ehemaliges Industriegelände)
- Freilandflächen

Berücksichtigt werden alle Dachflächen mit einer Ausrichtung zwischen Osten (90°) und Westen (270°). Für Freilandflächen ist eine potentielle Bebauung mit Ost-, West- und Süd-Anlagen vorgesehen. Agrarflächen wurden bei der Analyse der Freilandflächen nicht berücksichtigt.

Vorteile von Südanlagen:

- Höherer spezifischer Jahresstromertrag
- Geringere Investitionskosten

Vorteile Ost/West-Anlagen:

- Effektivere Flächennutzung
- 1,47-fache Leistung installierbar
- Höherer Jahresertrag

5.2 Entwicklung der Energieversorgungsvarianten

Um den Einfluss der Energieversorgung auf den energetischen Knotenpunkt Obergurig sowie die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems zu untersuchen, wurden verschiedene Energieversorgungsvarianten konzipiert und miteinander verglichen. Die Energieversorgungsvarianten setzen sich auf Basis der zur Verfügung stehenden Energiequellen aus folgenden Bausteinen zusammen:

- Stromerzeugung: PV (zentral/dezentral)
- Wärmeerzeugung: Luft-Wasser-Wärmepumpen (zentral/dezentral)
- Stromspeicher (zentral/dezentral)
- Wärmespeicher (dezentral)

Dabei wurden der Einfluss einer Veränderung der Erzeuger- und Abnehmerkapazität sowie die Option einer zentralen Wärmeversorgung betrachtet. Dafür wurden die Auswirkungen der Variation des Wärmebedarfs (Sanierungsgrad), des Strombedarfs (Elektromobilität) sowie des Ausschöpfungsgrades der Photovoltaik auf die energetischen und wirtschaftlichen Faktoren des Energiesystems beleuchtet.

5.2.1 Variantenübersicht

Die in der Diplomarbeit betrachteten Varianten sind in Abbildung 5.1 dargestellt.

Es wird der Einfluss folgender Größen untersucht:

- Elektrischer Energiebedarf (Elektromobilität)
- Wärmebedarf (Sanierungsgrad)
- Zentrale Stromspeicherung
- Zentrale Wärmeversorgung

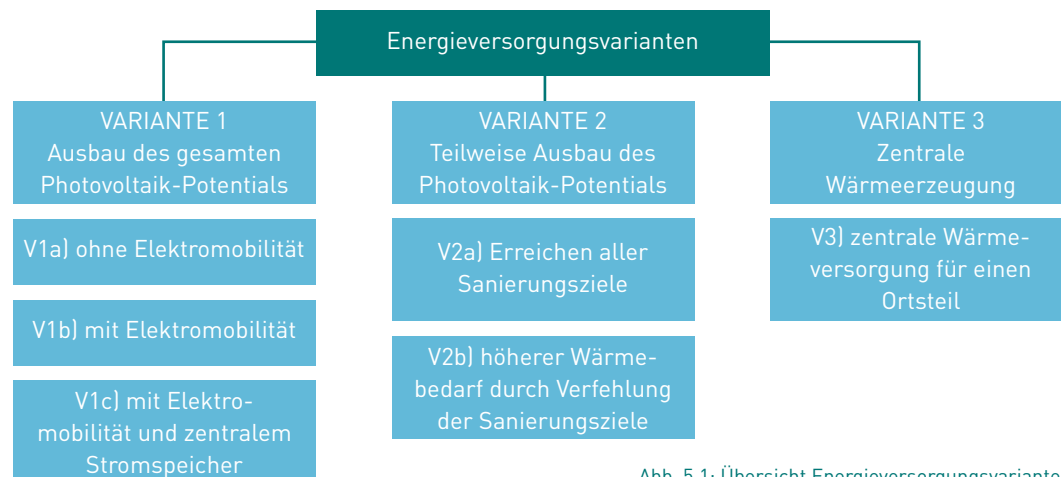


Abb. 5.1: Übersicht Energieversorgungsvarianten

5.2.2 Variante 1: komplette Ausschöpfung des PV-Potentials

In der Energieversorgungsvariante V1 wird das komplette zur Verfügung stehende Photovoltaikpotential ausgeschöpft.

Genauer werden folgende Varianten unterschieden:

- Variante 1a: keine Berücksichtigung der Elektromobilität
- Variante 1b: Berücksichtigung der Elektromobilität
- Variante 1c: Berücksichtigung der Elektromobilität mit zentralem Speicher

Photovoltaik

Es wird in dieser Energieversorgungsvariante davon ausgegangen, dass alle für Photovoltaik erschließbaren Flächen genutzt werden. Freilandflächen werden zu 30 % mit Ost/West-Anlagen und zu 70 % mit Süd-Anlagen bebaut. In Privathaushalten ergibt sich eine Verteilung wie in Tabelle 5.1 dargestellt.

Dacharten (Ausrichtung)	Proz. Anteil in Obergurig	Nutzbare Dachfläche für PV
Süd-Ausrichtung	23 %	4.062 m ²
Ost- und West-Ausrichtung (beide Seiten nutzbar)	25 %	9.027 m ²
Südost-Ausrichtung	23 %	4.212 m ²
Südwest-Ausrichtung	29 %	5.266 m ²
Summe		22.567 m ²

Tabelle 5.1: Erschlossene PV-Potentiale Privathaushalte

Die erschlossenen PV-Potentiale der Variante 1 sind in Abb. 5.2 dargestellt. Insgesamt wird eine Leistung von 7425 kWp installiert. Der größte Teil davon wird im Haushaltssektor erschlossen.

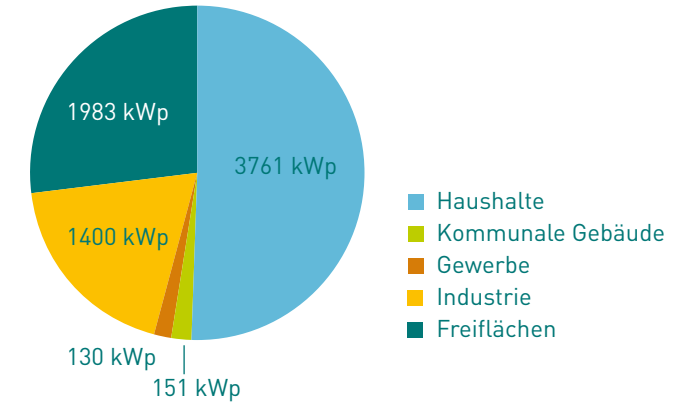


Abb. 5.2: Verteilung PV-Potential

Dezentrale Speicher

Die Strom- und Wärmespeicher werden als Kurzzeitspeicher ausgelegt. Im Industriesektor gibt es keine PV-Potentiale auf Dachflächen, weshalb eine dezentrale Stromspeicherung nicht in Frage kommt. Beim GHD Sektor ist die Eigenverbrauchsquote des PV-Stroms sehr hoch (91 %), weshalb auch hier ein Stromspeicher als nicht sinnvoll erachtet wird.

Elektromobilität

Elektrifizierte Fahrzeuge wirken ebenfalls wie Stromspeicher und können sich positiv auf den Eigenverbrauch auswirken und somit die Stromeinsparungen verringern. In den Varianten V1b und V1c wird die Auswirkung von Elektromobilität auf den Einbindungspunkt Obergurig unter der Annahme, dass der komplette Strombedarf in der Gemeinde anfällt und das Laden ohne Netzoptimierung stattfindet, untersucht.

Zentraler Speicher

Um das Netz zu entlasten und den Eigenverbrauch des erzeugten PV-Stroms zu erhöhen, kann es sinnvoll sein einen zentralen Stromspeicher in das System einzubinden. Die Auswirkung eines zentralen Speichers wird in Variante V1c untersucht. Zur Ermittlung der optimalen Speichergöße wurde diese im Bereich von 500 kWh bis 8000 kWh stufenweise in 500 kWh Schritten erhöht (Abb. 5.3).

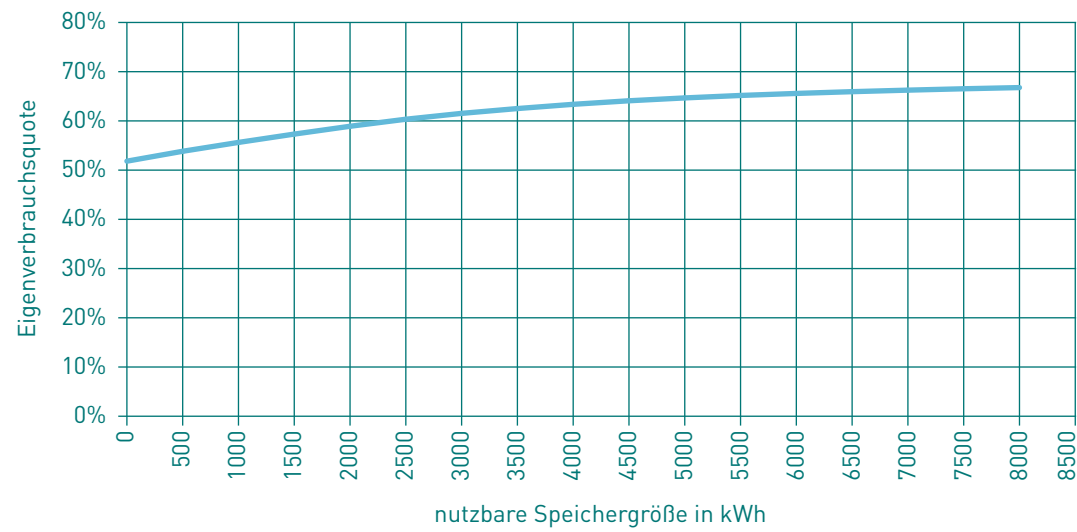


Abb. 5.3: Eigenverbrauch als Funktion der Speichergröße

Bei einer Speichergröße von 6.400 kWh liegt der Eigenverbrauch bei über 65 %. Der Strompreis erreicht unter Berücksichtigung der Investitionskosten für den Speicher sein Minimum. Die ermittelte Speichergröße wird der Variante V1c zu Grunde gelegt.

5.2.3 Variante 2: unvollständiger Ausbau des PV-Potentials

Variante 2 beleuchtet den Einfluss einer unvollständigen Ausschöpfung des PV-Potentials sowie die Relevanz der Erreichung der Sanierungsziele.

Daraus resultieren folgende Variationen:

- Variante 2a: Sanierungsziele werden erreicht
- Variante 2b: Sanierungsziele werden nicht erreicht

Die Einschränkungen der Szenarien V2a und V2b gegenüber Szenario V1 sind durchaus realistisch. Schon zum jetzigen Zeitpunkt stimmen die realen Sanierungszahlen nicht mit den politischen Zielvorgaben überein. Insbesondere im Hinblick auf die zum Teil beschränkten finanziellen und wirtschaftlichen

Möglichkeiten zur energetischen Ertüchtigung vorhandener Bausubstanz ist aus jetziger Sicht ein Erreichen der energetischen Sanierungsziele nur mit erheblicher finanzieller Unterstützung durch Kommunen, Land und Bund denkbar.

Photovoltaik

Ob das ermittelte PV-Potential genutzt werden kann, hängt unter anderem von den Investoren in den jeweiligen Bereichen ab. Aus diesem Grund wird der Ausbaugrad in den verschiedenen Sektoren variiert. Es wird angenommen, dass die Kommunen mit einer Vorbildfunktion vorangehen und das komplette PV-Potential ausbauen. Bei den Privathaushalten wird aus finanziellen Gründen lediglich ein Ausbau der Südfächen vorgesehen. Abbildung 5.4 zeigt die Veränderung der installierten Leistung im Vergleich zu Variante 1.

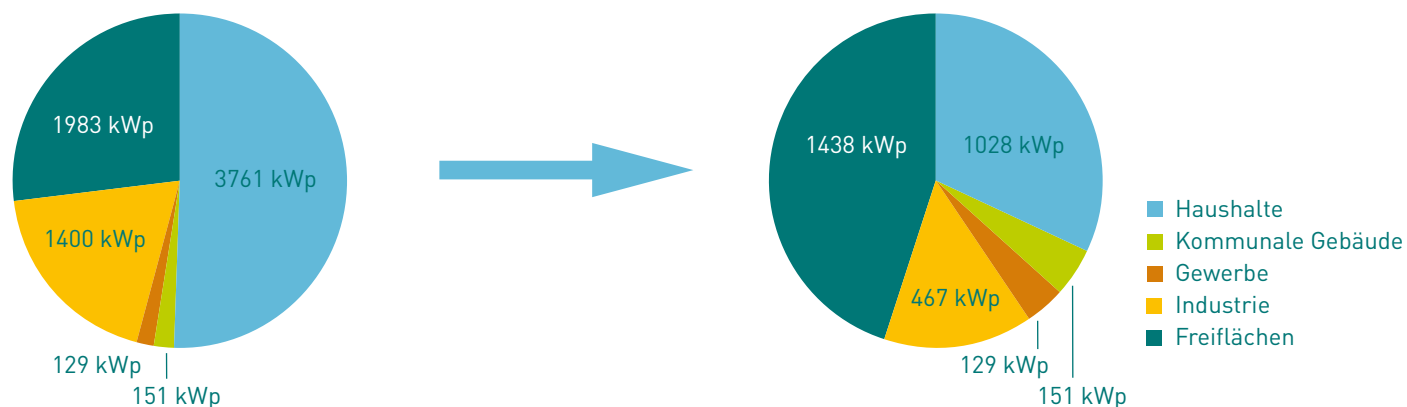


Abb. 5.4: Entwicklung PV-Potential

Insgesamt wird eine Leistung von 3.213 kWp installiert. Das entspricht einem Ausbau von 42 % des gesamten PV Potentials. Der spezifische Jahresstromertrag ist im Vergleich zur Variante 1 aufgrund der Bevorzugung von Anlagen mit südlicher Ausrichtung höher.

Dezentrale Speicher

Die Auslegung der dezentralen Speicher erfolgt wie in Variante 1 (Abschnitt 5.2.2) beschrieben.

Sanierungsziele

Eine Verfehlung der Sanierungsziele hat eine Erhöhung des Wärmebedarfs gegenüber Variante 1 zur Folge. Es wird angenommen, dass sich der spezifische Heizwärmebedarf verdoppelt (Tabelle 5.2).

Variante	Spez. Heizwärmebedarf für sanierte Altbauten	Spez. Heizwärmebedarf für Neubauten
V2a – Sanierungsziele werden erreicht	55 kWh/m ² a	15 kWh/m ² a
V2b – Sanierungsziele werden nicht erreicht	110 kWh/m ² a	30 kWh/m ² a

Tabelle 5.2: spezifischer Heizwärmebedarf bei Nichterreichen der Sanierungsziele

5.2.4 Variante 3: Zentrale Wärmeversorgung

Aufgrund der geringen Häuserdichte in Obergurig ist ein Nahwärmenetz für die komplette Gemeinde nicht sinnvoll. In Variante 3 wird die Option untersucht, den Ortsteil Schwarznaußlitz, der vor allem durch Ein- und Zweifamilienhäuser gekennzeichnet ist, zentral über ein Nahwärmenetz zu versorgen.



Abb. 5.5: Trassenplan Nahwärmenetz Schwarznaußlitz, Kartendaten © 2018 GeoBasis-DE/BKG (© 2009), Google

Das Nahwärmenetz hat eine Trassenlänge von etwa 1800 m.

Vorteile einer zentralen Wärmeversorgung:

- Geringere installierte Leistung der zentralen Anlage im Vergleich zur Summe aller dezentralen Anlagen
- Kleinerer Wärmespeicher im Vergleich zur Summe aller dezentralen Wärmespeicher
- Spezifische Investitionskosten sinken bei steigender Anlagengröße

Die Wärmeverluste des Nahwärmenetzes werden mit 13 % angenommen. Da in einem Wärmenetz die Auslegungsleistung nicht von allen Anschlüssen gleichzeitig angefordert wird, wird bei der Auslegung ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,8 berücksichtigt. Damit reduziert sich die ursprüngliche Wärmeleistung von 260 kW auf eine zu installierende Wärmeleistung von 210 kW.



Abb. 5.6: Photovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus in Obergurig

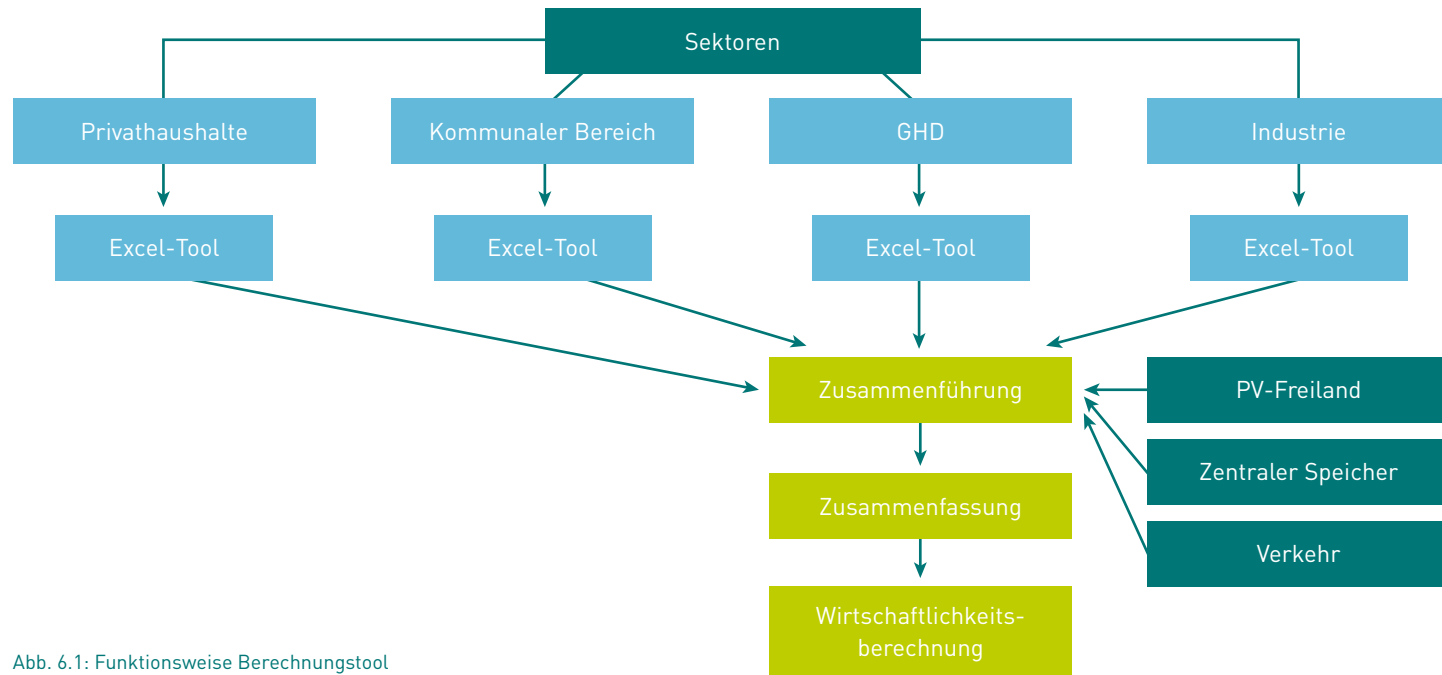


Abb. 6.1: Funktionsweise Berechnungstool

6 Berechnungsmodell

6.1 Funktionsweise des Berechnungsmodells

Das entwickelte Berechnungsmodell ermöglicht einen Abgleich des stündlichen Jahreslastprofils des Energiebedarfs mit dem entsprechenden Erzeugungsprofil der regionalen Stromerzeugung. Auf diese Weise können Deckungsgrad, Eigenverbrauch sowie Autarkiegrad der Energieversorgungsvarianten bestimmt werden.

Das Modell beinhaltet die stündlichen Werte der

- Wärmeverbräuche für Heizwärme und Trinkwarmwasser
- Stromverbräuche der Wärmepumpen
- Stromverbräuche anhand des Standardlastprofils
- Stromerzeugung der PV-Anlage
- gespeicherten Energie der Strom- und Wärmespeicher

Die Speichergößen sind flexibel wählbar.

Die Berechnungen erfolgen für jeden Sektoren separat und werden in einem gesonderten Berechnungsschritt zusammengeführt.

Neben den Strombedarfs- und Stromerzeugungsprofilen der einzelnen Sektoren beinhaltet die Zusammenführung das Stromerzeugungsprofil der PV-Freiflächenanlagen und optional das Lastprofil der Elektromobilität sowie einen zentralen Stromspeicher.

Über folgende Größen können im Ergebnis Aussagen getroffen werden:

- Stündlicher Strombedarf
- Stündliche Stromerzeugung
- Stündliche Erzeugerleistung Wärmepumpe
- Stündlicher Netzbezug
- Stündliche Einspeisung
- Eigenverbrauch
- Deckungsgrad
- Autarkiegrad

6.2 Berechnungsgang

Der Berechnungsablauf sowie die zu Grunde gelegten Formeln werden nachfolgend schrittweise beschrieben. Die Daten liegen in einer Schrittweite von einer Stunde vor. Die Berechnung erfolgt stündlich.

6.2.1 Strombedarf zur Deckung des Heizwärmebedarfs

Um den Strombedarf der Wärmepumpe zur Deckung des Heizwärmebedarfs zu berechnen, muss der COP (Coefficient of Performance), welcher bei einer Luft-Wärmepumpe von der Lufttemperatur abhängig ist, zu jedem Zeitpunkt bestimmt werden.

Der COP ist in der Praxis deutlich geringer als der COP nach Herstellerangaben (Carnot Wirkungsgrad). Das Verhältnis zwischen idealem und realem COP wird mit dem Gütegrad η beschrieben, der typischerweise zwischen 0,4 und 0,5 liegt. Für die Berechnung wird ein Gütegrad von 0,5 angenommen.

Der reale COP zum Zeitpunkt x berechnet sich mit:

$$COP(x) = \frac{t_V(x)}{t_V(x) - t_a(x)} \eta$$

t_V ... Vorlauf

t_a ... Außentemperatur

η ... Gütegrad

Die Vorlauftemperatur berechnet sich über den Anlagenbelastungsgrad φ zum Zeitpunkt x wie folgt:

$$t_V(x) = t_V(\varphi(x)) = t_{IA} + \Delta t_{mA} * \varphi(x)^{\frac{1}{n}} + 0,5 * \Delta t_{HA} * \varphi(x)$$

Dabei ist Δt_{mA} die mittlere Temperatur des Heizmediums im Auslegungsfall

$$\Delta t_{mA} = (0,5 (t_{VA} + t_{RA}) - t_{IA})$$

und Δt_{HA} die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur des Heizmediums im Auslegungsfall.

$$\Delta t_{HA} = (t_{VA} - t_{RA})$$

Der Belastungsgrad φ des Wärmeerzeugers wird näherungsweise wie folgt bestimmt:

$$\varphi(x) = \frac{t_{IA} - t_a(x)}{t_{aA} - t_{IA}}$$

Ist die Außentemperatur $t_a(x) > 15$ °C, so ist die Heizgrenztemperatur erreicht und der Anlagenbelastungsgrad somit null.

Die in Tabelle 6.1 angegebenen Werte werden als Auslegungswerte angenommen.

Kennwert im Auslegungsfall	Formelzeichen	Verwendete Werte
Rauminnentemperatur	t_{IA}	20 °C
Vorlauftemperatur	t_{VA}	55 °C
Rücklauftemperatur	t_{RA}	45 °C
Außentemperatur	t_{aA}	-15 °C
Heizkörperexponent	n	1,1

Tabelle 6.1: Übersicht Kennwerte Auslegung

Der Strombedarf W_{WP} der Luft/Wasser-Wärmepumpen zum Heizen berechnet sich nach Formel 6.

$$W_{WP}(x) = \frac{Q_{Heiz}(x)}{COP(x)}$$

6.2.2 Berechnung Elektroenergiebedarf Warmwasserbereitung

Wärmepumpen können das zugeführte Medium nicht beliebig hoch erhitzen. Bei Luft/Wasser-Wärmepumpen kann von einer Grenztemperatur t_{Grenz} von 55 °C ausgegangen werden.

Da bei der Trinkwassererwärmung aus hygienischen Gründen eine Temperatur von mindestens 70 °C gewährleistet werden muss, wird zusätzlich zu der Wärmepumpe eine elektrische Direktheizung eingesetzt.

Der Wärme- sowie Strombedarf für die elektrische Direktheizung berechnet sich nach Formel 7.

$$W_{HS} = Q_{HS} = Q_{WW} \frac{70 \text{ °C} - 10 \text{ °C}}{70 \text{ °C} - 55 \text{ °C}}$$

Der Strombedarf für die gesamte Warmwasserbereitstellung ergibt sich durch Addition des Strombedarfs der Wärmepumpe und der elektrischen Direktheizung.

$$W_{WW}(x) = W_{HS} + \frac{Q_{WW} - Q_{HS}}{COP(x)}$$

6.2.3 Bilanzierung

Der erzeugte Strom der PV-Anlage wird zunächst zur Deckung des eigenen Strombedarfs (exklusive Wärmepumpe) genutzt. Wird mehr PV-Strom erzeugt als zur Deckung des Strombedarfs nötig ist, entsteht ein Stromüberhang. Mit diesem Stromüberhang werden die dezentralen Stromspeicher beladen und somit der Eigenverbrauchsanteil am PV-Strom erhöht.

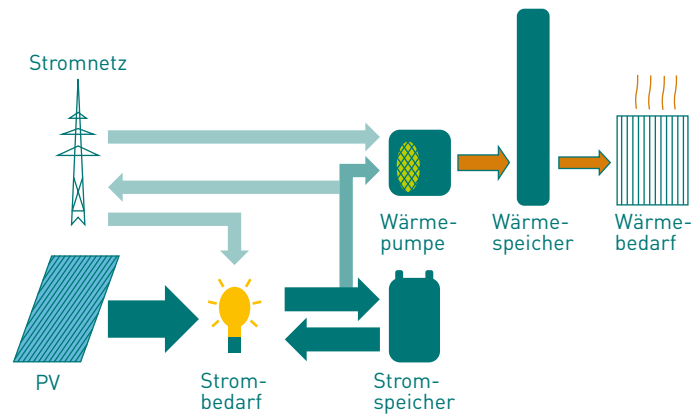


Abb. 6.2: Reihenfolge Bilanzierung Berechnungsmodell

Die Stromspeicher werden als Kurzzeitspeicher ausgelegt. Reicht der PV-Strom zur Deckung des Bedarfs nicht aus, so wird der Strom aus dem Stromspeicher entnommen. Ist der Stromspeicher zu diesem Zeitpunkt nicht beladen, erfolgt zur Deckung der Differenz ein Strombezug aus dem Netz. Der gespeicherte

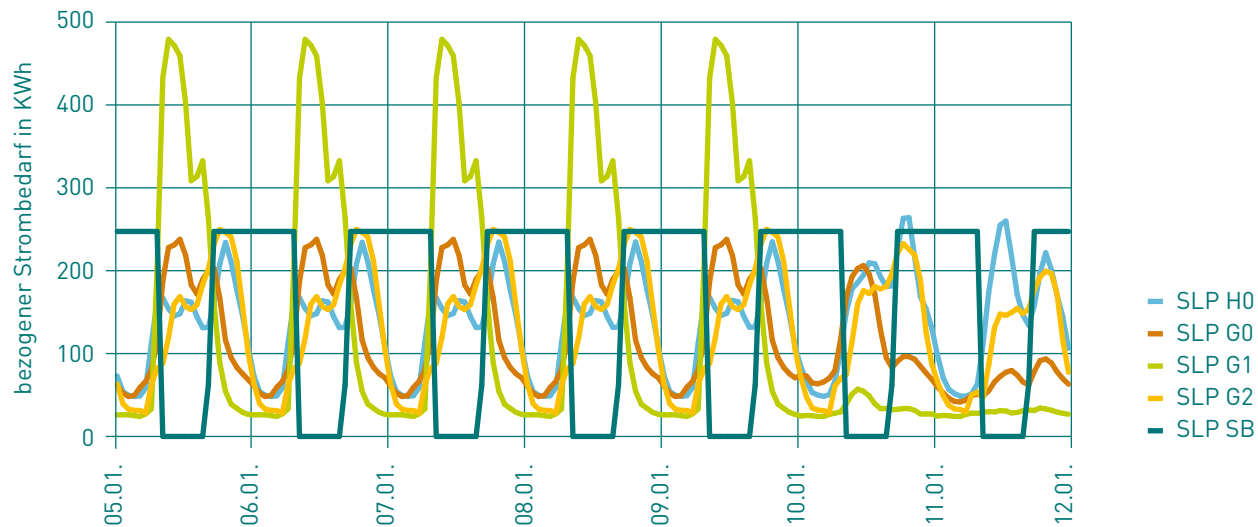


Abb. 6.3: Beispielhafter Lastverlauf Standardlastprofil

Strom wird ausschließlich zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs verwendet. Die Wärmepumpen werden nicht mit dem gespeicherten Strom versorgt. Ist nach Beladen des Stromspeichers immer noch ein Stromüberhang des PV-Stroms zu verzeichnen, wird dieser zum Betrieb der Wärmepumpen genutzt. Die Wärmepumpen beladen die Wärmespeicher. Die Wärmespeicher dienen zur Deckung des Wärmebedarfs für Trinkwassererwärmung und Heizung. Sind die Wärmespeicher beladen, wird der weitere Stromüberhang in das Netz eingespeist. Kann der Wärmebedarf durch den Wärmespeicher nicht gedeckt werden, wird Strom aus dem Netz bezogen.

6.3 Datengrundlage

Um die Berechnungen des beschriebenen Modells durchführen zu können, sind belastbare Last- und Erzeugungsprofile in einer entsprechenden Auflösung erforderlich.

6.3.1 Stromlastprofil

Als Strombedarfsprofile werden die vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) herausgegebenen Standardlastprofile (SLP) aus dem Jahr 2015 verwendet [18]. Diese stellen eine errechnete Prognose des Stromlastprofils dar und werden für verschiedene Abnehmergruppen mit einem ähnlichen Abnehmerverhalten erstellt. Die SLP werden in einer Auflösung von 15 Minuten herausgegeben. Da das Excel-Tool mit stündlichen Werten rechnet, werden die Werte des SLP zu stündlichen Werten zusammengefasst.

Die verwendeten Lastprofile für die einzelnen Sektoren sind in Tabelle 6.2 angegeben.

Sektor	Verwendetes Lastprofil
Privathaushalte	H0 (Privathaushalte)
GHD	G0 (Gewerbe, allgemein)
Industrie	G0 (Gewerbe, allgemein)
Kommunale Einrichtungen	65 %: G1 (Verwaltungsgebäude) 35 %: G2 (Gaststätten, Sportvereine, Freizeit) SB: (Straßenbeleuchtung)

Tabelle 6.2: verwendete Standardlastprofile

6.3.2 Wärmelastprofil

Das Wärmelastprofil der Heizwärme wird mittels des außen-temperaturabhängigen Belastungsgrades des Wärmeerzeugers erstellt. Es erfolgt keine Berücksichtigung von Wärmespeichervorgängen im Gebäude. Die Daten über die Außentemperatur stammen vom DWD. Um einen typischen Jahresverlauf der Temperatur abzubilden, erfolgt eine Mittelung der Daten der letzten 10 Jahre. Die Werte werden stündlich gemittelt.

$$\frac{Q_{Heiz}(x)}{h} = \varphi(x) * \dot{Q}_{Heiz}$$

Die Wärmeleistung \dot{Q}_{Heiz} wird durch Variation so festgelegt, dass der Jahresheizwärmebedarf gedeckt wird. Das Wärmelastprofil der Trinkwassererwärmung wird gleichmäßig über das Jahr verteilt. Bei den Privathaushalten ergibt sich dadurch eine stündliche Grundlast von 121,7 kWh. Für den prozessbedingten Wärmebedarf im Industriesektor wird hier kein Wärmelastprofil erzeugt.

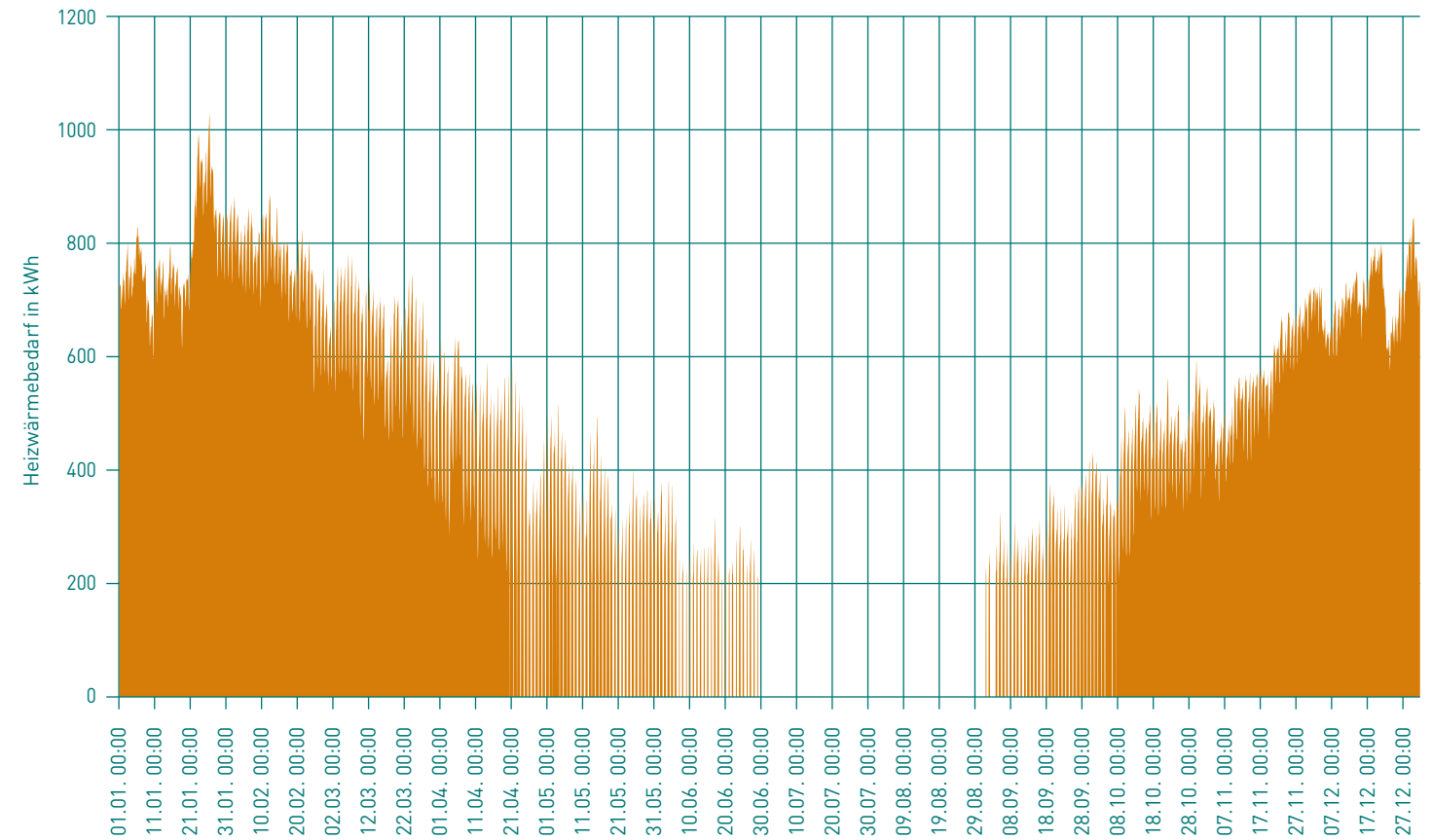


Abb. 6.4: Jahresverlauf Heizwärmebedarf

■ Heizwärmebedarf

6.3.3 Verkehr

Das Lastprofil der Elektromobilität hängt stark von der Anschluss- und Ladeleistung sowie dem zeitlichen Ladeverhalten der Verbraucher ab. Bisher existieren dazu kaum verlässliche Daten. Als Basis dient ein vom Fraunhofer ISE generiertes Lastprofil. Das Profil basiert auf dem Fahrverhalten der Verbraucher und wurde anhand der Daten aus „Mobilität in Deutschland 2008“ (MID) [19] generiert. Das Fraunhofer ISE hat auf Grundlage des Profils eine Unterscheidung zwischen Wochen- und Werktagen vorgenommen. Nach diesem Modell werden die Elektrofahrzeuge nach ihrer Ankunft vollständig beladen. Ein hinsichtlich der Netzbelastung optimiertes Ladeverhalten wird im Modell nicht berücksichtigt.

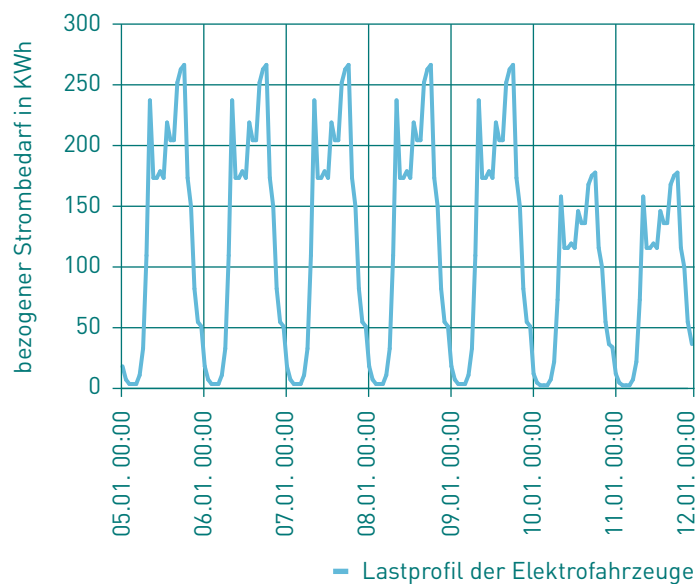


Abb. 6.5: Wöchentliches Lastprofil der Elektrofahrzeuge

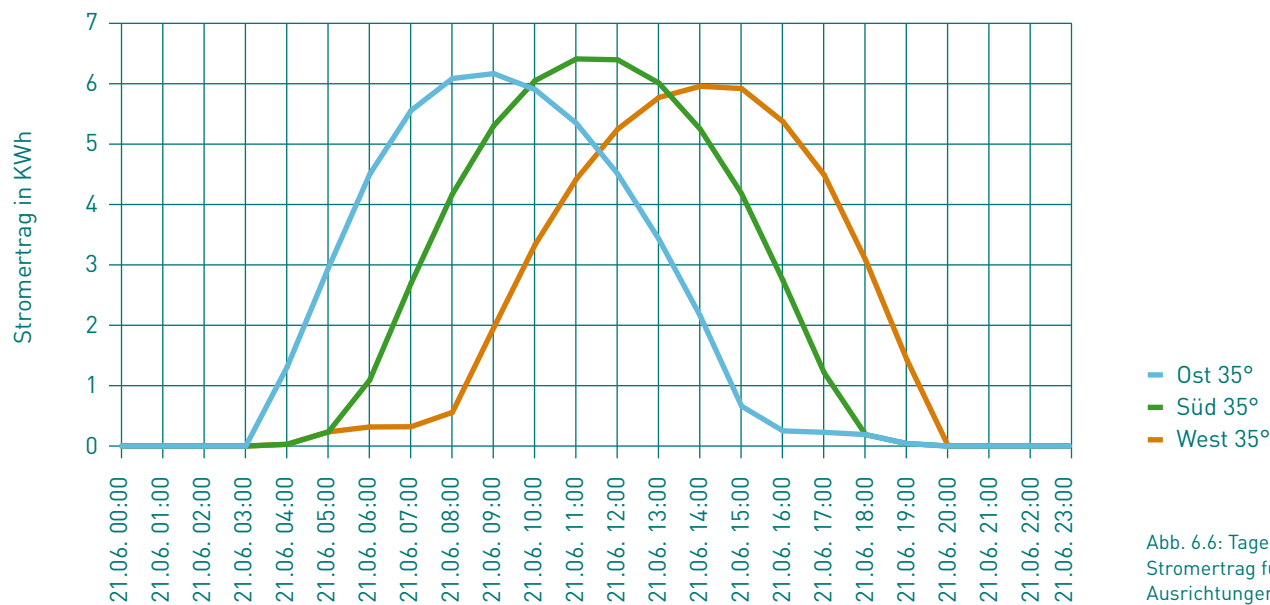


Abb. 6.6: Tagesverlauf Stromertrag für verschiedene Ausrichtungen

6.3.4 Erzeugungprofil Photovoltaik

Um das Erzeugungprofil der Photovoltaik zu generieren, wurde das Programm PVSol verwendet. PVSol berücksichtigt bei der Berechnung der Leistung den Anstellwinkel, die Ausrichtung, Temperaturschwankungen, anlagenspezifische Verluste sowie sonnenreiche und -arme Tage. Die Ausgabe der Erzeugerleistung erfolgt in Stundenwerten. Für die PV-Dachanlagen wird ein mittlerer Neigungswinkel von 35° angenommen. Für Freilandflächen ein optimaler Neigungswinkel von 30°. Der, durch die Ausrichtung einer Anlage sich ändernde, Tagesverlauf wird durch die Verwendung der drei Erzeugungprofile entsprechend der Ausrichtung der Häuser: Süden, Osten und Westen berücksichtigt.

Daraus resultieren beispielhaft für Variante 1 die in Tabelle 6.3 beschriebenen Erzeugerprofile.

Name	Neigungswinkel	Ausrichtung	Mittlerer spez. Ertrag
PV _{Ost}	35°	Ost	775 kWh/kWp
PV _{West}	35°	West	775 kWh/kWp
PV _{Süd}	35°	Süd	990 kWh/kWp
PV _{FL,Süd}	30°	Süd	1.050 kWh/kWp
PV _{FL,O/W}	30°	Ost/West	850 kWh/kWp

Tabelle 6.3: Eigenschaften der Photovoltaik Erzeugungprofile

6.3.5 Grenzen des Berechnungsmodells

Aufgrund der Datenlage und um die Anwendbarkeit des Modells zu gewährleisten, wurden Vereinfachungen getroffen:

- Keine Betrachtung einer kostenoptimierten bzw. netzdienlichen Speicherbe- und entladung
- Der Stromspeicher wird nicht zur Unterstützung des Wärmepumpenbetriebs eingesetzt
- Die Möglichkeit der Anpassung der Lasten an die Erzeugung wird nicht berücksichtigt (Lastmanagement)
- Speicherverluste werden vernachlässigt (5–10 %)
- Vernachlässigung stationärer und instationärer Wärmespeichervorgänge im Gebäude
- Annahme: Wärmeübergabe via Fußbodenheizung → nicht immer umsetzbar
- Die Stromlastprofile im Viertelstundentakt werden zu stündlichen Werten zusammengefasst → Glättung von Lastspitzen
- Mittelung der Wetterdaten der letzten 10 Jahre
- Keine Betrachtung von Extremwetterlagen
- Der prozessbedingte Wärmebedarf im Industriesektor kann nicht berücksichtigt werden
- Keine Berücksichtigung anderer Wärmequellen für die Wärmepumpe
- Energiebedarf des Verkehrssektors teilweise nicht berücksichtigt, da der Bezug außerhalb des Bilanzkreises erfolgt

7 Auswertung

Auf Basis der untersuchten Energieversorgungsmethoden werden folgende Vergleiche angestellt:

- Vergleich 1: Eigenverbrauchssteigerung bei Nutzung des vollen PV-Potentials durch Elektromobilität und Zubau eines zentralen Stromspeichers (V1a, V1b, V1c)
- Vergleich 2: Auswirkung eines geringeren Ausschöpfungsgrades des PV-Potentials sowie eines erhöhten Heizwärmebedarfs durch Verfehlung der Sanierungsziele (V1a, V2a, V2b)
- Vergleich 3: Vergleich zwischen dezentraler und zentraler Wärmeversorgung (V2a, V3)

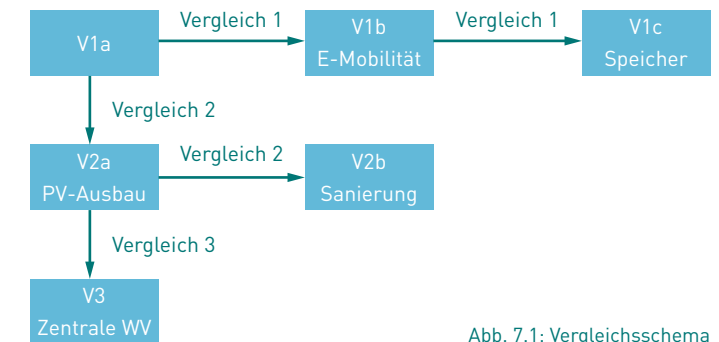


Abb. 7.1: Vergleichsschema

7.1 Energetischer Vergleich

7.1.1 Grundlagen Energetische Auswertung

Um die verschiedenen Varianten hinsichtlich ihrer energetischen Merkmale miteinander zu vergleichen werden, neben der Stromeinspeisung und dem Stromnetzbezug, der Deckungs-, Eigenverbrauchs- und Autarkiegrad bestimmt.

Der Deckungsgrad gibt an, welcher Anteil des Energiebedarfs durch die eigene Energieerzeugung gedeckt werden kann.

$$\text{Deckungsgrad} = \frac{\text{Stromerzeugung}}{\text{Strombedarf}}$$

Der Anteil der erzeugten Energie, der direkt verbraucht und nicht in das Netz eingespeist wird, wird durch die Eigenverbrauchsquote beschrieben.

Eigenverbrauchsquote

$$= \frac{\text{Stromerzeugung} - \text{Stromeinspeisung}}{\text{Stromproduktion}}$$

Je höher der Autarkiegrad ist, desto geringer ist der Anteil an Energie, der zur Deckung des Energiebedarfs aus dem Netz bezogen werden muss.

$$\text{Autarkiegrad} = \frac{\text{Strombedarf} - \text{Stromnetzbezug}}{\text{Strombedarf}}$$

Ein hoher Stromeigenverbrauch sowie möglichst geringe Stromnetzbezüge sind für die Wirtschaftlichkeit der Anlage erstrebenswert. Möglichst geringe Schwankungen der Netzeinspeisung und des Strombedarfs sind für den Betrieb des Stromnetzes von Vorteil.

7.1.2 Vergleich

Vergleich: Variante 1

Trotz einer Stromerzeugung von 7,0 GWh bei einem Jahresstrombedarf von 7,1 GWh sind der Netzbezug mit 2,24 GWh sowie die Stromeinspeisung mit 4,35 GWh bei Variante 1a verhältnismäßig hoch. Die Eigenverbrauchsquote beläuft sich auf 38 %, der Autarkiegrad auf 54 %.

Der in Variante V1a anfallende Stromüberhang kann zur Versorgung der Elektromobilität genutzt werden. Diese Möglichkeit wird in Variante V1b untersucht. Durch die zusätzliche Last der Elektromobilität entsteht ein erhöhter Strombedarf. Der Eigenverbrauch erhöht sich und die Stromeinspeisung in das Stromnetz wird reduziert. Da jedoch kein netzdienliches Ladeverhalten betrachtet, sondern angenommen wird, dass die Fahrzeuge direkt nach ihrer Ankunft vollständig beladen werden, tritt keine signifikante Reduktion der stündlichen Spitzeneinspeisung im Sommer auf. Der maximale stündliche Stromnetzbezug erhöht sich, wodurch die Netzbelastung zunimmt. Aus diesem Grund wird dem System in Variante V1c ein zentraler Stromspeicher mit einer Kapazität von 6400 kWh hinzugefügt.

Der Einsatz des Speichers führt zu einer weiteren Erhöhung des Eigenverbrauchs und einer Verringerung der Stromeinspeisung. Ein Autarkiegrad von 65 % wird erreicht. In den Sommermonaten ist der Stromnetzbezug sehr gering. Durch eine Optimierung

	V1a	V1b	V1c
Jahresstrombedarf	4,89 GWh	7,10 GWh	
Jahresstromerzeugung	7,00 GWh		
Deckungsgrad	143 %	99 %	
Überhang	2,11 GWh	-0,13 GWh	
Stromnetzbezug	2,24 GWh	3,51 GWh	2,52 GWh
Stromeinspeisung	4,35 GWh	3,37 GWh	2,39 GWh
PV-Strom-Eigenverbrauch	2,65 GWh	3,63 GWh	4,61 GWh
Eigenverbrauchsquote	38 %	52 %	66 %
Autarkiegrad	54 %	51 %	65 %
Dez. Speicherkapazitäten	1450 kWh _{el} , 6355 kWh _{th}		

Tabelle 7.1: Gegenüberstellung Werte Vergleich 1

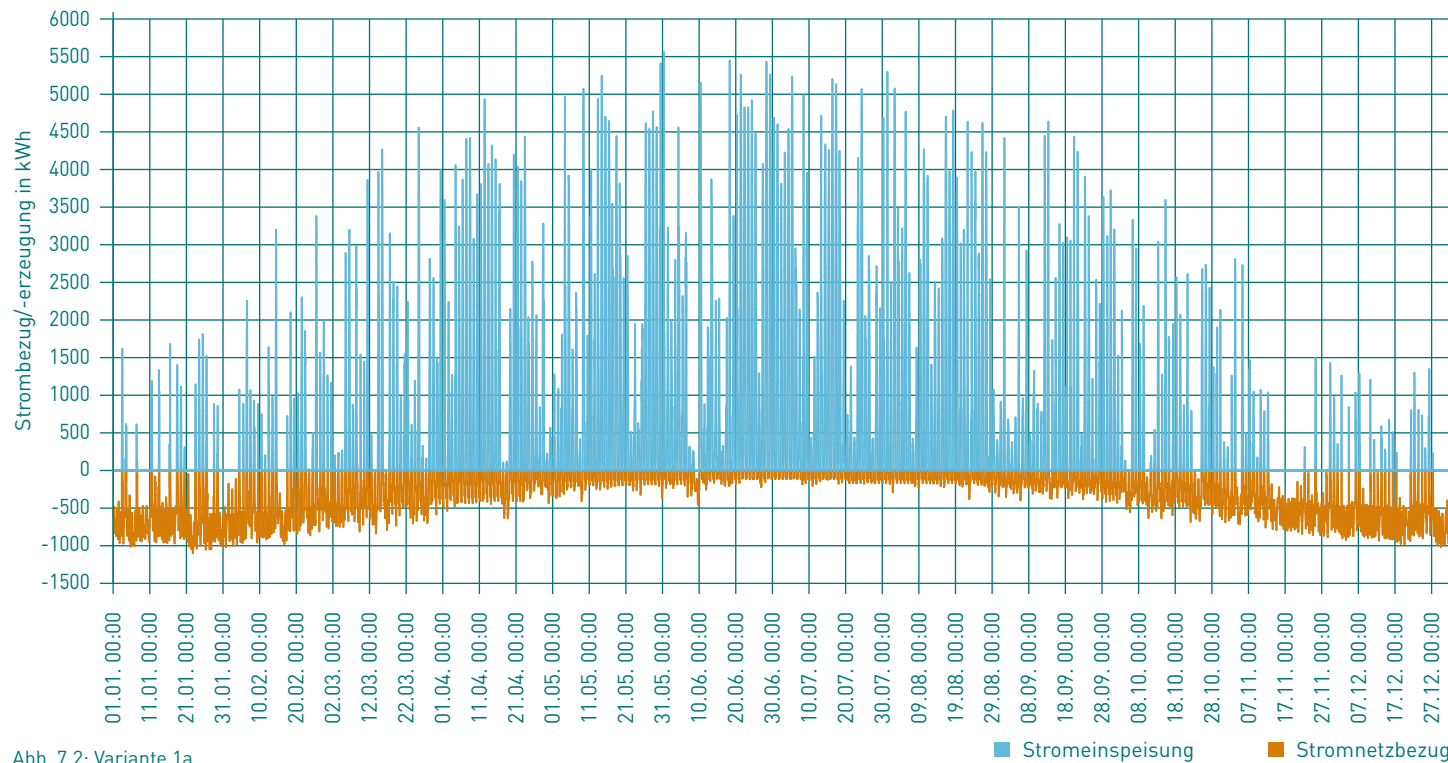


Abb. 7.2: Variante 1a

der Energieversorgung ist in diesem Zeitraum eine autarke Stromversorgung der Kommune denkbar. In den Wintermonaten ist der Stromnetzbezug sehr hoch, die Stromeinspeisung liegt

jedoch annähernd bei null. Fluktuierende Stromeinspeisungen können auf diese Weise verhindert und die Netzbelastung minimiert werden.

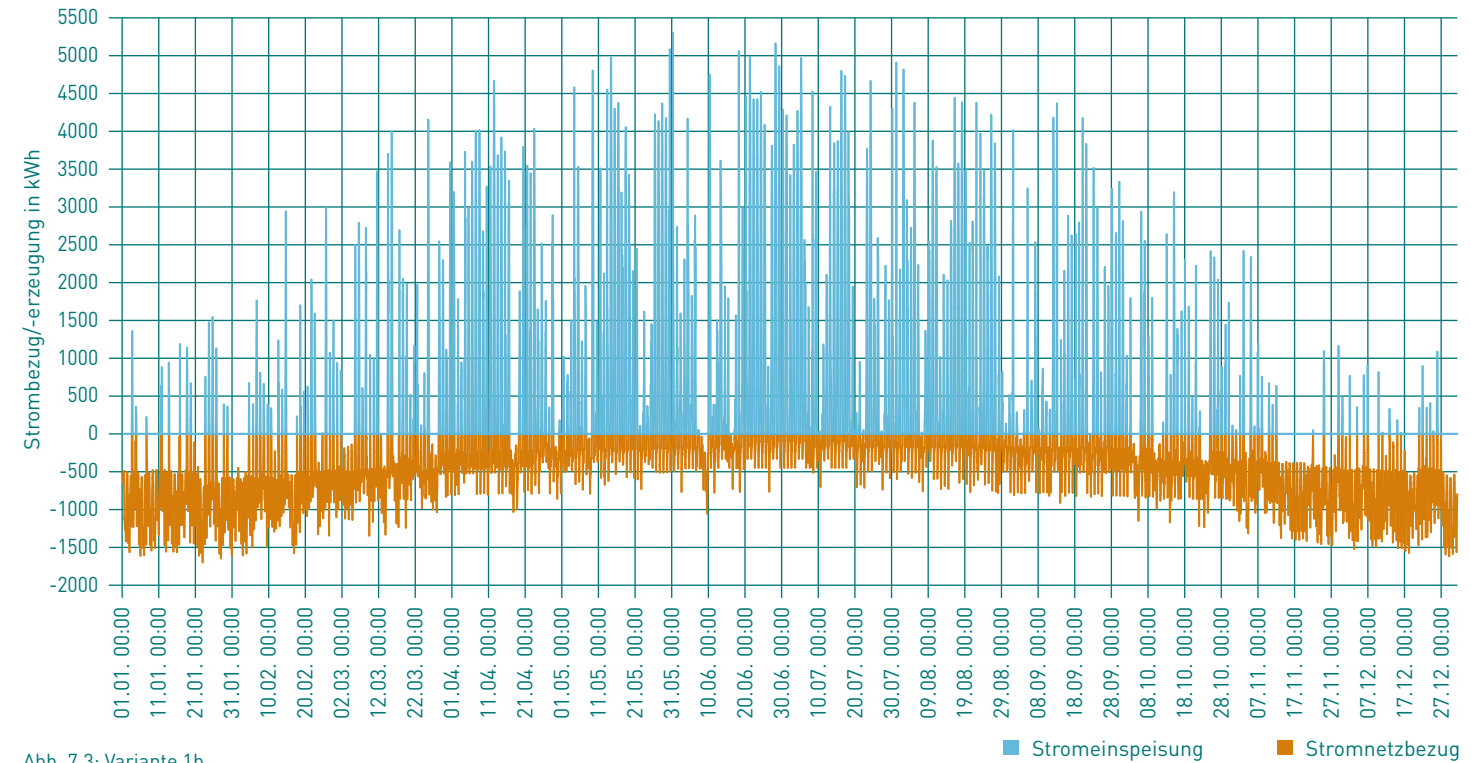


Abb. 7.3: Variante 1b

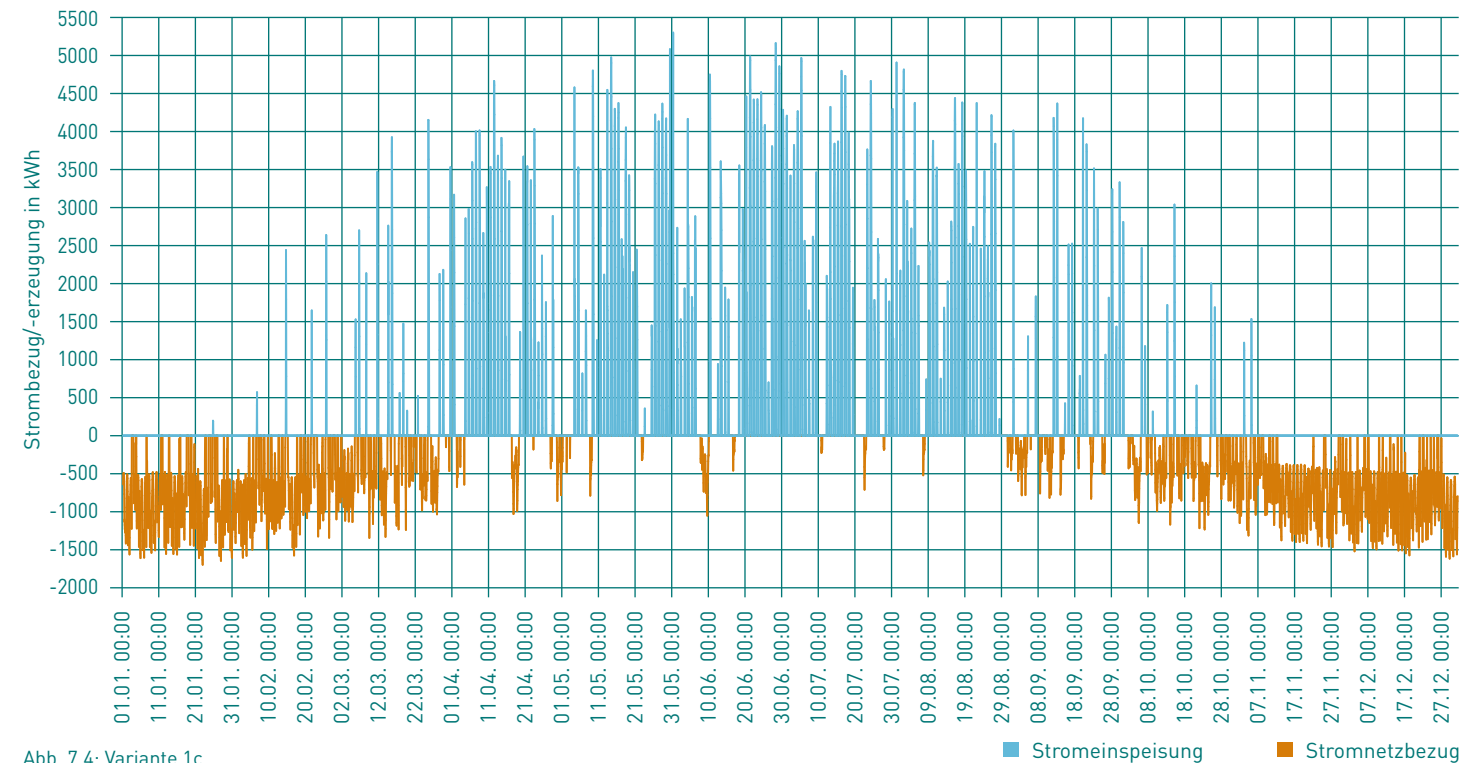


Abb. 7.4: Variante 1c

Vergleich: Variante 2

In Variante V2a wird im Vergleich zu Variante V1a mit einem geringeren Ausbau der Photovoltaik und damit einer Verringerung der jährlichen Solarstromerzeugung gerechnet. Der jährliche Solarstromertrag wird von V1a (7 GWh) zu V2a (3,2 GWh) mehr als halbiert. Dadurch kommt es zu einer Verringerung des Deckungsgrades von 143 % auf 65 %.

Die Stromeinspeisungen reduzieren sich deutlich von 4,35 GWh auf 1,33 GWh. Der Eigenverbrauch steigt von 38 % auf 57 %. Es kommt allerdings auch zu einer Zunahme des Stromnetzbezugs und somit zu einer Verringerung des Autarkiegrades.

Die Verringerung der Netzeinspeisung führt zu einer Entlastung des Stromnetzes gegenüber Variante V1a. Die maximale stündliche Stromeinspeisung der Variante V2a im Sommer verringert sich im Vergleich zu V1a erheblich. Der maximale stündliche Strombezug im Winter bleibt unverändert. Der durch geringe Sanierungsgrade herbeigeführte höhere Heizwärmebedarf in Variante V2b hat insbesondere in den Wintermonaten einen höheren Strombedarf der Wärmepumpen zur Folge. Da der erhöhte Stromverbrauch im Winter nicht mit den Spitzen der PV-Stromerzeugung im Sommer zusammenfällt, wird der Eigenverbrauch nur unwesentlich erhöht. Der Stromnetzbezug hingegen steigt. In den Wintermonaten ist ein Anstieg der maximal abgefragten Leistung von ca. 1000 kW auf ca. 1500 kW zu verzeichnen.

	V2a	V2b	V2c
Jahresstrombedarf	4,89 GWh	4,86 GWh	5,70 GWh
Jahresstromerzeugung	7,0 GWh	3,10 GWh	
Deckungsgrad	143 %	64 %	54 %
Überhang	2,11 GWh	-1,77 GWh	-2,64 GWh
Stromnetzbezug	2,24 GWh	3,10 GWh	3,87 GWh
Stromeinspeisung	4,35 GWh	1,33 GWh	1,23 GWh
PV-Strom-Eigenverbrauch	2,65 GWh	1,76 GWh	1,86 GWh
Eigenverbrauchsquote	38 %	57 %	60 %
Autarkiegrad	54 %	36 %	33 %
Dez. Speicherkapazitäten	1450 kWh _{el} , 6355 kWh _{th}	250 kWh _{el} , 2355 kWh _{th}	250 kWh _{el} , 4710 kWh _{th}

Tabelle 7.2: Gegenüberstellung Werte Vergleich 2

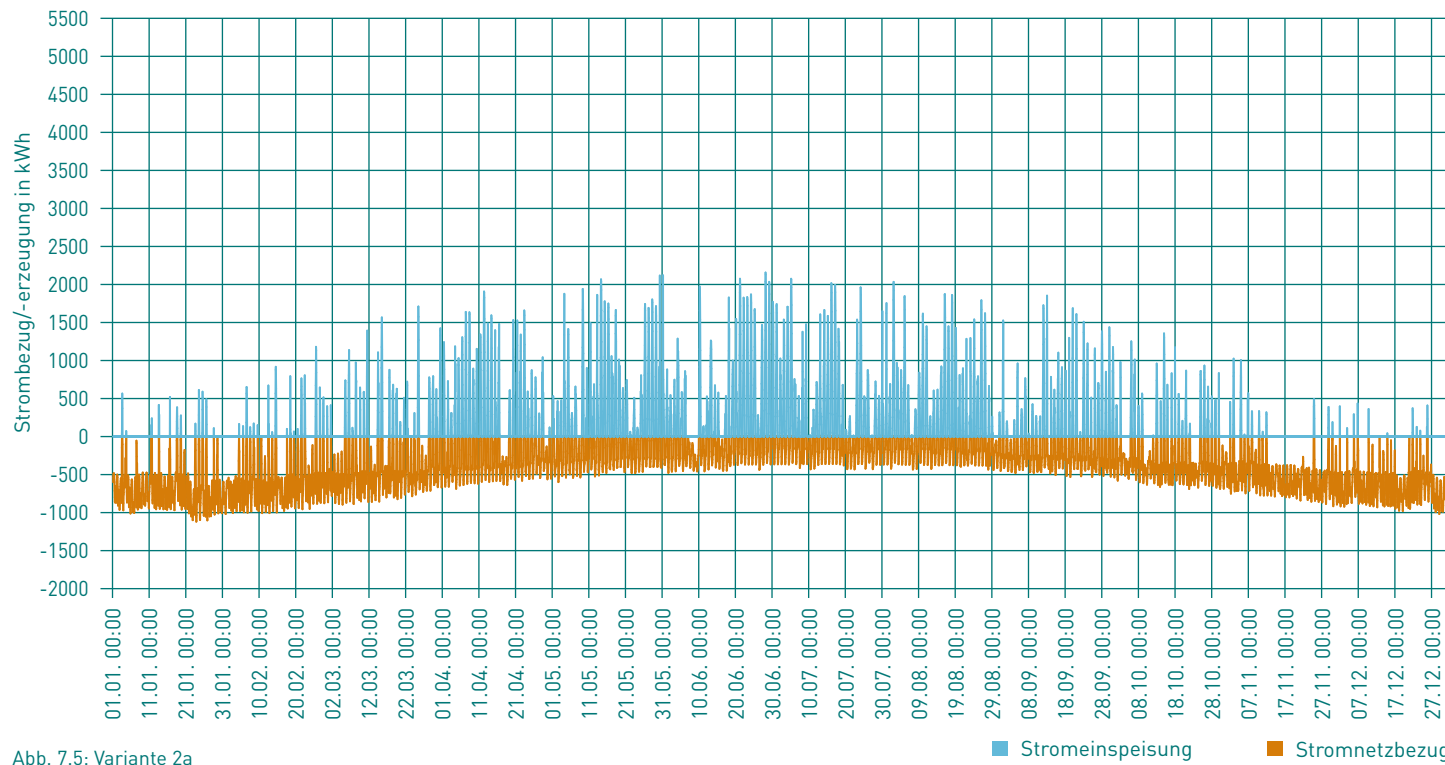


Abb. 7.5: Variante 2a

Die Nichteinhaltung der geplanten Sanierungsmaßnahmen führt zur Verringerung des Deckungsgrades um 10 %, zu einer weiteren Erhöhung des Eigenverbrauchs sowie einer weiteren Verringerung der Autarkiequote.

Vergleich: Variante 3

Ein direkter energetischer Vergleich der Variante 3 mit den anderen Varianten ist nicht sinnvoll, da in Variante 3 lediglich ein Ortsteil von Obergurig zentral mit Nahwärme versorgt wird und somit verschiedene Bilanzräume betrachtet werden.

Gesamt

In der Jahresbilanz ist es theoretisch möglich den Strombedarf der Kommune mit dem vor Ort erzeugten PV-Strom zu decken. Sowohl über das Jahr, wie auch über den Tag betrachtet, fallen Stromerzeugung und Strombedarf allerdings nicht zeitlich parallel an. Dadurch kann nur ein Teil des PV-Stroms in der Kommune verbraucht werden. Eine Netzeinspeisung sowie ein Strombezug aus dem Stromnetz sind notwendig. In Abb. 7.7 ist die Stromerzeugung dem Strombedarf der jeweiligen Varianten gegenübergestellt.

Um den realen Stromverbrauch sowie den Stromnetzbezug in der Gemeinde zu bestimmen, müssen die Last- und Erzeugungsprofile miteinander abgeglichen werden. Dabei gilt: je kleiner die Zeitschritte sind, desto genauer sind die Vorhersagen von Einspeisung und Netzbezug.

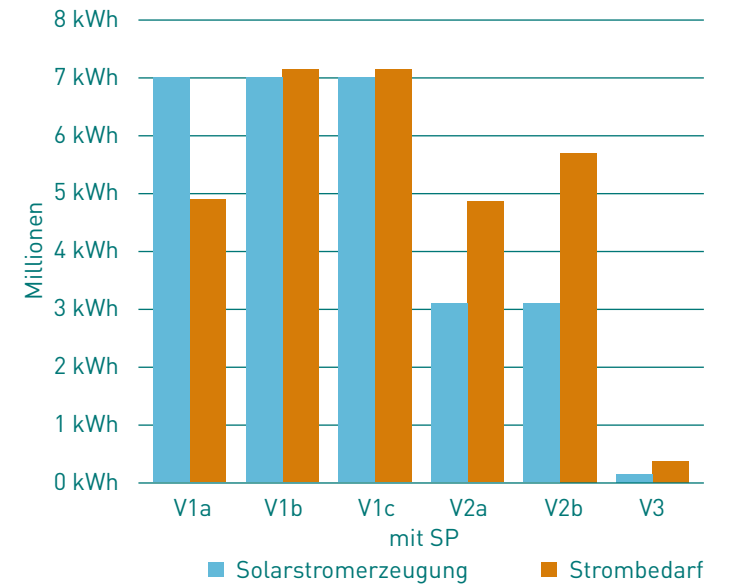


Abb. 7.7: Solarstromerzeugung und Strombedarf der Varianten

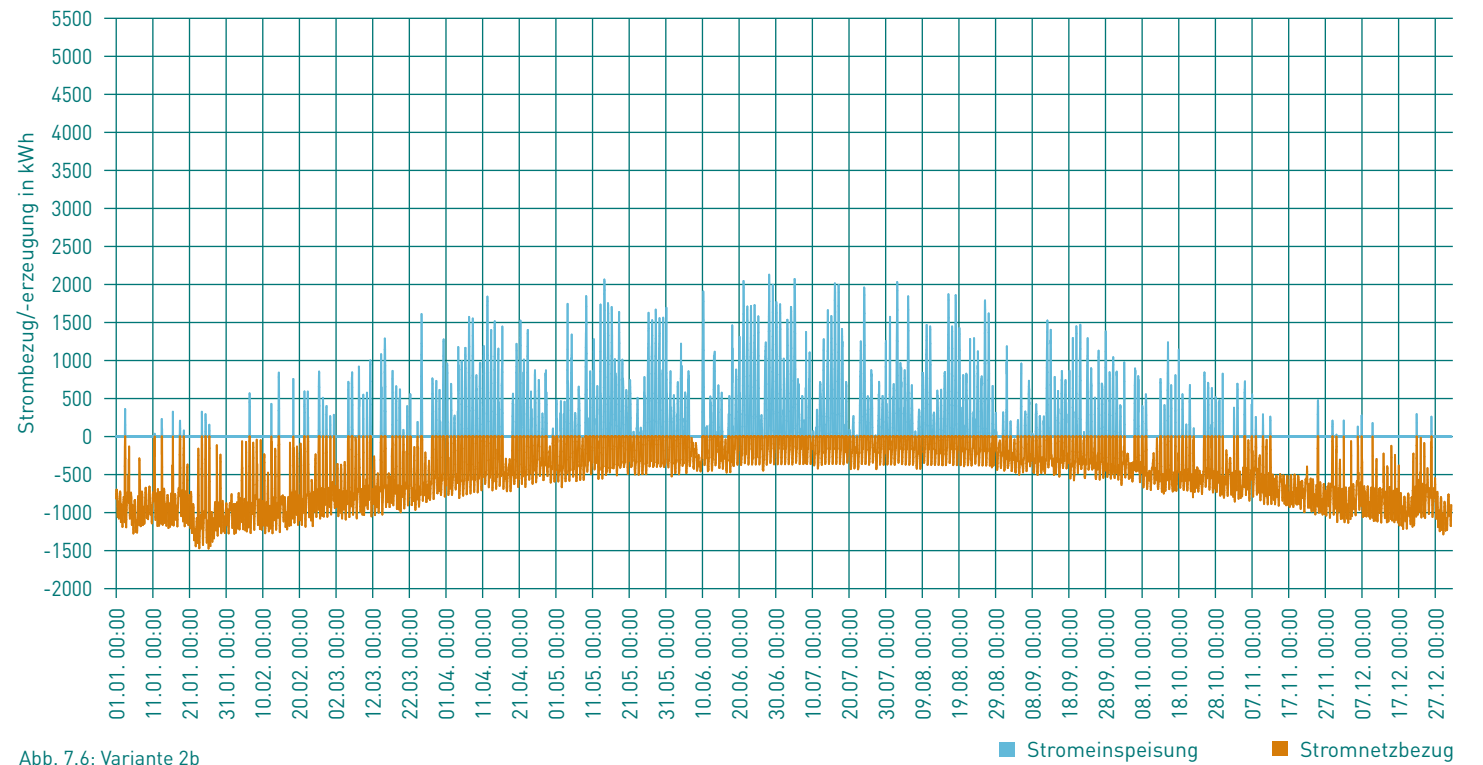


Abb. 7.6: Variante 2b

In Abb. 7.8 ist die Autarkie, also das Verhältnis von Eigenverbrauch zu Netzbezug der verschiedenen Energieversorgungsvarianten dargestellt. Es zeigt sich der Einfluss, den die Elektromobilität sowie der zentrale Stromspeicher auf den PV-Stromeigenverbrauch haben.

Zudem wird die immense Lastzunahme durch Elektromobilität und geringere Sanierungsmaßnahmen deutlich.

In Variante V1c wird durch die Kombination von Elektromobilität mit einem dezentralen Speicher der höchste Autarkiegrad erreicht. In Variante V2b ist der Autarkiegrad durch die große Diskrepanz zwischen hohem Strombedarf aufgrund des verringerten Sanierungsgrades sowie geringerer Stromerzeugung aufgrund eines verringerten PV-Ausbaugrades am geringsten.

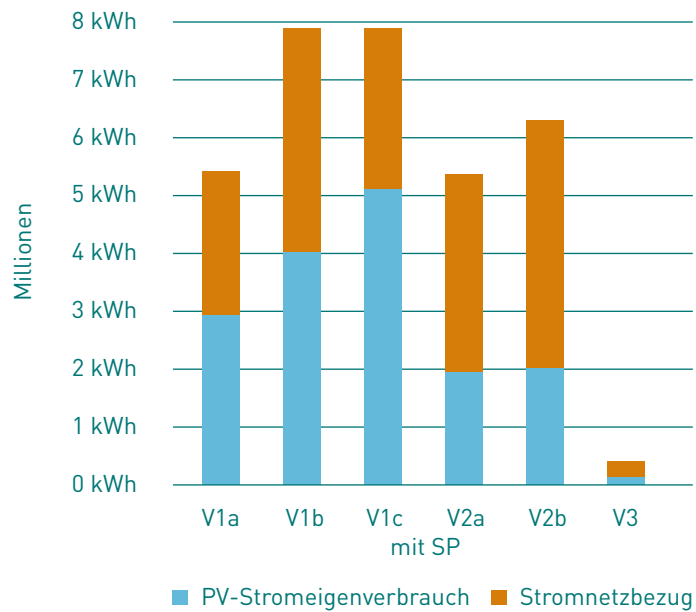


Abb. 7.8: Anteil des Stromnetzbezugs und des PV-Stromeigenverbrauchs am Strombedarf der Varianten

7.2 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

7.2.1 Kapitalwertmethode

Um einen finanziellen Vergleich der verschiedenen Varianten durchzuführen, wurden mittels der Kapitalwertmethode Barwerte für Investitions-, Betriebs- und Stromkosten berechnet.

$$K_n = K_0 * \left(\frac{1+p}{1+z} \right)^n$$

K_n ... Barwert
 K_0 ... Investitionskosten
 p ... allgemeine Preissteigerung
 z ... Kalkulationszinssatz
 n ... Betrachtungszeitraum

Die Kapitalwertmethode berechnet durch Abzinsung den Wert, den zukünftige Zahlungen oder Einnahmen bezogen auf einen früheren Zeitpunkt haben. Dieser Bezugszeitpunkt bildet den Anfang eines zu betrachtenden Zeitraums. Der Barwert ergibt sich dann aus der Summe aller abgezinsten zukünftigen Zahlungen. Die zugrundeliegenden Annahmen über Investitions- und Betriebskosten sowie Zinsfaktoren können der Diplomarbeit [1] entnommen werden. Für den wirtschaftlichen Vergleich werden die in Tabelle 7.3 aufgeführten spezifischen Barwerte genutzt.

Barwert von	Formelzeichen	Berechnung
spez. Strompreis	k_{Strom}	$\frac{K_{0,Strom} + K_{B,Strom} + K_{Bezug}}{W_{gesamt}}$
spez. Wärmepreis	$k_{Wärme}$	$\frac{K_{0,Wärme} + K_{B,Wärme} + K_{StromWP}}{Q_{gesamt}}$
spez. PV-Strompreis bezogen auf den Eigenverbrauch	$k_{PV,eigen}$	$\frac{K_{0,Strom} + K_{B,Strom}}{W_{PV,Eigen}}$

Tabelle 7.3: Formeln Barwertberechnung

Die spezifischen Stromgestehungskosten der PV Anlage werden auf den Eigenverbrauch bezogen, da angenommen wird, dass Netzeinspeisungen in Zukunft nicht vergütet werden. Somit ist der Barwert des spezifischen PV-Strompreises vom Eigenverbrauch abhängig. Der Barwert des spez. Strompreises wird dadurch bestimmt, welcher Anteil des Stroms zum spezifischen PV-Strompreis und welcher zum spezifischen Strombezugspreis bezogen wird und ist somit vom Autarkiegrad abhängig. Der Barwert des spezifischen Wärmepreises hängt direkt vom Barwert des Strompreises ab. Die errechneten Barwerte bilden nicht die in Zukunft tatsächlich zu erwartenden Preise ab, sondern dienen lediglich einem wirtschaftlichen Vergleich der Anlagen untereinander.

7.2.2 Auswertung

Der Einsatz eines zentralen Stromspeichers (V1c) führt zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs und der Autarkie. Da angenommen wird, dass die Einspeisevergütungen in Zukunft wegfallen, ist ein möglichst hoher Eigenverbrauch aus wirtschaftlicher Sicht anzustreben.

Trotz der höheren Investitionskosten wird in Variante V1c ein geringerer spezifischer Strompreis erzielt, als in den anderen Energieversorgungsvarianten.

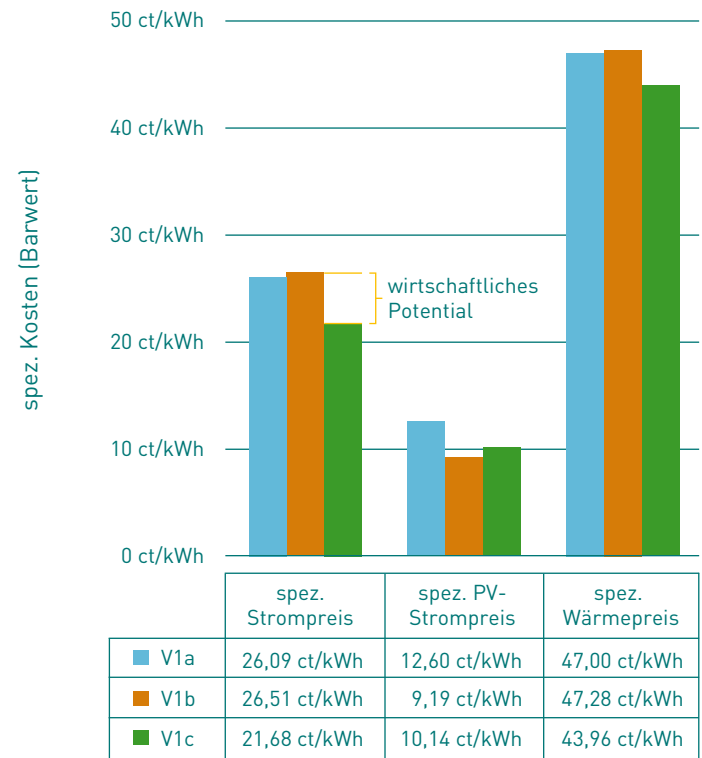


Abb. 7.9: Wirtschaftlichkeitsvergleich V1a, V1b, V1c

Durch diese Differenz des Barwertes kann ein wirtschaftlicher Anreiz zur Realisierung einer Energieversorgung mit Groß- und Langzeitspeichern sowie netzdienlichem Ladeverhalten erreicht werden.

Der geringere Ausbaugrad des PV-Potentials in Variante V2a führt zu einer Verringerung der Autarkie und damit zu einer Erhöhung des Barwertes des spez. Strompreises um 20 % gegenüber dem Barwert der Variante V1a. Die spezifischen Wärmekosten der Variante V2b ändern sich gegenüber Variante V2a kaum. Da sich allerdings der jährliche Heizwärmebedarf annähernd verdoppelt hat, verdoppeln sich in Variante V2b auch die absoluten Heizwärmekosten. Die Sanierungskosten werden bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht berücksichtigt. Der spezifische Strom- und Wärmepreis können einen wirtschaftlichen Anreiz für eine energetische Sanierung darstellen.

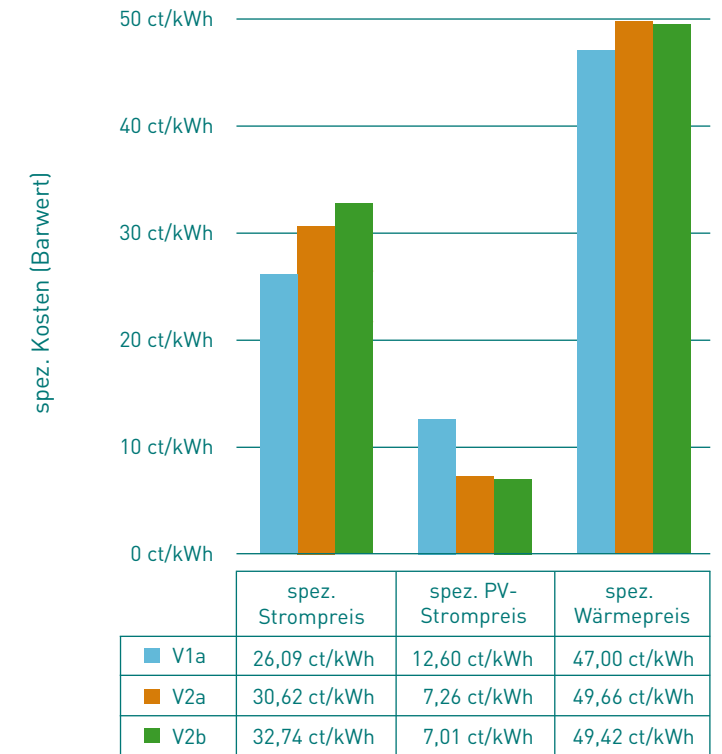


Abb. 7.10: Wirtschaftlichkeitsvergleich V1a, V2a, V2b

Der Vergleich von Variante V3 mit Variante V2a zeigt, dass sich für den Gemeindeteil Obernaußlitz auch ein Nahwärmenetz trotz der Wärmeverluste und zusätzlichen Investitionen für das Netz wirtschaftlich gestalten kann.

Bei der hier durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtung handelt es sich nur um eine Abschätzung. Eine genauere Untersuchung erfordert eine Risiko- sowie eine Sensitivitätsanalyse, bei der der Einfluss verschiedener Parameter beleuchtet wird.

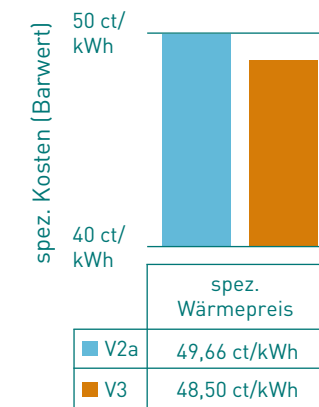


Abb. 7.11: Wirtschaftlichkeitsvergleich V2a, V3

8 Technischer Ausblick

8.1 Speichermöglichkeiten

Die stark fluktuierenden Netzeinspeisungen durch erneuerbare Energien stellen eine zunehmende Netzbelastung dar. Da ein Abregeln der Energieerzeugungsanlagen möglichst zu vermeiden ist, spielen innovative Speichermöglichkeiten und -konzepte eine immer wichtigere Rolle. Unter der Annahme, dass eine Einspeisevergütung in Zukunft nicht mehr gewährleistet wird, werden sich Speicher sowie deren netzdienlicher Betrieb zunehmend wirtschaftlich gestalten. Eine zukunftsweisende Speichertechnologie ist die Power-to-X-Technologie. Hier wird überschüssiger Strom genutzt, um Gas, Kraftstoff, Wärme oder Wasserstoff zu erzeugen.

Die Power-to-Gas-Technologie kann zur netzdienlichen Langzeitspeicherung erneuerbarer Energien dienen und stellt ein wichtiges Potential zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors und der Wärmeerzeugung dar. Dabei wird Wasser zu Wasserstoff und Sauerstoff elektrolysiert. Wasserstoff kann mit Kohlenstoffdioxid zu Methangas umgewandelt werden.

Aufgrund des geringen Wirkungsgrades der Power-to-Gas-Anlagen ist lediglich ein Betrieb mit überschüssigen erneuerbaren Energien sinnvoll. Zudem stellt sich die Frage, inwiefern eine Methanisierung des Wasserstoffs wirtschaftlich ist und aus welchen Quellen das konzentrierte CO₂ stammen soll. Aktuell bietet das Verfahren keine wirtschaftlichen Vorteile gegenüber einer Nutzung von Erdgas. Dies kann sich jedoch durch eine Preissteigerung fossiler Energieträger und eine entsprechende politische Einflussnahme ändern.

Vorteile des Verfahrens sind die verlustfreien Speichermöglichkeiten sowie die vielfältigen Anwendungsmöglichkeiten des erzeugten Gases. Neben einer Speicherung und Einspeisung ins Erdgasnetz kann es sowohl bei der Wärmeerzeugung, im Verkehrssektor sowie zur Rückverstromung eingesetzt werden.

8.2 Elektromobilität

Um eine Umstellung der Mobilität auf Elektromobilität zu realisieren, ist deren Einbindung in das Netz sowie die Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten.

8.2.1 Ladeinfrastruktur

Um den Ausbau der Elektromobilität erfolgreich zu bewerkstelligen, ist ein synchroner Ausbau der Ladeinfrastruktur notwendig. Ladestationen werden hauptsächlich auf Nieder- und Mittelspannungsebene installiert. Die technischen Anschlussbedingungen dafür werden vom Netzbetreiber festgelegt. Um einen entsprechenden Netzausbau zu gewährleisten, sind geplante Ladeinfrastrukturen beim Netzbetreiber anzumelden. Die Integration von E-Mobilität und deren Auswirkungen auf das Netz stellen nach wie vor ein wichtiges Forschungsfeld dar.

8.2.2 Netzdienliches Ladeverhalten

Das Laden von Elektroautos stellt aufgrund der hohen Gleichzeitigkeiten sowie der Ladedauer eine Belastung für das Netz dar. Um diese Belastung zu reduzieren oder sogar durch Nutzung der Autos als Speicher einen positiven Effekt auf die Netzbelastung durch regenerative Energien zu erzielen, ist ein netzdienliches Ladeverhalten notwendig.

Variable Strompreise

Durch variable Strompreise können dem Verbraucher wirtschaftliche Anreize für ein netzdienliches Ladeverhalten gesetzt werden. Kann der lokal erzeugte PV-Strom direkt günstiger geladen werden, profitieren sowohl die Betreiber der Photovoltaikanlage als auch die Nutzer der E-Mobilität. Durch einen höheren Eigenverbrauch rentiert sich die Photovoltaikanlage schneller. Weiterhin kann der Netzbetreiber in Zeiten mit Stromüberschuss die Strompreise senken. Durch eine Preisregulierung des Ladeverhaltens können hohe Gleichzeitigkeiten auftreten, welche zu Versorgungsengpässen führen können. Um dem entgegenzuwirken kann ein Ampelkonzept [20] angewendet werden. In der grünen Phase besteht keine Gefahr von Versorgungsengpässen und Netzinstabilität. Der Markt reguliert sich selbst. In der gelben Phase ist ein kritischer Netzzustand absehbar. Verteilnetzbetreiber und Markt interagieren durch wirtschaftliche Anreize miteinander. Befindet sich das Netz in der roten Phase, also im kritischen Netzzustand, hat die Netzsicherheit Vorrang vor wirtschaftlichen Interessen.

Netzdienliche Steuerung

Durch verringerte Nutzungsentgelte oder verringerte Anschlussgebühren kann für Abnehmer der Anreiz geschaffen werden, einer netzdienlichen Steuerung der Ladestation zuzustimmen. Eine solche Steuerung ermöglicht es dem Netzbetreiber das Laden der Elektroautos zu stoppen und die Ladevorgänge über die Nacht zu verteilen. Eine intelligent gesteuerte Ladetechnologie kann sowohl auf die Netzbelastung wie auch auf Preisschwankungen reagieren. Die dadurch erreichte Verringerung der Netzbelastung schlägt sich in einer Reduktion der Netzausbaukosten und somit in verringerten Netzentgelten wieder. Durch ein bidirektionales Laden können Elektroautos aktiv zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen. Noch sind nur wenige Modelle mit einer bidirektionalen Ladefunktion ausgerüstet und die entsprechende Infrastruktur sowie die rechtlichen Rahmenbedingungen müssen noch geschaffen werden [21].

Systemdienstleistung

Eine Stromversorgung mit einem hohen Erzeugeranteil an erneuerbaren und fluktuierenden Energien erschwert die Frequenzhaltung im übergeordneten Stromnetz. Um dem entgegenzuwirken, können Ladestationen so ausgerüstet werden, dass sie Blindleistung für das Netz bereitstellen können und somit zur Spannungs- und Frequenzhaltung beitragen. Dafür sind intelligente Messstationen notwendig.

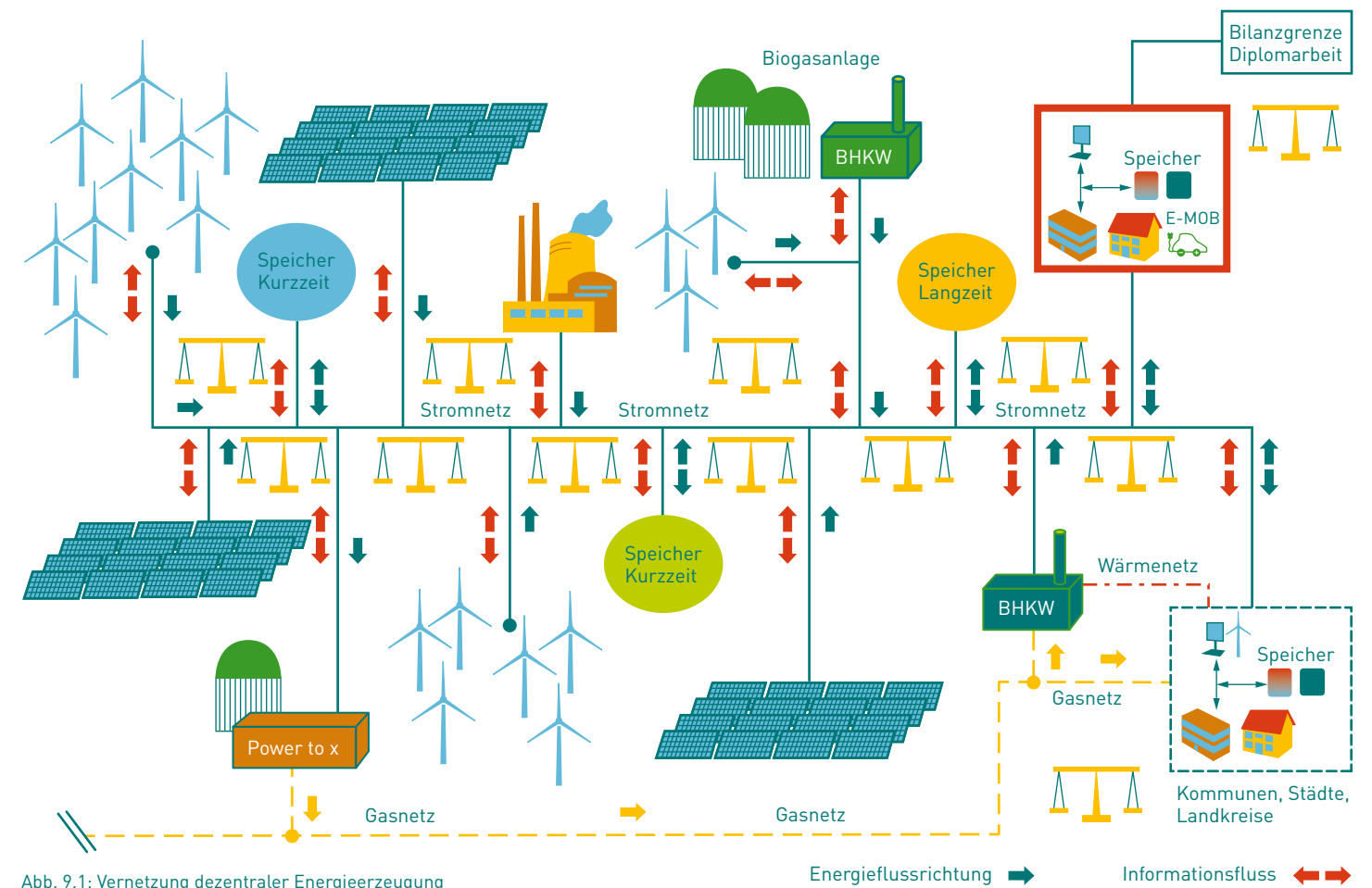


Abb. 9.1: Vernetzung dezentraler Energieerzeugung

9 Fazit

Der Zuwachs an erneuerbaren Energien im öffentlichen Stromnetz stellt eine Herausforderung im Bereich der Stromerzeugung, beim Ausbau der Verteilnetze sowie bei der Sicherstellung der Netzstabilität dar. Bis zum Jahr 2050 gilt es noch erhebliche technische Hürden zu überwinden.

In der Diplomarbeit „Dekarbonisierte Energieversorgung einer sächsischen Kommune bis zum Jahr 2050“ wird ein Vergleich verschiedener Energieversorgungsvarianten einer Gemeinde für das Jahr 2050 durchgeführt.

Die in der Diplomarbeit gewonnenen Kenntnisse sind nicht eins zu eins auf andere sächsische Kommunen übertragbar, bieten jedoch eine Basis, um die Rolle von sächsischen Kommunen in der Energiewende zu bewerten und ähnliche Betrachtungen bei anderen Kommunen durchzuführen.

Im Vergleich erweist sich Variante V1c als die aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht beste Variante. Sie erreicht mit einem maximalen Photovoltaikausbau, der Einbindung von Elektromobilität und einem zentralen Stromspeicher den höchsten Autarkiegrad und den niedrigsten Barwert des Strompreises.

Aufgrund der Annahme, dass Einspeisungen in das öffentliche Stromnetz nicht vergütet werden, können sich Investitionen in Langzeitspeicher sowie ein netzdienliches Lade- und Einspeiseverhalten durch die erzielte Erhöhung des Eigenverbrauchs rentieren.

Theoretisch kann die Kommune bei Nutzung aller PV-Erzeugungskapazitäten ihren eigenen Energiebedarf decken. In der Realität fallen Energiebedarf und Energieerzeugung jedoch nicht immer auf den gleichen Zeitpunkt. Um den tatsächlichen Eigenverbrauch und somit die Netzeinspeisung und Netzbezüge prognostizieren zu können, sind Erzeuger- und Lastprofile in möglichst kleinen Zeitschritten erforderlich.

Um die erzeugte Energie bestmöglich zu nutzen und sowohl die erzeuger- wie auch die abnehmerseitigen Schwankungen auszugleichen, muss ein intelligenter Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage erfolgen. Der dafür notwendige Datenaustausch stellt allerdings auch ein Sicherheitsrisiko dar.

Aufgrund der vielen volatilen Erzeuger im Netz kann die Frequenzstabilität mit den heute eingesetzten Technologien zur Momentan- und Primärleistungsregelung nicht mehr gewährleistet werden, neue Technologien sind erforderlich.

Ein Meilenstein der Energiewende ist der Ausstieg aus der Kernenergie zum Jahresende 2022. Damit entfallen nicht nur 9,5 GW Kraftwerksleistung, sondern auch die Momentan- und Primärregelleistung der Kernkraftwerke.

Dadurch ergibt sich zum einen der Bedarf an Backupsystemen, um das Risiko von Stromausfällen, insbesondere in der Um- und Ausbauphase, zu reduzieren.

Zum anderen gibt es einen Bedarf nach Komplementärtechnologien, die nach wirtschaftlichen Kriterien betrieben werden können.

Jedoch stellt gerade das wirtschaftliche Betreiben von konventionellen Kraftwerkstechnologien, die Backupfunktionen übernehmen können, Schwarzstartfähigkeiten besitzen, schnell Regelenergie bereitstellen, und das gemäß den Ausbauplänen der Bundesregierung nur mit wenigen Betriebsstunden im Jahr, eine große Herausforderung dar. Aufgrund der Anforderungen an die Kraftwerke sind die Investitionskosten sehr hoch und die Laufzeiten sehr gering, was zu hohen Energiepreisen führt. Ob diese auf dem Markt konkurrenzfähig sind, lässt sich nur schwer einschätzen.

10 Abbildungsverzeichnis

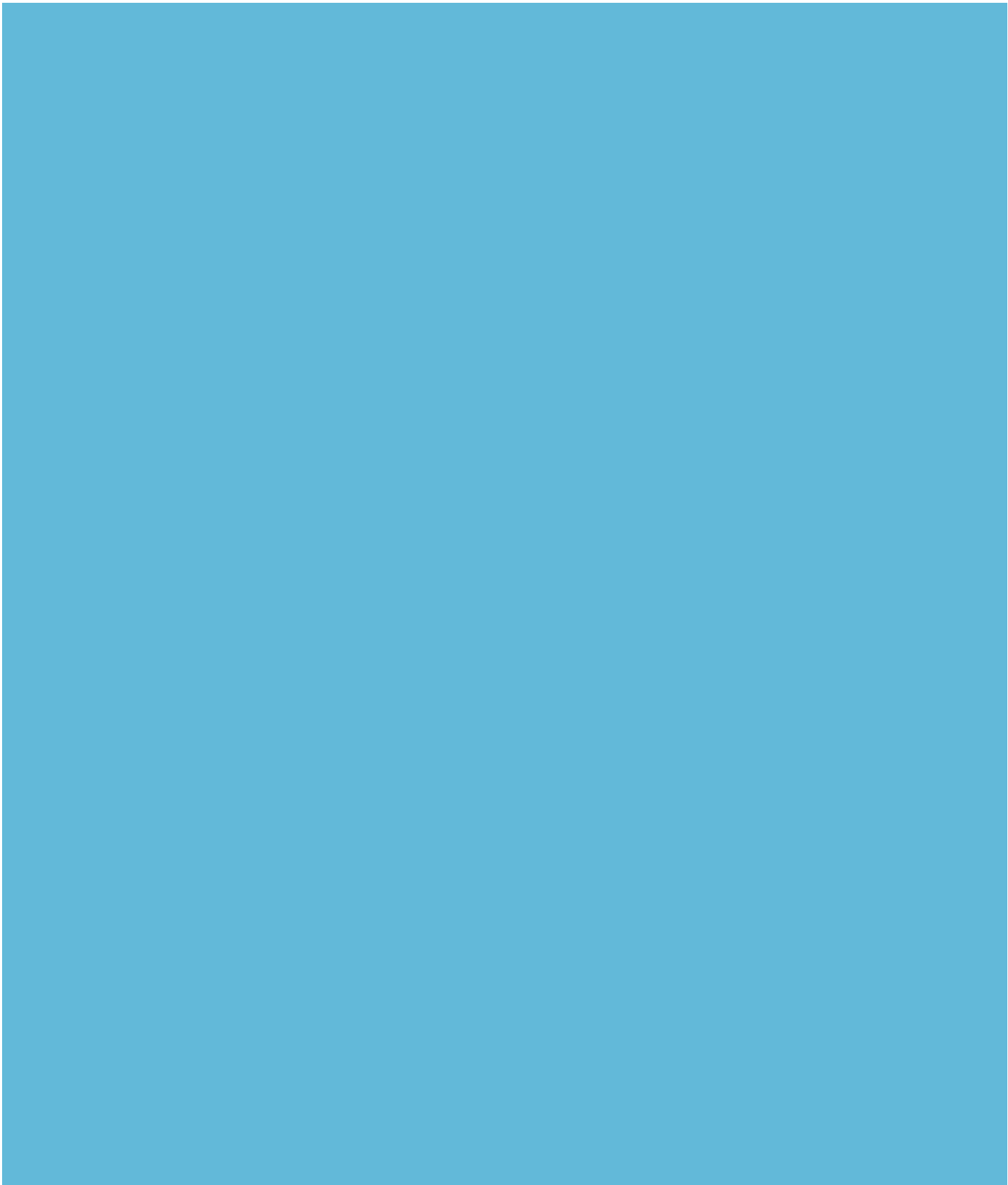
Abb. 1.1: Übersicht Eigenverbrauch und Autarkie der Energieversorgungsvarianten (Variante 1 und Variante 2)	6
Abb. 3.1: Wärmeverbrauch der kommunalen Liegenschaften	7
Abb. 3.2: Lage Obergurig [2]	7
Abb. 3.3: Solarpark Singwitz [3]	7
Abb. 3.4: PV-Anlage ehemaliges Gewerbegebiet MDW [4]	7
Abb. 3.5: Vorgehensweise Entwicklung Szenario 2050	8
Abb. 3.6: Wohngebäude in Obergurig nach WschVO 1977	8
Abb. 3.7: Wohngebäude in Obergurig nach EnEV 2002/2007	9
Abb. 3.8: Strom- und Wärmebedarf für GHD und Industrie	9
Abb. 3.9: Strombedarf Obergurig 2016	10
Abb. 3.10: Wärmebedarf Obergurig 2016	10
Abb. 3.11: Nichtwohngebäude in Obergurig	10
Abb. 3.12: Firma Porex in Obergurig	10
Abb. 4.1: Bevölkerungsentwicklung Obergurig	11
Abb. 4.2: Entwicklung Energieverbrauch GHD und Industrie	12
Abb. 4.3: Vergleich Endenergiebedarf nach Sektoren	13
Abb. 4.4: Endenergieentwicklung Strom und Wärme	13
Abb. 5.1: Übersicht Energieversorgungsvarianten	14
Abb. 5.2: Verteilung PV-Potential	15
Abb. 5.3: Eigenverbrauch als Funktion der Speichergroße	16
Abb. 5.4: Entwicklung PV-Potential	16
Abb. 5.5: Trassenplan Nahwärmenetz Schwarznausflitz	17
Abb. 5.6: Photovoltaikanlage auf einem Einfamilienhaus in Obergurig	17
Abb. 6.1: Funktionsweise Berechnungstool	18
Abb. 6.2: Reihenfolge Bilanzierung Berechnungsmodell	20
Abb. 6.3: Beispielhafter Lastverlauf Standardlastprofil	20
Abb. 6.4: Jahresverlauf Heizwärmebedarf	21
Abb. 6.5: Wöchentliches Lastprofil der Elektrofahrzeuge	22
Abb. 6.6: Tagesverlauf Stromertrag für verschiedene Ausrichtungen	22
Abb. 7.1: Vergleichsschema	23
Abb. 7.2: Variante 1a	24
Abb. 7.3: Variante 1b	25
Abb. 7.4: Variante 1c	25
Abb. 7.5: Variante 2a	26
Abb. 7.6: Variante 2b	27
Abb. 7.7: Solarstromerzeugung und Strombedarf der Varianten	27
Abb. 7.8: Anteil des Stromnetzbezugs und des PV-Strom-eigenverbrauchs am Strombedarf der Varianten	28
Abb. 7.9: Wirtschaftlichkeitsvergleich V1a, V1b, V1c	29
Abb. 7.10: Wirtschaftlichkeitsvergleich V1a, V2a, V2b	29
Abb. 7.11: Wirtschaftlichkeitsvergleich V2a, V3	29
Abb. 9.1: Vernetzung dezentraler Energieerzeugung	31

11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 3.1: Entwicklung Anforderungen Heizenergiebedarf [11]	8
Tabelle 4.1: Heizenergiebedarf Gebäude 2050	11
Tabelle 5.1: Erschlossene PV-Potentiale Privathaushalte	15
Tabelle 5.2: spezifischer Heizwärmebedarf bei Nichterreichen der Sanierungsziele	17
Tabelle 6.1: Übersicht Kennwerte Auslegung	19
Tabelle 6.2: verwendete Standardlastprofile	21
Tabelle 6.3: Eigenschaften der Photovoltaik Erzeugungsprofile	22
Tabelle 7.1: Gegenüberstellung Werte Vergleich 1	24
Tabelle 7.2: Gegenüberstellung Werte Vergleich 2	26
Tabelle 7.3: Formeln Barwertberechnung	28

12 Quellenverzeichnis

- [1] Adrienne Gehre, „Dekarbonisierte Energieversorgung einer sächsischen Kommune bis zum Jahr 2050“, Dresden, 2017
- [2] InvekosGIS, „Satellitenbild,“ [Online], [Zugriff 08/2018]
- [3] „Planungsbüro Bothe,“ 2008
- [4] Google Earth, „Satellitenbild,“ [Online], [Zugriff 03/2017]
- [5] Statistisches Landesamt des Freistaates Sachsen, „Zensus, Bevölkerung, Haushalte, Familien und deren Wohnsituation am 9. Mai 2011,“ 2014
- [6] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW, „Energie-Info: Stromverbrauch im Haushalt,“ 2013
- [7] Dr. Johannes D. Hengstenberg und co2online gemeinnützige GmbH, „Energiewende – die Stromsparinitiative,“ Stromspiegel 2016, [Online], Available: <http://www.die-stromsparinitiative.de/stromkosten/stromverbrauch-pro-haushalt/>
- [8] M. Kreuzsch, „Stromverbrauchsrichtwerte, Strom-Prinz,“ [Online], Available: <http://www.strom-prinz.de/Stromverbrauch/>
- [9] Energieagentur NRW, „Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom?“ Stromverbrauchsanteile verschiedener Anwendungsbereiche in Ein- bis Fünf-Personen-Haushalten – 2015 und 2011 im Vergleich,“ [Online], Available: https://energie-tools.ea-nrw.de/_database/_data/datainfopool/erhebung_wo_bleibt_der_strom.pdf
- [10] Statistisches Bundesamt, „Zahlen & Fakten – Energieverbrauch,“ destatis, 2013, [Online], Available: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/Umwelt/UmweltoekonomischeGesamtrechnungen/MaterialEnergiefluesse/Tabellen/StromverbrauchHaushalte.html>
- [11] Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH, „Gebäude,“ Wohnungslüftung – Energiesparen und Wohlfühlen, p. 11, 2012
- [12] Prof. Clemens Felsmann, „Wärmeversorgung für Sachsen mit erneuerbaren Energien“, 2014
- [13] Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategien IREES, „Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2011 bis 2013“, „Schlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)“, 2015
- [14] L.V.-u.I. Technische Universität Dresden, „Mobilität in Städten – SrV 2013“, SrV-Stadtgruppe: Unter-/Grund-/Kleinzentren/ländliche Gemeinden, „Topografie: flach“, April 2015, [Online], Available: <https://tu-dresden.de/bu/verkehr/ivs/srv/srv-2013>
- [15] Amtsblatt Europäische Union, „RICHTLINIE 2010/31/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden“, 2010
- [16] Fraunhofer ISI Öko-Institut e. V., „Klimaschutzszenario 2050, 2. Endbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit“, 2015
- [17] Öko-Institut, „eMobil 2050 – Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz“, 2014
- [18] B. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. BDEW, „bdew - Energie.Wasser.Leben., Standardlastprofile Strom“, 2017, [Online], Available: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlastprofile?open&ccm=300050070
- [19] Allgemeiner Deutscher Automobil-Club e. V. (ADAC) Ressort Verkehr, „Mobilität in Deutschland“, München, 2010
- [20] BDEW, „Positionspapier, Elektromobilität braucht Netzinfrastruktur, Netzanschluss und -integration von Elektromobilität“, Berlin, 2017
- [21] WWF Deutschland und LichtBlick SE, „Die Integration von E-Autos ins Stromsystem, Ergebnisse einer Befragung unter Automobilherstellern in Europa“, 2017



gedruckt auf 100 % Recyclingpapier