drexelreduziert.

Denkwerkstatt für weniger:
Emissionen, Energie- und Ressourcenverbrauch

Energieautarke eEG Schnifis

Mit Wasserstoff zur energieautarken erneuerbaren-Energiegemeinschaft?

Bregenz, November 2021

Verfasser:

drexel reduziert GmbH
Christof Drexel
Kennelbacherstraße 36a/3
A – 6900 Bregenz
Tel.: 0043 (0)5574 20804
office@drexelreduziert.at
www.drexelreduziert.at

Energiewenden
Matyas Scheibler
Kennelbacherstraße 36a/3
A – 6900 Bregenz
Tel.: 0043 (0)660 6270288
info@energiewenden.at
www.energiewenden.at

Auftraggeber:

innovationLab
illwerke vkw
Weidachstraße 6
6900 Bregenz

Inhalt

1 Zusammenfassung 4
2 Ausgangslage 6
2.1 Dekarbonisierung 6
2.2 Winterstrom 6
3 Ökonomie der saisonalen Speicherung mittels Wasserstoff 8
3.1 Technologie, Komponenten 9
3.2 Skaleneffekt durch Zentralisierung 10
4 Aufgabenstellung und Zielsetzung 11
5 Methodik 13
5.1 Generelle Vorgangsweise 13
5.2 Untersuchte Szenarien im Detail 14
5.3 Modellierung Verbrauch, Erneuerbare und Speicherung 14
5.4 Raumwärme 15
5.5 Elektro-Mobilität 16
5.6 Ökonomische Randbedingungen 16
5.7 Datengrundlagen 17
6 Schnifis, Vorarlberg 17
6.1 Exkurs: Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft 18
6.2 Elektrische Energie: Verbräuche und Verbrauchsprofile 19
6.3 Raumwärme: Verbräuche und Definition des Verbrauchsszenarios 19
6.4 E-Mobilität 22
6.5 Potenziale Erneuerbare Energie 22
6.5.1 Photovoltaik 22
6.5.2 Biomasse 23
6.5.3 Biogas 23
7 Wärmestrategie 24
7.1 Auswirkung der Gebäudesanierung 24
7.2 Biomassenutzung: Winterstrom durch Kraft-Wärmekopplung 24

7.3 Multimodales Wärmenetz 25
7.4 Substitution der restlichen Wärmeerzeuger auf fossiler Basis 28
8 Auswertungen 28
8.1 Ökonomische Gesamtsicht 28
8.1.1 Szenario 1: Bestand 30
8.1.2 Szenario 2: Bestand, effizient 32
8.1.3 Szenario 3: Bestand + E-Mobilität 34
8.1.4 Szenario 4: Effizienter Bestand + E-Mobilität 36
8.1.5 Szenario 5: Effizienter Bestand + E-Mobilität, optimiert 38
8.1.6 Szenario 6: Effizienter Bestand + E-Mobilität, reduziert und optimiert 40
8.1.7 Zusammenfassung der Szenarienbetrachtung 43
8.2 Ökonomie aus Sicht der einzelnen Akteure 44
8.2.1 Prosumer 45
8.2.2 Contractor 47
8.2.3 Gemeinde 48
9 Energiepolitische Bedeutung 49
9.1 Aspekt der Netzdienlichkeit 49
9.2 Alternative Möglichkeiten der saisonalen Speicherung 49
9.3 Auswirkung der grauen Emissionen auf die Treibhausgasbilanz 50
10 Empfehlung Reallabor 51
11 Quellen 51
12 Abbildungsverzeichnis 52

Die Studienautoren bedanken sich für die Unterstützung:

- bei den Mitarbeitern der Fachstellen der illwerke VKW
- bei Bgm. Simon Lins und Gemeindemitarbeiter Stefan Dünser
- bei Paul Stampfl für die Datenbereitstellung aus dem AGWR
- bei den Anbietern und Herstellern der konzipierten Anlagenkomponenten

1 Zusammenfassung

Im Rahmen dieser Studie wurde die Frage behandelt, ob – und wenn ja, unter welchen Bedingungen – die Energieversorgung einer Gemeinde in der Vorarlberger Talschaft Walgau autark betrieben werden könnte. „Autark“ bedeutet in diesem Zusammenhang nicht die Abkoppelung vom öffentlichen Stromnetz, sondern in einem durchschnittlichen Winter ohne jeglichen Energieimport (elektrische Energie, Wärme, Mobilität) auszukommen. Ein reiner Inselbetrieb würde zum einen die Möglichkeit der sommerlichen Einspeisung in das öffentliche Netz verunmöglichen, zum anderen führten die erforderlichen Sicherheitszuschläge für Extremjahre zu unverhältnismäßig hohem Anlagenaufwand.

Energieautarkie ist dabei kein Selbstzweck – neben der Frage der Unabhängigkeit von Energieimporten und der damit verbundenen ökonomischen Sicherheit interessiert vor allem die energiepolitische Komponente: Ist ein hoher Eigenversorgungsanteil netzdienlich? Ist eine überwiegende Versorgung mit „sommerlastigen“ Erneuerbaren mit den notwendigen Speichertechnologien wirtschaftlich darstellbar?

Letztere Frage kann für die Gemeinde Schnifis unter den zugrunde gelegten Annahmen bejaht werden: Die PV-Ertrags-Potenziale sind in der ländlichen Gemeinde enorm, darüber hinaus steuern Biogas- (Landwirtschaft) und Biomasse-Anlagen (gemeindeeigene Forstwirtschaft) wertvolle Energie im Winter bei. Im finalen Szenario kommen rund 10% der elektrischen Energie aus dem Saisonspeicher, der in Form von Wasserstoff-Druckgasbehältern modelliert wurde. Dieser „Winterstrom“ ist selbstredend sehr teuer; in Kombination mit der überwiegenden Abdeckung des Bedarfs durch sehr kostengünstigen PV-Strom ergeben sich im Mittel aber durchaus vertretbare Energiepreise. Das Modell der erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (eEG) liefert die Voraussetzung hierfür, der relevant erhöhte Eigennutzungs-Anteil ist von großer ökonomischer Bedeutung.

Netzdienlichkeit hingegen ist nicht gegeben, im Gegenteil: Der massive PV-Ausbau, aber auch die vollständige Umstellung auf Elektromobilität macht einen ortsinternen Netzausbau in relevantem Ausmaß erforderlich. Das Privileg einer eEG, in den Genuss reduzierter Netzgebühren zu kommen, steht in einem gewissen Widerspruch zum erforderlichen Ausbau durch den Netzbetreiber.

Die wichtigsten Erkenntnisse:

1. **PV maximieren – je mehr umso besser.** Elektrische Energie aus Photovoltaik zählt heute zu den billigsten Energieformen. Je größer Anlage, umso höher auch der Ertrag im Winter, was im Hinblick auf die angestrebte Autarkie von besonderer Bedeutung ist.
2. **Efficiency first.** Sowohl im Bereich des Haushalts- und Nutzerstroms, als auch im Bereich der Raumwärme gibt es eine Reihe von Effizienzpotenzialen, die heute bereits wirtschaftlich umgesetzt werden können: Wenn neue Haushaltsgeräte, dann beste

Energieeffizienz; wenn Fenster erneuert werden müssen, dann bestes energetisches Niveau, usw. Auch diese Strategie hilft bei der Zielerreichung in besonderem Maße, da der PV-Ertrag immer in Relation zum Bedarf zu betrachten ist.

3. **Biomasse für Winterstrom nutzen.** Der einzige erneuerbare Energieträger, der bereits in gespeicherter Form vorliegt, sollte genutzt werden, um elektrische Energie zu erzeugen, wenn andere Erneuerbare nicht zur Verfügung stehen. Auch das ist ein Teil der für die Energiewende so wichtigen Sektorkopplung.
4. **Kommunale Wärmeplanung durchführen.** Die Raumwärme muss maßgeschneidert in das Gesamtkonzept eingebunden werden: Welche Abwärmemengen werden im Endausbau zur Verfügung stehen, welche Anergie-Potenziale können mithilfe von Groß-Wärmepumpen nutzbar gemacht werden, welchen Umfang kann das kommunale Wärmenetz sinnvollerweise annehmen?
5. **Saisonale Speicherung besser zentral?** Die Skalierung der saisonalen Speicherung von elektrischer Energie hat – ausgehend von der dezentralen Anwendung im Wohnbau – keine wesentliche ökonomische Verbesserung mit sich gebracht. Die Umwandlungskomponenten (Elektrolyseur und Brennstoffzelle) können zwar noch deutlich kostengünstiger umgesetzt werden, für die Speicherung in Druckgasflaschen oder -tanks gilt dies aber nicht. Für die – viel billigere – zentrale Speicherung in unterirdischen Speichern fehlt gegenwärtig noch die Infrastruktur; eine Durchsetzung ist aber zumindest auf längere Sicht denkbar.
6. **Geschäftsmodelle detailliert betrachten.** Die erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften bieten eine attraktive Möglichkeit, Erneuerbare im größeren Stil selbst zu erzeugen und zu verbrauchen. Darüber hinaus sind aber immer auch Technologien und Investitionen erforderlich, die den Rahmen des privaten Engagements sprengen – sowohl finanziell als auch und vor allem fachlich. Mögliche zukünftige Geschäftsmodelle hierfür sind auf die jeweiligen Bedürfnisse zugeschnitten individuell zu erarbeiten; auch in Abhängigkeit der (sich verändernden) Gesetzeslage.

Keywords Photovoltaik, Überschüsse, Einspeisung, Batteriespeicher, Saisonspeicherung, Wasserstoff, Power-to-Gas-to-Power, Elektrolyse, Brennstoffzelle, Winterstrom, Biogas, Biomasse, Biomasse-Verstromung, KWK, BHKW, Effizienz, Gebäudesanierung, Wärmenetze, kommunale Wärmeplanung, Wärmestrategie, Sektorkopplung, Groß-Wärmepumpe, e-Mobilität, Lastmanagement, eEG, erneuerbare-Energie-Gemeinschaft, Prosumer, Contracting

2 Ausgangslage

2.1 Dekarbonisierung

Klimaneutralität bedingt die weitestgehende Dekarbonisierung aller Lebensbereiche. Das betrifft neben der elektrischen Energieversorgung auch die Sektoren Raumwärme, Mobilität, Industrie und Landwirtschaft. Die energiebedingten Emissionen stammen größtenteils aus den ersten vier der genannten Sektoren.

In dieser Studie wird die ökonomische Performance einer Energieversorgung behandelt, die ohne Energie- und Stromimporte funktioniert, und zwar am Beispiel einer ländlichen Gemeinde in Vorarlberg. Diese Gemeinde beheimatet keine Industriebetriebe, sodass sich die Betrachtung auf die Sektoren elektrische Energie, Raumwärme und Mobilität bezieht.

Die innerhalb der Ortsgrenzen verfügbaren Energiequellen sind erneuerbarer Natur: Biomasse (Hackschnitzel) aus dem eigenen Wald, Biogas aus der Landwirtschaft und elektrische Energie aus Photovoltaik-Anlagen. Da sowohl das Biomasse- als auch das Biogas-Potenzial beschränkt ist, muss der Großteil der benötigten Energie mittels PV gewonnen werden.

Die ebenfalls regional (aber nicht lokal) verfügbare Wasserkraft kommt hier bewusst nicht zum Einsatz; sie soll – gedanklich – der Vorarlberger Industrie vorbehalten werden, die ebenfalls dekarbonisiert werden muss. Zumindest derzeit kann der Endenergiebedarf für Industrie und Gewerbe (2600 GWh) mit der heimischen Wasserkraft (Gesamterzeugung, abzgl. Pumpstrom x 80% Wirkungsgrad; < 2000 GWh) nicht zur Gänze gedeckt werden.[1]

Auch die benötigte Energie ist zu einem Großteil elektrisch: Neben dem bestehenden Bedarf an Haushalts- und Nutzerstrom ist ein Teil der Raumwärme und die gesamte motorisierte Mobilität mit Hilfe von elektrischer Energie zu dekarbonisieren.

2.2 Winterstrom

Die in Vorarlberg breit anwendbaren Erneuerbaren (Wasserkraft, PV) liefern im Sommerhalbjahr deutlich mehr Energie als im Winterhalbjahr. Bei der Wasserkraft beträgt das Verhältnis rund 60:40, bei der PV sogar 75:25[2]. Der Bedarf an Energie ist aber im Winter größer (Raumheizung, Beleuchtung), woraus ein grundsätzlicher Winterstrommangel und Sommerstrom-Überschuss resultiert. Gegenwärtig sind die sommerlichen Überschüsse aber noch marginal im Vergleich zum winterlichen Fehlbedarf, wie die Abbildung 1 zeigt.

[1] Amt der Vorarlberger Landesregierung, Energie- und Monitoringbericht Vorarlberg 2020
[2] www.smard.de, abgerufen am 13.10.21

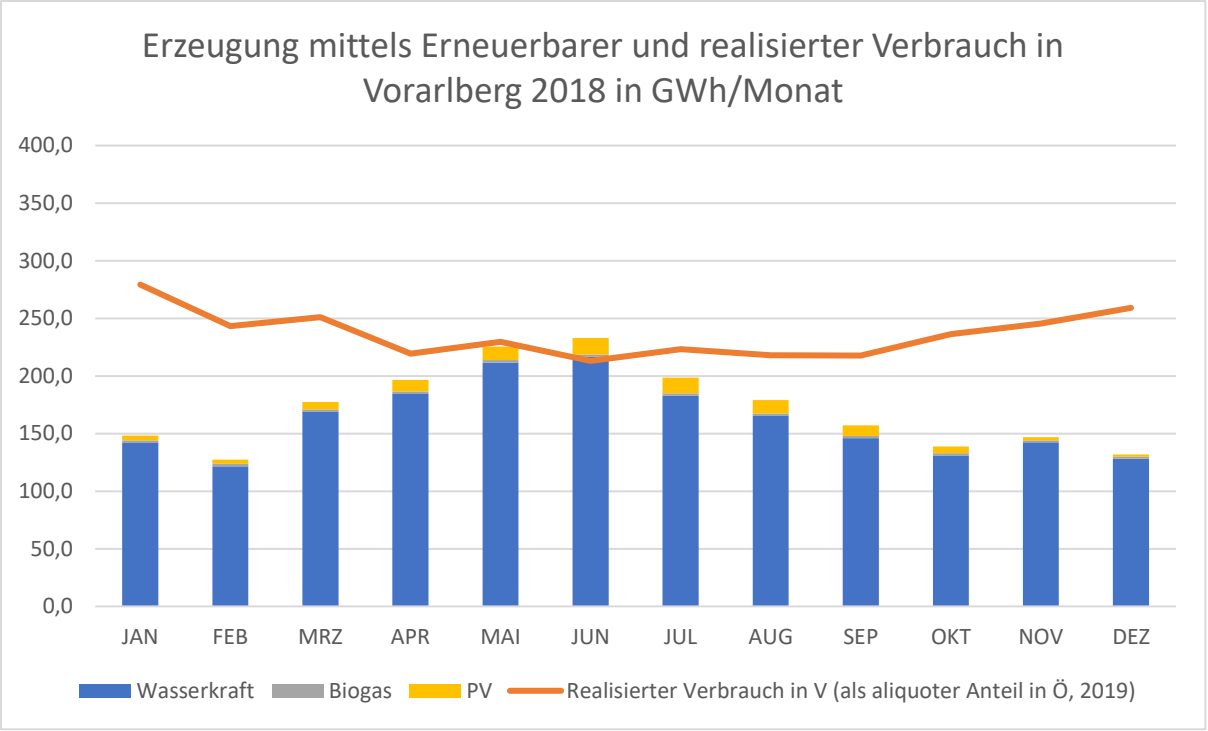

Abbildung 1: Erzeugung elektrischer Energie mittels Erneuerbarer (ohne Pumpspeicherung) und realisierter Verbrauch in Vorarlberg 2018. Eigene Darstellung, Datenquelle www.smard.de

Im Zuge des österreichischen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) ist ein Zubau von 11 TWh PV, 10 TWh Windkraft und 5 TWh Wasserkraft vorgesehen[3]. Die Potenziale der Windenergie sind großteils im Flachland im Osten Österreichs vorzufinden, das alpine Vorarlberg ist für Wasserkraft, aber auch für PV prädestiniert. Werden die österreichischen Pro-Kopf-Quoten jeweils leicht übererfüllt (plus 0,3 TWh Wasserkraft und plus 0,6 TWh PV), ist ein signifikanter sommerlicher Überschuss gegeben. Bilanziell würde der Ertrag nun ausreichen, um den derzeitigen Verbrauch abzudecken. Müsste allerdings beispielsweise die Raumwärme (ohne Sanierungstätigkeit) zur Gänze über elektrisch betriebene Wärmepumpen gedeckt werden, ist der Fehlbetrag im Winter bereits größer als der Überschuss im Sommer (Abbildung 2). Diese grundsätzliche Problematik wird auch in den Nachbarregionen Vorarlbergs entstehen, sodass weder im Sommer Überschüsse wirtschaftlich sinnvoll exportiert, noch im Winter Erneuerbare kostengünstig importiert werden können. Die saisonale Speicherung wird deshalb schon bald eine zentrale Rolle in der elektrischen Energieversorgung spielen.

[3] https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/I/I_00733/index.shtml, abgerufen am 13.10.21

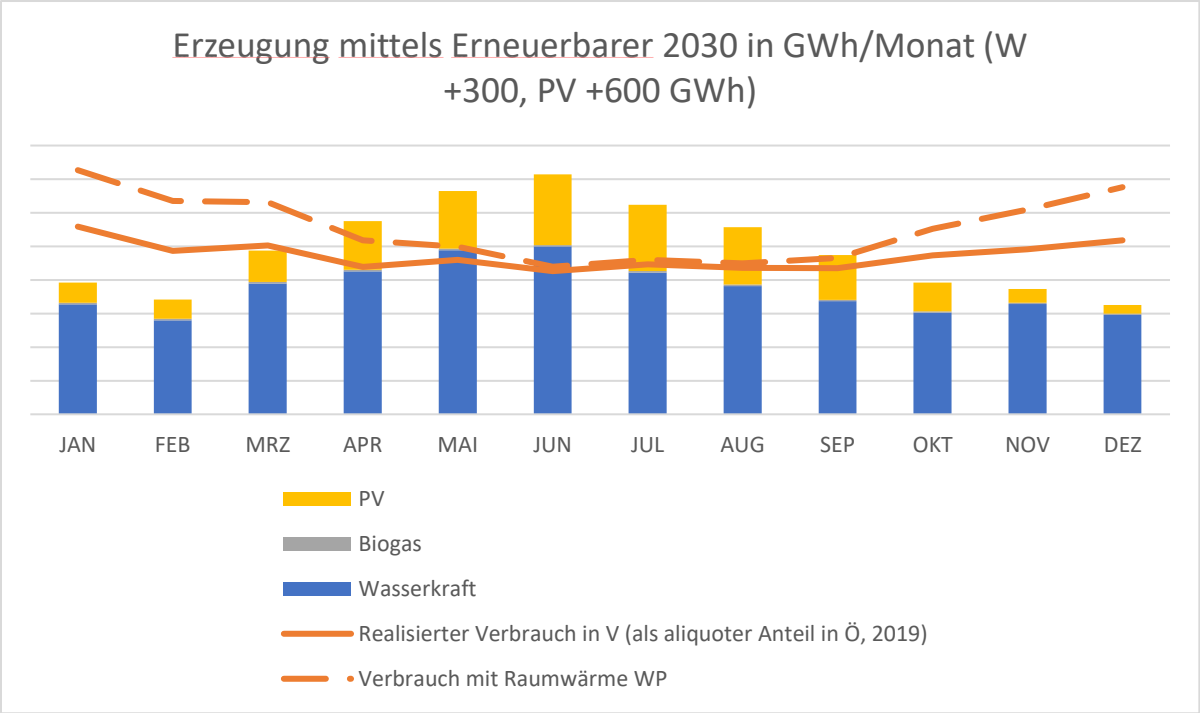

Abbildung 2: Erzeugung elektrischer Energie mittels Erneuerbarer und realisierter Verbrauch in Vorarlberg – Perspektive 2030. Eigene Darstellung.

3 Ökonomie der saisonalen Speicherung mittels Wasserstoff

Abbildung 3 zeigt einige der Möglichkeiten, Energie saisonal zu speichern. Nachdem der Großteil der Energie in elektrischer Form benötigt wird, müssen sogenannte Power-to-Gas- oder Power-to-Liquid-Verfahren angewandt werden. Bei allen Verfahren wird mit Hilfe der überschüssigen elektrischen Energie zunächst Wasserstoff hergestellt (Elektrolyse). Wasserstoff kann direkt gespeichert und mittels Brennstoffzellen rückverstromt, oder aber zu Methan oder Methanol weiterverarbeitet werden. Je mehr Verarbeitungsschritte, umso höher der Anlagenaufwand und (tendenziell) umso schlechter der Gesamtwirkungsgrad, allerdings wird die Speicherung mit jedem Schritt einfacher: Wasserstoff weist eine sehr geringe Energiedichte auf und muss unter Druck in Gasbehältern gespeichert werden. Als Großspeicher kommen auch Salzkavernen in Frage, deren Beschaffenheit ausreichende Dichtheit gewährleistet. Geeignete Salzkavernen existieren allerdings nur in einigen Regionen Europas, etwa in Norddeutschland, nicht aber in Österreich.[4] Methan weist gegenüber Wasserstoff bei 200 bar eine etwa viermal so große Energiedichte auf und könnte auch in (österreichischen) Porenspeichern gelagert werden.[5] Das flüssige Methanol kann bei

[4] Agora Energiewende and AFRY Management Consulting (2021): No-regret hydrogen: Charting early steps for H_2 infrastructure in Europe.

[5] https://www.rag-austria.at/die-rag-energiewelt/energie-speichern/funktionsweise-eines-gasspeichers.html, abgerufen am 15.10.21

Umgebungsdruck und -temperatur gespeichert werden, die Energiedichte ist gegenüber Wasserstoff (bei 300 bar) rund siebenmal höher.

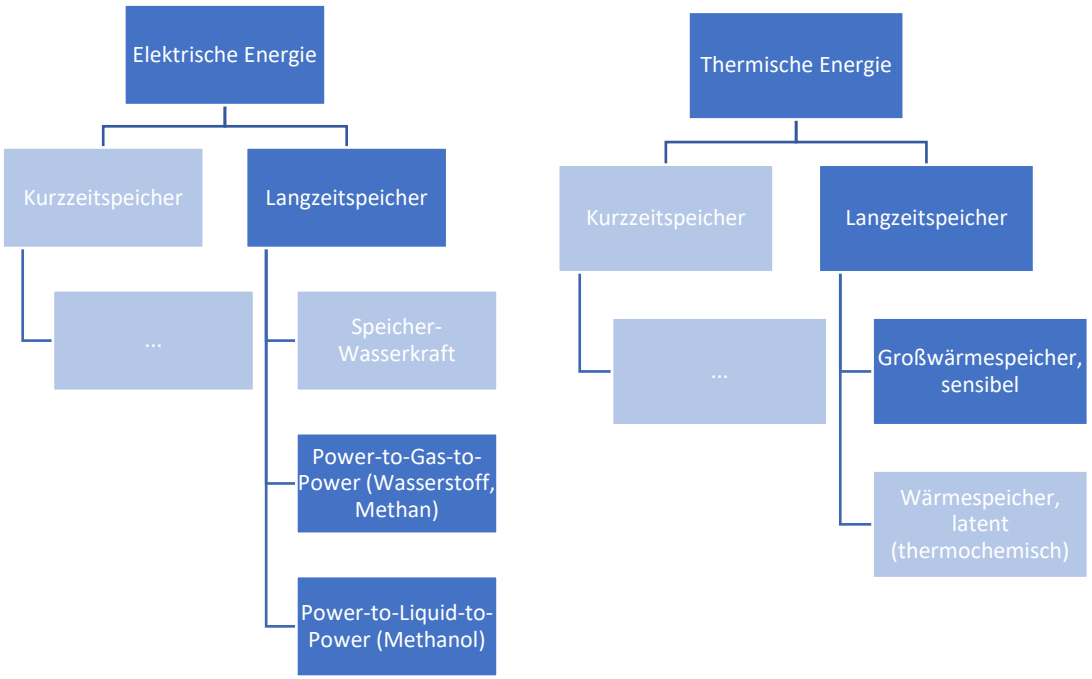

Abbildung 3: Möglichkeiten der saisonalen Speicherung, eigene Darstellung.

3.1 Technologie, Komponenten

Um die elektrische Überschussenergie des Sommers zu speichern, wird ein Elektrolyseur benötigt, der Wasser mit Hilfe von elektrischer Energie in Wasserstoff und Sauerstoff spaltet. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse liegt bei rund 70%; die Abwärme steht mit einem Temperaturniveau von 30-50°C zur Verfügung und kann mittels Wärmepumpe für den sommerlichen Bedarf (Prozesswärme, Warmwasser Haushalte) in Wärmenetzen genutzt werden. Der Wasserstoff wird auf 300 bar verdichtet, um mit möglichst geringen Volumina und Investitionskosten auszukommen. Für die Verdichtung ist ein zusätzlicher Energieeinsatz erforderlich, der etwa 5% des Energieinhalts des Wasserstoffs beträgt. Die Rückverstromung erfolgt in einer Brennstoffzelle, die mit einem Wirkungsgrad von unter 50% arbeitet; die Abwärme kann mit einem Temperaturniveau von 60°C in Wärmenetzen (VL/RL 75/50) direkt als Rücklaufanhebung genutzt werden.

Diese saisonale Speicherung ist also mit hohen Verlusten verbunden; für die kurzfristige Speicherung (Tag/Nacht, bzw. wenige Tage) kommt deshalb ein Batteriespeicher zum Einsatz.

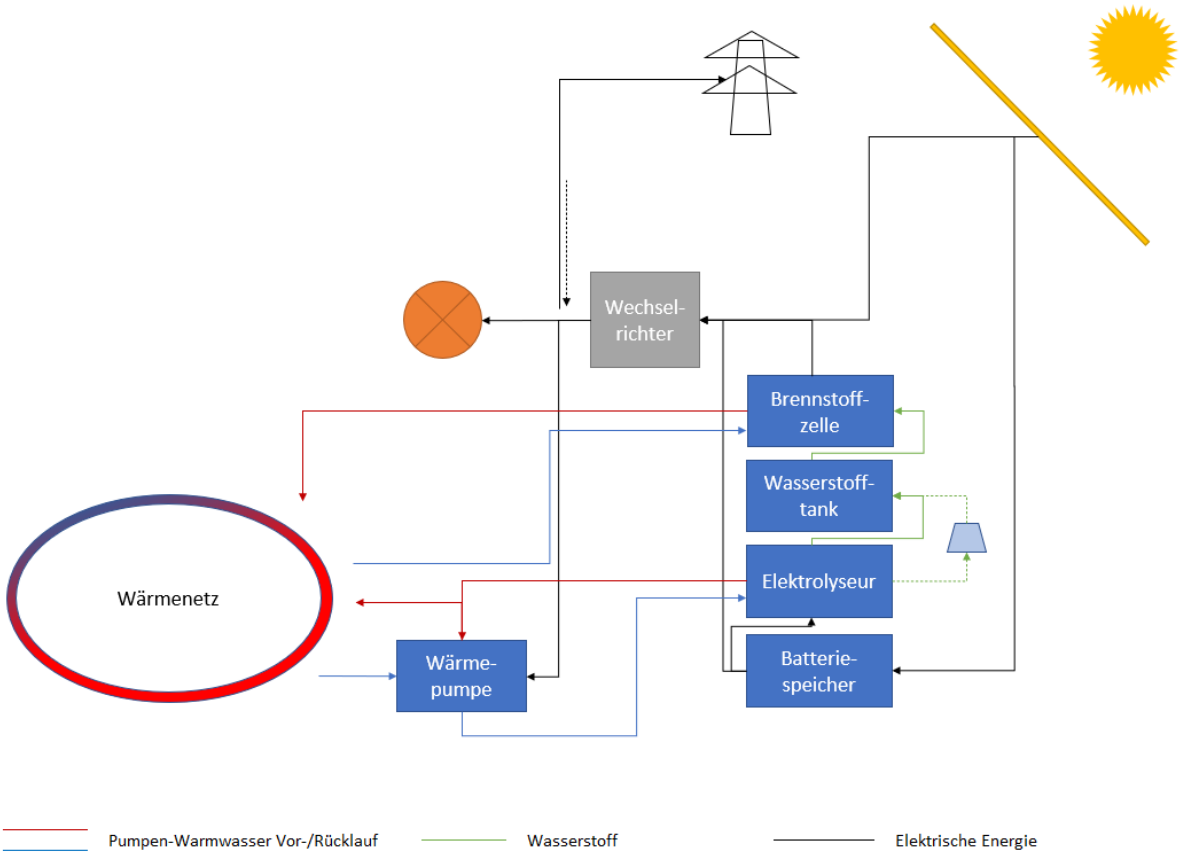

Abbildung 4: Elektrische und thermische Einbindung der Wasserstoff-Komponenten (Schematische Darstellung)

3.2 Skaleneffekt durch Zentralisierung

Die saisonale Speicherung wird in ähnlicher Form vereinzelt bereits im Wohnbau eingesetzt; für das Einfamilienhaus gibt es marktreife Produkte. Die spezifischen Anschaffungskosten sind jedoch sehr hoch, sodass Energieautarkie zwar möglich, aber wirtschaftlich nicht abbildbar ist. In der Studie „HyLiving“[6] wurden neben dem Einfamilienhaus auch Mehrfamilienhäuser mit bis zu 40 Wohneinheiten betrachtet. Unter Zugrundelegung der in dieser Studie formulierten Randbedingungen kann das energieautarke System hier bereits wirtschaftlich betrieben werden.

Dennoch stellt sich die Frage, auf welcher Skalierungsebene sich die saisonale Speicherung ökonomisch optimal darstellt. Die Kapitalkosten für den Anlagenaufwand sinken mit zunehmender Größe, dasselbe gilt prinzipiell auch für die Kosten der für die Wasserstoffproduktion verwendeten Energie. Tendenziell nehmen aber die Kosten für das elektrische Netz zu: Bei der Anwendung im Wohngebäude fallen keine Netzkosten an, in einer erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft nur ein Teil (40 bzw. 60% des üblichen Satzes, je nach Netzebene), und der Extremfall einer zentralen Speicherung für ganz Österreich macht

[6] drexel reduziert, HyLiving: Saisonale Energiespeicherung im Wohnbau, Bregenz 2020

möglicherweise einen massiven Netzausbau erforderlich. Gleichzeitig wird die wertvolle Abwärme umso weniger nutzbar, je größer skaliert wird: Direkt im Wohnbau kann die Abwärme annähernd verlustfrei genutzt werden, im örtlichen Wärmenetz sind die Netzverluste von 10-20% zu berücksichtigen. Je größer die Anlage, umso kleiner wird der Anteil der Abwärme, die in einem Wärmenetz genutzt werden kann.

In der Abbildung 5 ist dieser Zusammenhang exemplarisch dargestellt. Die Skalierung erfolgt dabei auf einer logarithmischen Skala, von einem Energieinhalt von 1000 kWh_H_2 bis 1.000.000.000 kWh_H_2. Optimierungsgröße ist der Preis für die rückverstromte Energie in cent/kWh. Die Werte für die Beispiele aus dem Wohnbau stammen aus der Studie „HyLiving“, die restliche Werte sind Annahmen, die nur dazu dienen, den grundsätzlichen Zusammenhang darzustellen.

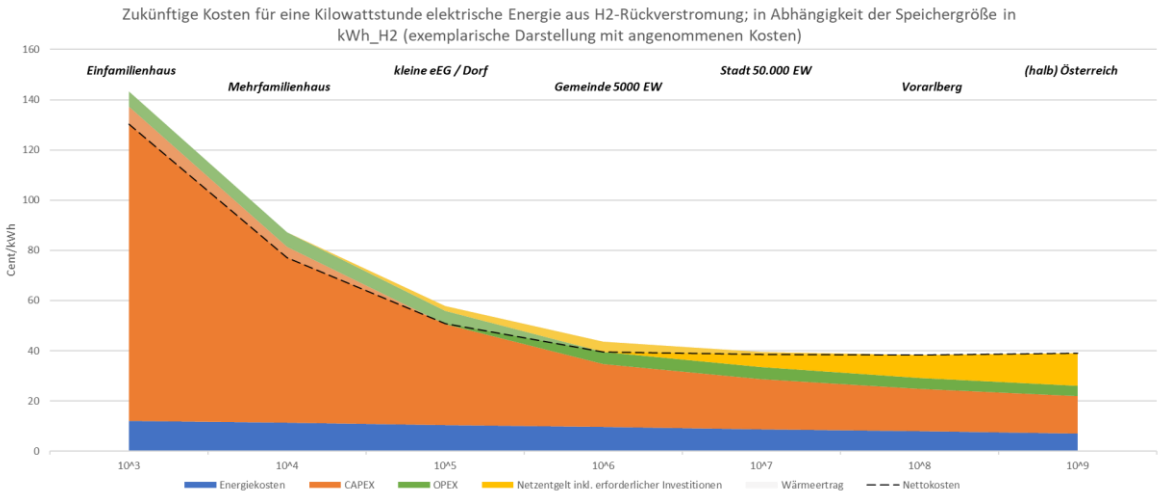

Abbildung 5: Exemplarische Darstellung der Energiekosten aus saisonaler Speicherung

4 Aufgabenstellung und Zielsetzung

Im Rahmen dieser Kurzstudie soll nun ermittelt werden, wie sich diese lokale, saisonale Speicherung vor dem Hintergrund des im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) forcierten PV-Ausbaus und den damit einhergehenden sommerlichen Überschüssen wirtschaftlich abbilden lässt. Wo wird der Preis für die rückverstromte Kilowattstunde (vgl. Kapitel 3.2.) liegen? Unter Zugrundelegung welcher Annahmen und Randbedingungen wäre die Umsetzung eines energieautarken Dorfs denkbar?

Die Arbeit wurde dabei wie folgt aufgegliedert:

Arbeitspaket 1: Datenerhebung

- Ausbau-Szenarien PV
- Energie- und Ökonomie-Daten von
  - Wärmenetz / Ausbau-Optionen
  - Biomasse-Heizwerk / Option BHKW
  - Biogasanlage / Option BHKW

Arbeitspaket 2: Abbildung und Simulation des Basisszenarios (Szenario 1)

- Simulation des PV-Ausbaus in Abstufungen
- Dimensionierung der H_2-Anlage
- Evaluierung Nutzung der Abwärme beider Umwandlungsprozesse
- ökonomische Abbildung der Anlage auf Preisbasis 2025

Arbeitspaket 3: Abbildung und Simulation weiterer Szenarien

- Szenario 2: wie Basis-Szenario, mit Effizienz-Offensive Haushaltsstrom
- Szenario 3: wie Szenario 1, plus E-Mobilität
- Szenario 4: Kombination von 2+3
- Szenario 5: wie Szenario 4, jedoch mit optimierter Beladung der E-Fahrzeuge
- Szenario 6: wie Szenario 5, mit halbierter E-Mobilität

Parallel hierzu wird eine Wärmestrategie entwickelt, die ebenfalls ohne jeglichen Import von Energieträgern auskommt.

Ergebnisse:

- jeweils erforderlicher Ausbau der PV, um elektrische Autarkie zu erreichen
- Dimensionierung des Biomasse-BHKWs
- Konzeption Wärmenetz-Ausbau
- Dimensionierung der jeweiligen H2-Anlage
- Abschätzung der jeweiligen Investitions- und Betriebskosten
- Abschätzung der Energiekosten für die Verbraucher
- Abschätzung der Erträge für eine mögliche Betreibergesellschaft

Arbeitshypothese:

Diese Betreibergesellschaft (Contractor) investiert und betreibt die Anlage für die saisonale Speicherung. Da es sich anzunehmender Weise um einen technikintensiven Betrieb handelt, ist es naheliegend, ihn durch den lokalen Energieversorger oder branchennahe Dienstleister abzuwickeln.

Arbeitspaket 4: Skizzierung Reallabor

- Empfehlung für die Umsetzung einer Variante für ein mögliches Reallabor
- Roadmap für die Vision „Energieautarkes Schnifis“

5 Methodik

5.1 Generelle Vorgangsweise

Im Rahmen des ersten Arbeitspakets wurde der aktuelle Verbrauch an elektrischer Energie nach unterschiedlichen Verbrauchern erhoben, um die passenden Lastprofile abzuleiten. Weiters wurde der Gebäudebestand in Bezug auf seine energetische Qualität erhoben und der damit zusammenhängende Wärmebedarf quantifiziert. Die Daten des derzeit betriebenen Wärmenetzes wurden erhoben; das theoretische PV-Potenzial auf den Dächern der Gebäude stammt aus einer jüngst erstellten Potenzialanalyse.

Auf dieser Basis erfolgte die Modellierung des Bestands im Rahmen einer PV-SOL-Simulation; die saisonale Speicherung wurde in einem eigens hierfür erstellten Tool abgebildet (vgl. Kapitel 5.3). Nach einer Zwischenpräsentation wurde das Basismodell bestätigt, getroffene Annahmen bestätigt, bzw. korrigiert und die zuvor skizzierten Szenarien im Detail spezifiziert und in weiterer Folge modelliert. Für jedes der sechs Szenarien wurden fünf PV-Varianten simuliert, und zwar jeweils eine Ausschöpfung des theoretischen Potenzials (vgl. Kapitel 6.4.1) von 10, 30, 50, 70 und 90% simuliert.

Tabelle 1: Übersicht der simulierten Varianten

Ausschöpfung PV-Potenzial:	10%	30%	50%	70%	90%
Szenario 1	E01P01	E01P02	E01P03	E01P04	E01P05
Szenario 2	E02P01	E02P02	E02P03	E02P04	E02P05
Szenario 3	E03P01	E03P02	E03P03	E03P04	E03P05
Szenario 4	E04P01	E04P02	E04P03	E04P04	E04P05
Szenario 5	E05P01	E05P02	E05P03	E05P04	E05P05
Szenario 6	E06P01	E06P02	E06P03	**E06P04**	E06P05

Für alle Varianten wurde der erreichbare Autarkiegrad und die zugehörigen volkswirtschaftlichen Daten (Investitions- und Betriebskosten aller Komponenten) ermittelt.

Für eine der Varianten (E06P04) wurde seitens des Auftraggebers zusätzlich noch der erforderliche Netzausbau sowie dessen finanzieller Aufwand ermittelt; außerdem erfolgte für diese Variante auch eine Betrachtung der (Betriebs-)Wirtschaftlichkeit aus Sicht der einzelnen Akteure.

5.2 Untersuchte Szenarien im Detail

Die Simulation der elektrischen Energieversorgung wurde für verschiedene Szenarien durchgeführt. Zunächst wurde der Bestandsverbrauch abgebildet (**Szenario 1**), wobei sowohl der Beitrag der Biogas-Anlage als auch jener Beitrag des Biomasse-BHKW, der nicht für die neuen Wärmepumpen (dezentral und zentral) benötigt wird, berücksichtigt wurde. **Szenario 2** bildet den Bestand „effizient“ ab: Durch Effizienzmaßnahmen, wie LED-Beleuchtung, Haushaltsgeräte mit bester Energieeffizienzklasse, etc. wird eine Reduktion des Verbrauchs um 25% erzielt. Das **Szenario 3** bildet wieder den Status quo ab, nun aber ergänzt durch die vollständige Substitution des fossilen PKW-Bestands durch Elektromobilität (siehe Kapitel 6.4), allerdings noch ohne jegliche Optimierung. **Szenario 4** kombiniert die Effizienzstrategie (Sz. 2) mit der Elektromobilität (Sz. 3) und im **Szenario 5** kommen zusätzlich noch Optimierungsstrategien (Ladung bevorzugt bei PV-Angebot, Lastverteilung) bei der Elektromobilität zum Einsatz. Im **Szenario 6** wird letzten Endes – auf Basis des Szenario 5 – der Aufwand für die Elektro-Mobilität halbiert, um zum einen mögliche Veränderungen im Modal Split (Verlagerung auf ÖPNV, …) abzubilden, zum anderen aber auch um dem Umstand, dass die Ladung von Elektro-Autos häufig am Arbeitsplatz erfolgt, Rechnung zu tragen.

Tabelle 2: Übersicht der simulierten Szenarien

Szenario	Haushalts- und Nutzerstrom	E-Mobilität
1	Bestand	-
2	Bestand -25%	-
3	Bestand	100%, nicht optimiert
4	Bestand -25%	100%, nicht optimiert
5	Bestand -25%	100%, optimiert (PV, Lademanagement)
6	Bestand -25%	50%, optimiert (PV, Lademanagement)

Das Design der im Kapitel 7 beschriebenen Dekarbonisierung der Raumwärme erfolgte iterativ, parallel zur Simulation der autarken Versorgung mit elektrischer Energie. Die Ergebnisse aus der Raumwärme sind somit Bestandteil des finalen Szenario 6.

5.3 Modellierung Verbrauch, Erneuerbare und Speicherung

Die Modellierung von Verbrauchern (inkl. Elektro-Mobilität), PV und Batteriespeicher erfolgte mit dem Simulationsprogramm PV-SOL. Dabei wurden typische Lastprofile aus Messdaten hinterlegt, sowohl für den Haushaltsstrom, als auch für öffentliche Gebäude, gewerbliche und landwirtschaftliche Betriebe.

Die Batteriespeicher wurden als zentrale Speichereinheiten für das gesamte Dorf abgebildet. Wenige Großspeicher sind vielen kleinen Speichern wirtschaftlich deutlich überlegen; der Nachteil der Netzgebühren wiegt aufgrund der Begünstigungen im Rahmen der erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft weniger schwer.

Die Modellierung der saisonalen Speicherung mittels Wasserstoff erfolgte auf Basis der exportierten Stundenwerte aus dem PV-SOL: Bei Überschuss wird der Elektrolyseur betrieben und solange Wasserstoff erzeugt, bis der Speicher voll ist, danach wird ins Netz eingespeist; bei Unterdeckung wird die Brennstoffzelle betrieben und solange elektrische Energie produziert, bis der Speicher leer ist, danach wird Strom aus dem Netz bezogen. Dabei werden Speichergröße und Leistung von Elektrolyseur und Brennstoffzelle so gewählt, dass gerade kein Netzstrom bezogen werden muss.

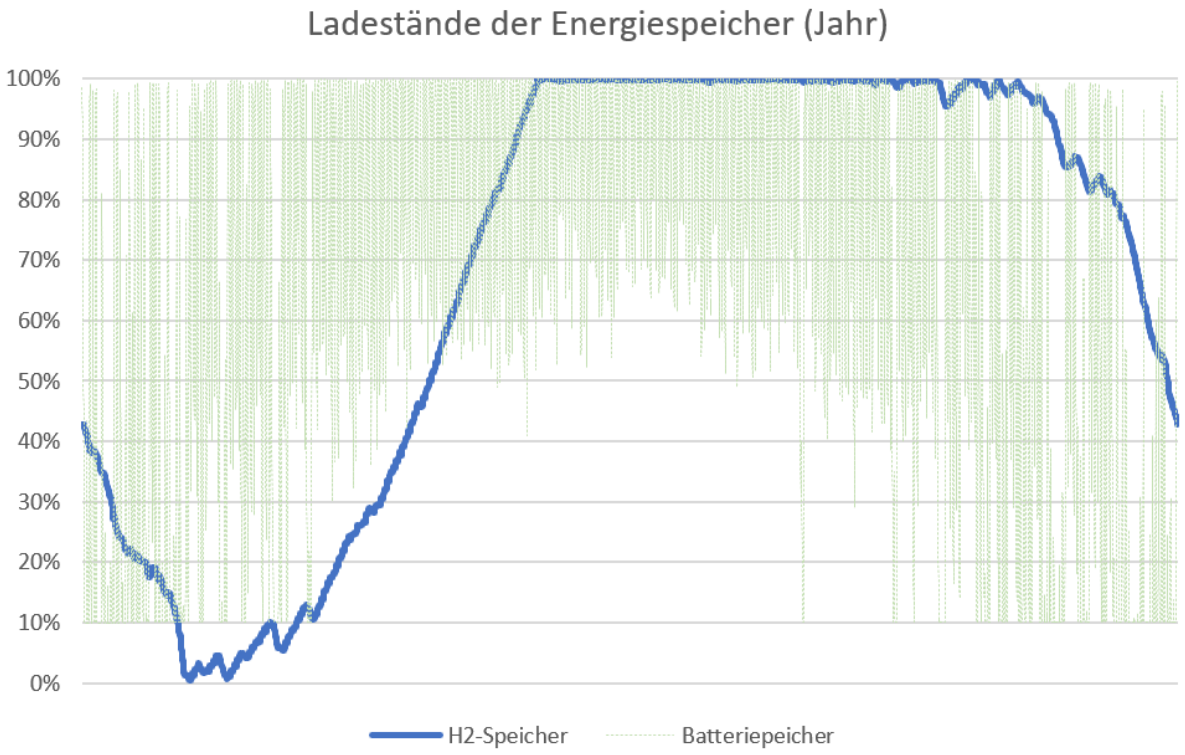

Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung - Speicherstände H2 und Batterie: H_2-Speicher ist ab Anfang Juni bereits gefüllt, danach wird eingespeist. Tiefststand im Februar.

5.4 Raumwärme

Aufgrund der umzusetzenden Umrüstung des bestehenden Biomasse-Heizwerks auf Kraft-Wärme-Kopplung war eine dynamische Modellierung der Raumwärme nicht erforderlich: Das BHKW wird wärmegeführt betrieben, die produzierte elektrische Energie reicht für die Versorgung aller neu zu errichtenden Wärmepumpen aus, sodass keine Beeinflussung der Energieflüsse auf der elektrischen Seite gegeben ist.

5.5 Elektro-Mobilität

Für alle Fahrzeuge steht eine 11-kW-Wallbox zur Verfügung. Werden die Fahrzeuge geladen, wann immer es möglich ist, kommt es zu extremen Lastspitzen ab 17:00, was die erforderliche Brennstoffzellen-Leistung dramatisch erhöht und das System massiv verteuert (Szenarien 3 und 4). Deshalb wurde in den Szenarien 5 und 6 eine optimierte Ladung abgebildet: Die direkte Ladung bei PV-Angebot wird bevorzugt; die Ladung bei fehlendem PV-Angebot erfolgt erst, wenn die hinterlegte, benötigte Reichweite nicht mehr gewährleistet werden kann. Darüber hinaus sorgt ein intelligentes Lademanagement dafür, dass die Ladung nicht immer dann erfolgt, wann es möglich ist, sondern zeitlich verteilt (abgebildet in Form einer Reduktion der Ladeleistung von 11 auf 3,7 kW).

5.6 Ökonomische Randbedingungen

Die Studie HyLiving [6] enthält eine Marktrecherche für alle wesentlichen Komponenten des Systems (Elektrolyseur, Brennstoffzelle, Wasserstoffspeicherung, Photovoltaik und Batteriespeicher). Auf Basis dieser Recherche werden die Investitions- und Betriebskosten der einzelnen Komponenten errechnet und zwar in Abhängigkeit der jeweiligen Größe und des geplanten Investitions-Zeitpunkts (2021 / 2025 / 2030).

Dabei führen die jeweiligen Skalierungen gegenüber bisher untersuchten Anlagen im Wohnbau zu massiven Preisreduktionen. Für die Investitionen in die PV-Anlagen kann dieser Effekt jedoch nicht genutzt werden, weil die Anlagen dezentral errichtet werden. Die Investitions- und Wartungskosten basieren deshalb zu 80% auf einer typischen Anlagengröße von Einfamilienhäusern (10 kWp), zu 20% werden große landwirtschaftliche Gebäude herangezogen (100 kWp). Zeitlich wird das Jahr 2025 als Preisbasis gewählt, sowohl die PV betreffend als auch die restlichen Komponenten.

Investitionen in die umfassende Dekarbonisierung stellen einen öffentlichen Wert dar, eine Einschätzung der zukünftigen Förderlandschaft ist aber nicht seriös möglich. Es wird deshalb in der gesamtwirtschaftlichen Darstellung keinerlei Förderung berücksichtigt, aber auch keine Verzinsung der Investitionen (Annahme einer Förderung in Form eines zinslosen Darlehens).

Als Jahrespauschale pro Zählpunkt wurden € 60,-- gewählt; für das Netzentgelt kommt für die Lieferungen innerhalb der eEG der um 60% reduzierte Satz zur Anwendung (0,015 €/kWh). Der Netzbezug wird für das Jahr 2021 mit € 0,19/kWh kalkuliert und eine jährliche Teuerung von 1,7% berücksichtigt. Der Mittelwert des Betrachtungszeitraums von 30 Jahren liegt somit bei 0,25 €/kWh (Abbildung 7).

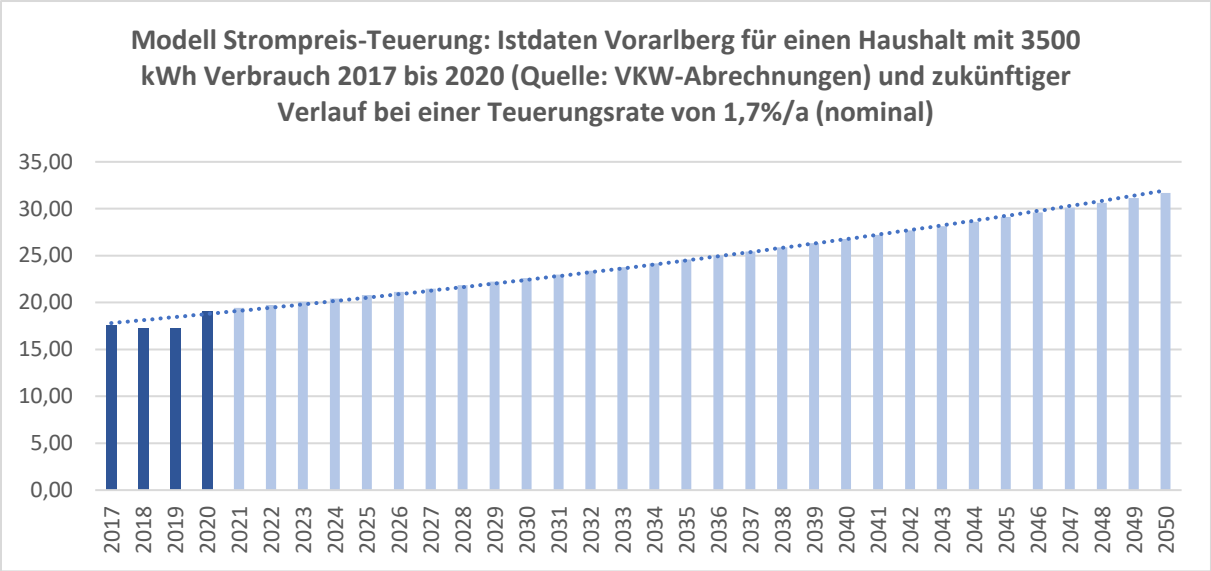

Abbildung 7: Annahme Strompreisentwicklung

Darüber hinaus wird eine CO_2-Abgabe für den Netzbezug angesetzt, die auf einem Emissionskoeffizient von 100 g/kWh basiert. Dieser Wert ergibt sich bei einem Importanteil von 22% aus GuD-Kraftwerken [1] mit einem Emissionskoeffizient von 450 g/kWh. Der CO_2-Preis wird mit 37,50 €/TonneCO_2 berücksichtigt und jährlich um 10% erhöht. Zum Vergleich: Der aktuelle Vorschlag der österreichischen Bundesregierung setzt bei 30 €/TonneCO_2 an, die für 2023 bis 2025 geplanten Erhöhungen liegen zwischen 17 und 29%.
Der Preis für die Energielieferungen innerhalb der eEG beträgt 0,12 €/kWh. Die Vergütung der ins Netz eingespeisten Überschuss-Energie wird mit einem Satz von 0,035 €/kWh bewusst niedrig gewählt.

5.7 Datengrundlagen

Neben den jeweils zitierten Quellen wurden für die vorliegende Studie konnten folgende Datenquellen verwendet werden:

- Datenbank „AGWR“ der Statistik Austria
- Fachstellen der illwerke VKW
- Persönliche Befragung der Gemeindebediensteten in Schnifis
- Technische Unterlagen und Informationen von Produkt- und Anlagenherstellern

6 Schnifis, Vorarlberg

Die Gemeinde Schnifis mit knapp 900 Einwohnern liegt auf 657 m Seehöhe am Südhang des Walgau in Vorarlberg. Entsprechend der ländlichen Struktur beheimatet die Gemeinde zahlreiche landwirtschaftliche, sowie einige Gewerbe- und Dienstleistungs-Betriebe. Die Bebauungsstruktur ist von Einfamilienhäusern und landwirtschaftlichen Gebäuden geprägt.

6.1 Exkurs: Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft[7]

Die eEG Schnifis[8] wurde 2020 als Pilotprojekt gestartet und steht zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieser Studie bereit zur Umsetzung. 18 Haushalte, ein Milchviehbetrieb mit Biogasanlage, die Gemeinde, zwei KMUs sowie die Sennerei-Genossenschaft stellen insgesamt 23 ProsumerInnen. Ein web-basiertes „many-to-many"-Abrechnungstool bezieht im Viertelstundentakt Echtzeitdaten aus den Smartmetern und teilt den eEG-Strom gemäß einem einfachen, dynamischen Aufteilungsschlüssel in der eEG auf, visualisiert diese und stellt Saldodaten für die Abrechnung bereit.

Biogas- und PV-Strom werden somit direkt gehandelt und auch auf die Erzeuger- und Verbraucherspitzen abgestimmt (Synergie Biogasspeicher und PV-Spitze, Quasi-Speicher). Mit Hilfe dieses Tools ist es jedem Prosumer möglich, sein Nutzerverhalten zu optimieren.

Die Preisgestaltung ist transparent, demokratisch und erzeuger-kostengerecht: Die Gestehungskosten sowie effektiv einhergehende Umwelt- und Klimaschutzmaßnahmen werden auf die Kilowattstunde umgelegt, sodass der eEG-Strompreis auf dem Niveau des regionalen Ökostrompreises zu liegen kommt. Die gemäß EAG rückbehaltenen Abgaben und Gebühren werden durch die eEG in PV-Ausbau und Ökologisierung reinvestiert.

Aus Grünstrom wird somit „Ökostrom": Mittels Ökoprofit-Zertifizierung wird die Klima/Umweltleistung aller Erzeuger approbiert und transparent gemacht. Die damit einhergehende CO_2-Bilanz quantifiziert dabei die Klimawirksamkeit (CO_2-Rucksack oder Klimaschutzwirkung) der Betriebe, was die Qualität absichert und einen „Klima-KVP" anstößt. Die eEG gestaltet jährlich einen solchen „glokalen Green Deal" mit der Land-Wirtschaft, d.h. mit allen Stromerzeugern, die die Grünstrom-Erzeugung zusätzlich auch ökologisieren können. Dies findet 2022 zum ersten Mal statt. Es ist somit ein digital unterstütztes Partizipationsprojekt, das den 4D-Kriterien gerecht wird: Digitalisierung, Dekarbonisierung, Dezentralisierung, Demokratisierung. Die Koppelung dieser eEG an Ziele der Agriwende u.a. kann darüber hinaus als „glokale" Sektorensynergie angesehen werden (vergl. KLAR, KEM-Ziele).

In Bezug auf die Modellierung dieser eEG sind alle Verbraucher und dezentralen Energielieferanten miteinander verbunden. Erst wenn alle Verbraucher mit Energie versorgt sind und dennoch Überschussstrom ansteht, wird gespeichert – zunächst im zentralen Batteriespeicher, bei vollgeladenem Speicher wird Wasserstoff produziert, bei vollem Wasserstoffspeicher wird eingespeist. Übersteigt der Verbrauch das PV-Angebot, wird zunächst die Batterie entladen; in zweiter Linie wird Wasserstoff in der Brennstoffzelle rückverstromt.

---

[7] https://www.energieinstitut.at/energiegemeinschaften-nach-dem-erneuerbaren-ausbau-gesetz-eag/, abgerufen am 4.11.21

[8] https://energiewenden.at/blog/erneuerbare-energie-gemeinschaften, abgerufen am 4.11.21

6.2 Elektrische Energie: Verbräuche und Verbrauchsprofile

Der gesamte Verbrauch an elektrischer Energie beträgt 2,2 GWh/a. Davon fallen 1,4 GWh/a für die privaten Haushalte an, das entspricht ca. 1600 kWh/Person. Hierin sind einige Wärmepumpen-Heizsysteme enthalten, ebenso wie einige elektrisch betriebene Warmwasserbereitungen. Der bereinigte Bedarf für den Haushaltsstrom wird auf 1350 kWh/Person geschätzt; das entspricht einem spezifischen Bedarf von ca. 27 kWh/m^2_{WNF}a.
Für die verschiedenen Bedarfs-Kategorien (Haushaltsstrom, Wärmepumpe, Gewerbe und Landwirtschaft) wurden für die Simulation entsprechende Lastprofile berücksichtigt.

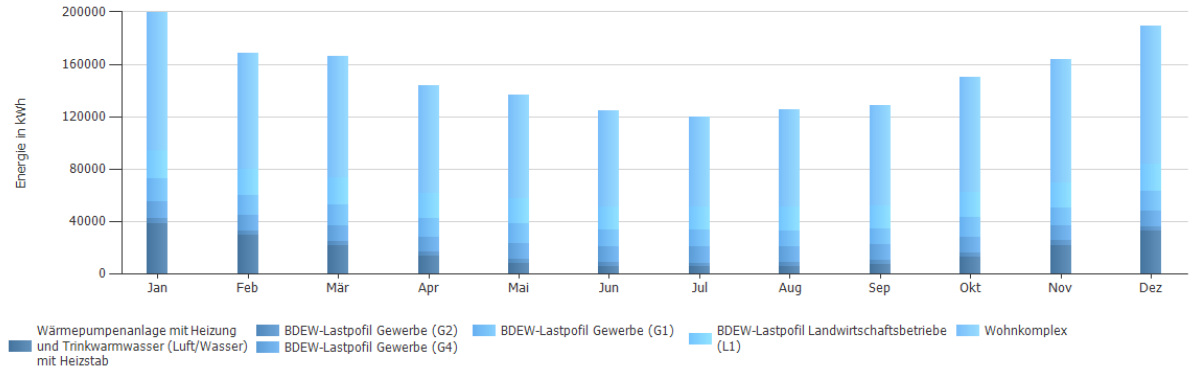

Abbildung 8: Monatsbedarfe der hinterlegten Lastprofile des Bestandsverbrauchs, Simulation PV-SOL

Die definierten Lastprofile führen zu Spitzenlasten unter 600 kW (Abbildung 9), leicht winterlastig; die Orts-Trafostation ist für eine Leistung von 1 MW dimensioniert.

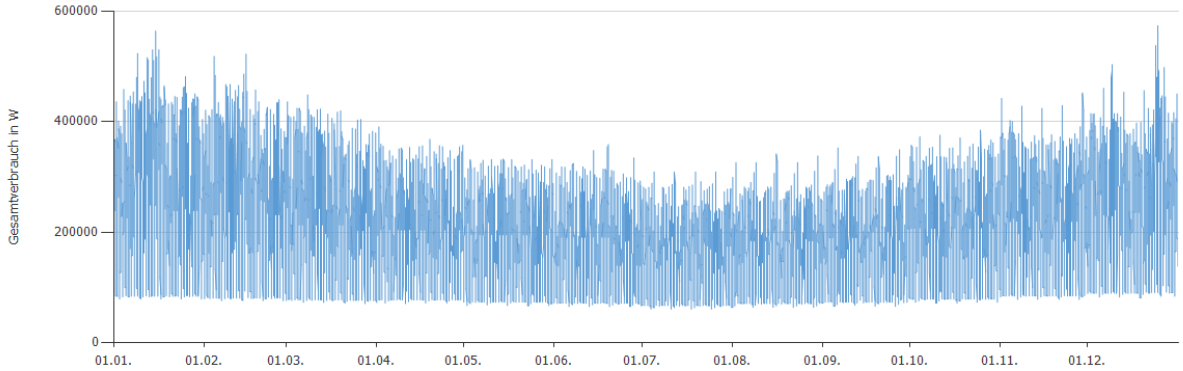

Abbildung 9: Lastgang des Bestands im Jahresverlauf auf Basis der kumulierten Lastprofile, Simulation PV-SOL

6.3 Raumwärme: Verbräuche und Definition des Verbrauchsszenarios

Über 90% der Gebäudefläche der Gemeinde ist den Wohngebäuden zuzuordnen. Wenige Gewerbe- und Dienstleistungsbetriebe, sowie landwirtschaftliche und öffentliche Gebäude komplettieren den Bestand. Abbildung 10 zeigt die Verteilung der Nutzflächen auf die

verschiedenen Bauepochen gemäß AGWR (Adress-Gebäude- und Wohnungsregister) der Statistik Austria, sowie den abgeschätzten Endenergiebedarf für Heizung und Warmwasser.[9]

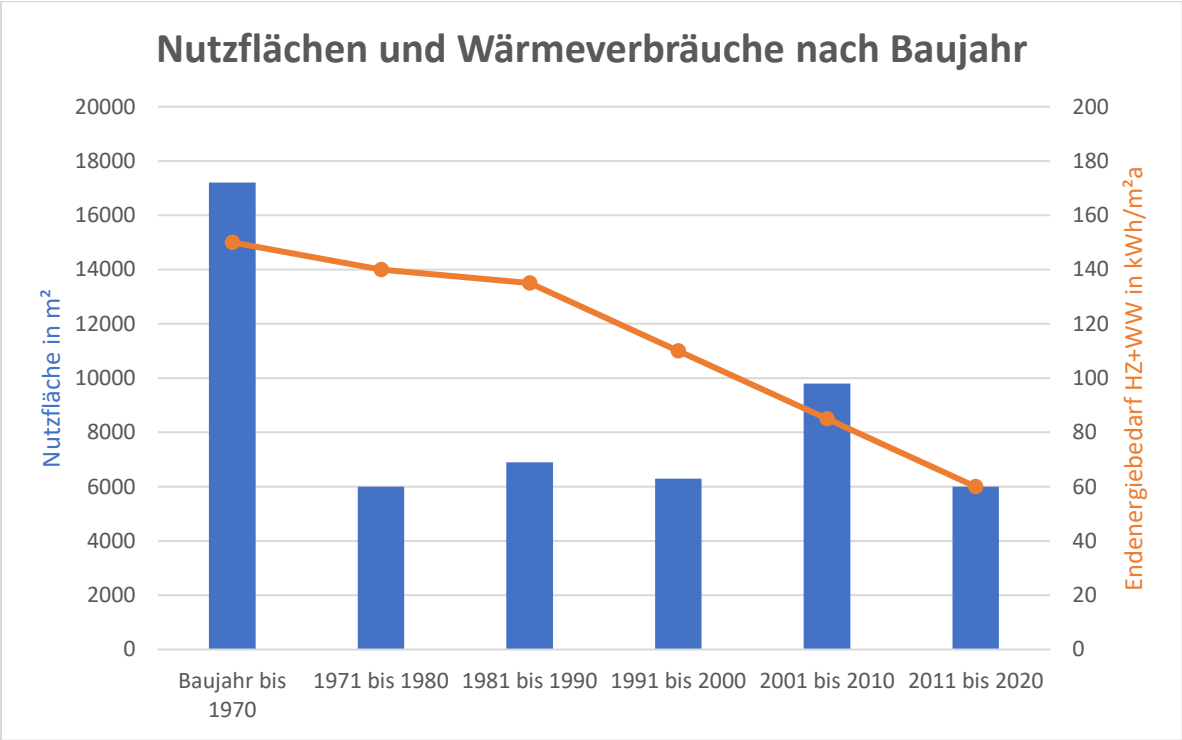

Abbildung 10: Nutzflächen und Energiekennzahlen nach Bauepoche

Daraus ergibt sich ein Gesamtenergieverbrauch für Heizung und Warmwasser von 6,2 GWh/a. Die Gebäude Baujahr 1970 oder älter verbrauchen davon mehr als 40% (Abbildung 11).

Für die Betrachtung des zukünftigen, energieautarken Szenarios wird für Vollsanierungen eine Quote von 1,5%/a angesetzt, was bei der Sanierung einem mittleren Gebäudealter von 67 Jahren entspricht. Im Lauf der 2020er- und 2030er-Jahre wird somit ein Drittel des Gebäudebestands saniert, das sind alle Gebäude Baujahr 1970 oder älter. Für das energetische Niveau wird das gesamtwirtschaftliche Optimum gewählt (Niedrigste Summe der Kapital- und Verbrauchskosten) was in etwa dem heutigen, ökonomischen Neubau-Niveau entspricht (Heizwärmebedarf 20-30 kWh/m²$_{WNF}$.a).[10]

[9] Greller, M. et al.: Universelle Energiekennzahlen für Deutschland – Teil 2: Verbrauchskennzahlentwicklung nach Baualtersklassen; in: Bauphysik 32(2010) Heft 1

[10] M. Ploss, T. Hatt, C. Schneider, T. Rosskopf, und M. Braun, „Modellvorhaben KliNaWo - Klimagerechter, nachhaltiger Wohnbau - Zwischenbericht Jänner 2017“, Energieinstitut Vorarlberg, Dornbirn, 2018.

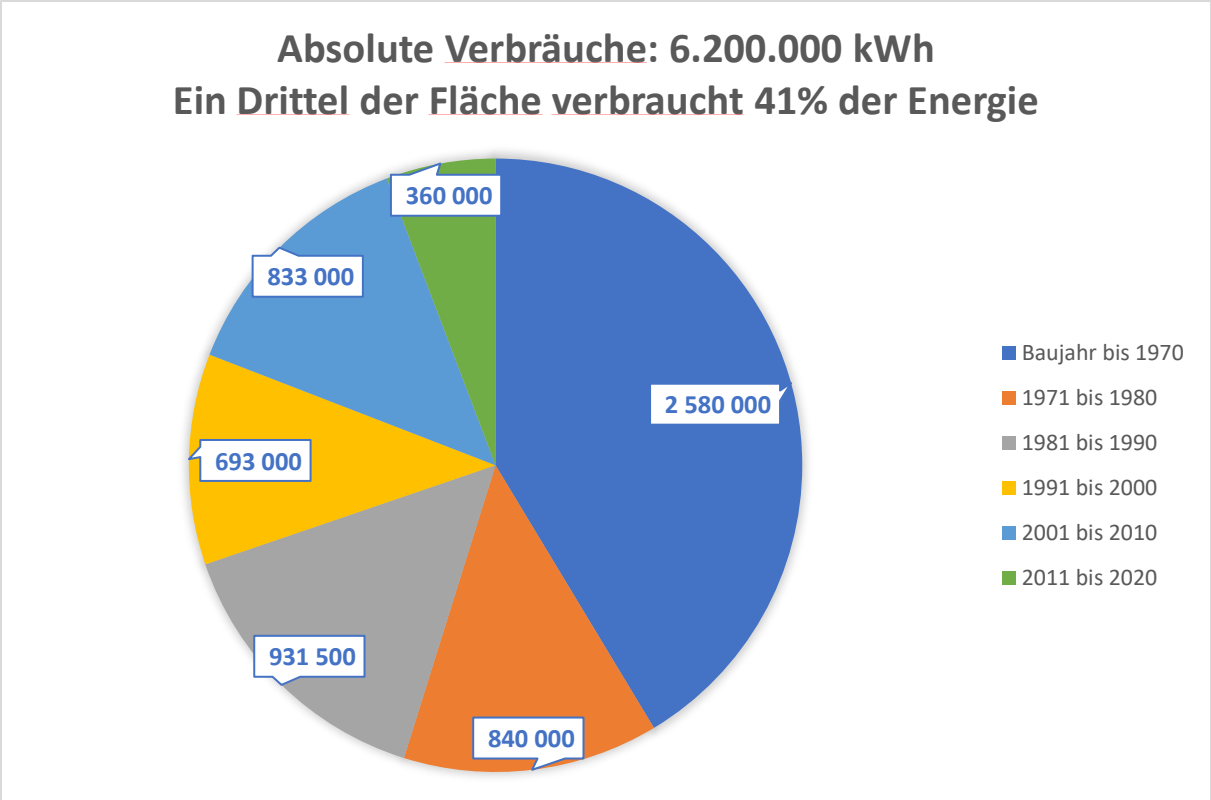

Abbildung 11: Wärme: Absolute Verbräuche nach Bauepochen

Weiters wird für Fenster eine Lebensdauer von 30 Jahren angesetzt, sodass in den nächsten 20 Jahren zwei Drittel aller Fenster getauscht wurden. Ein Drittel befindet sich in den Vollsanierungsgebäuden, der Einbau von Fenstern hoher thermischer Qualität führt somit in einem weiteren Drittel der Gebäude zu einer Verbrauchsreduktion.

Letztlich wird auch der globalen Erwärmung Rechnung getragen: Die bisherige Erwärmung von etwas mehr als einem Grad führte in Österreich bereits zum doppelten Anstieg[11]; für die 2030er-Jahre ist zumindest mit einem weiteren Grad Erwärmung zu rechnen, was in Form einer Verbrauchsreduktion von 15% des Heizwärmebedarfs berücksichtigt wird. Der geringe Bedarf an Prozesswärme (Sennerei) bleibt unverändert.

In Summe führt diese Sanierungsstrategie (zusammen mit der globalen Erwärmung) zu einer Verbrauchsreduktion um 42% auf 3,6 GWh/a.

11 https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/news/zweitwaermster-sommer-der-messgeschichte, abgerufen am 18.10.21

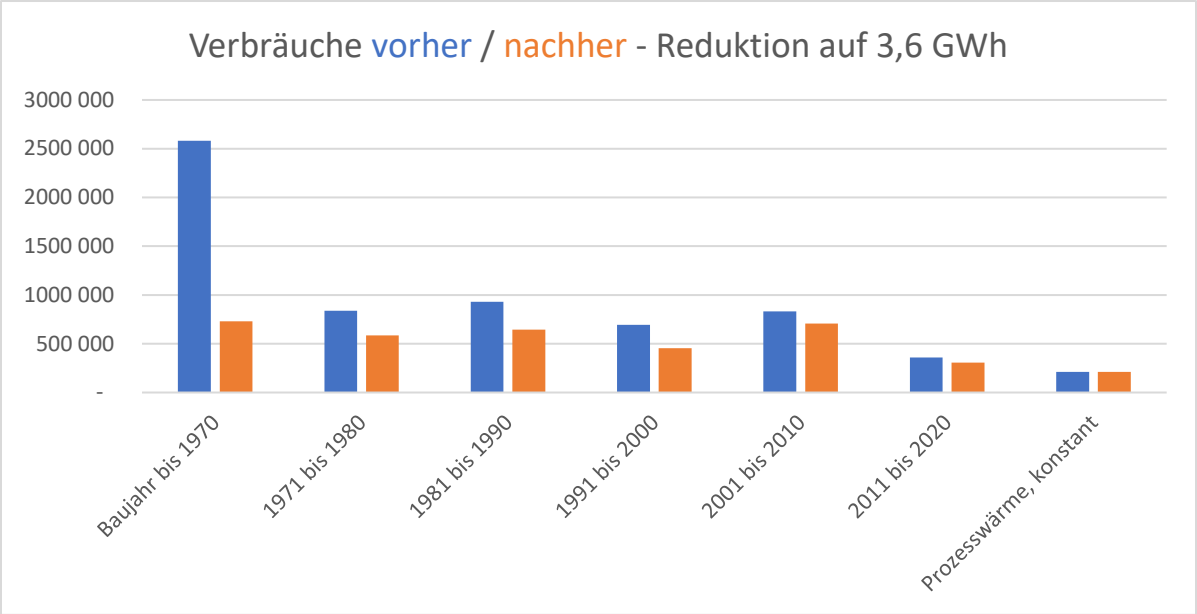

Abbildung 12: Veränderung der Wärmebedarfe nach Bauepochen

6.4 E-Mobilität

Ausgehend vom österreichischen Bestand von 0,57 PKW/Einwohner[12] kommen bei der 100%igen Substitution 500 Elektro-Fahrzeuge zum Einsatz. Die Fahrleistung wird im Durchschnitt mit 13.000 km/Jahr angesetzt, wobei eine Aufteilung in vier Kategorien erfolgt:

- 100 Fahrzeuge á 18.200 km/Jahr, Lademöglichkeit zwischen 17:00 und 7:00 und am Wochenende
- 200 Fahrzeuge á 13.000 km/Jahr, Lademöglichkeit zwischen 17:00 und 7:00 und am Wochenende
- 100 Fahrzeuge á 13.000 km/Jahr, Lademöglichkeit täglich zwischen 13:00 und 7:00
- 100 Fahrzeuge á 7.800 km/Jahr, Lademöglichkeit täglich zwischen 13:00 und 7:00

6.5 Potenziale Erneuerbare Energie

6.5.1 Photovoltaik

Gemäß AGWR beträgt die überbaute Grundfläche in Schnifis 51.148 m². Der PV-Potenzial-Analyse der illwerke VKW zufolge bieten die zugehörigen Dachflächen mit einer Einstrahlung von >800 kWh/m²a ein theoretisches Ertragspotenzial von 5,89 GWh/a; nimmt man auch die Kategorie <800 kWh/m²a hinzu, beträgt das Potenzial 6,99 GWh/a. Um einen Teil dieser Kategorie mitzuberücksichtigen, wird hier von einem theoretischen Potenzial von 6,45 GWh/a ausgegangen. Dieses Potenzial umfasst alle Dachflächen des Ortes, lässt aber alle anderen

[12] Statistik Austria: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html

Möglichkeiten unberücksichtigt: Gerade im ländlichen Raum stellt Agri-PV, also die flächensparende Möglichkeit, PV und Landwirtschaft zu kombinieren, eine immer interessanter werdende Option dar, aber auch PV auf Infrastrukturanlagen oder Freiflächen kann grundsätzlich in Betracht gezogen werden. Im vorliegenden Bericht wird nur von PV-Flächenpotentialen auf bestehenden Dächern ausgegangen. Das tatsächlich realisierbare Potenzial auf den Dachflächen dürfte nach eigener Einschätzung bei 50 bis 70% des theoretischen Potenzials liegen; für höhere PV-Erträge müssten weitere der oben angeführten Möglichkeiten erwogen werden, wobei insbesondere das Potenzial für Agri-PV in Schnifis beträchtlich ist.

In der Simulation orientieren sich die PV-Flächen auf den Gebäuden an den Gegebenheiten des Ortes: Ein Drittel der Fläche wird südorientiert auf einem 30° geneigten Satteldach abgebildet, jeweils 30% der Fläche ost- und westorientiert ebenfalls 30° geneigt, und nur 7% werden ost-west-orientiert mit 15° Neigung auf Flachdächern abgebildet.

6.5.2 Biomasse

Die Gemeinde Schnifis betreibt ein Biomasse-Nahwärmenetz; das Waldhackgut (WHG) wird vom Forstbetrieb der Gemeinde geliefert. Der aktuelle Bedarf an WHG liegt bei rund 2.500 Schüttraummeter, was einem Energieinhalt von knapp 2 GWh entspricht.

Insbesondere im ländlichen Raum wäre es grundsätzlich möglich, deutlich mehr Biomasse zu nutzen und auch für die winterliche Stromversorgung einzusetzen. Regional sind die Potenziale jedoch beschränkt: Bei einer Erhöhung der gegenwärtigen Nutzung (rund 1200 GWh [1]) um 20% stünde in Vorarlberg eine Energiemenge von 1500 GWh zur Verfügung[13]. Aus energiepolitischer Sicht sollte aber rund die Hälfte davon zukünftig für die Dekarbonisierung der industriellen Prozesswärme reserviert werden[14]. Teilt man die verbleibenden 750 GWh bevölkerungsaliquot auf, können der Gemeinde Schnifis 1,65 GWh „zugeteilt“ werden. Bei einem Feuerungswirkungsgrad von 85% entspricht dies einem Energieinhalt des WHG von 1,95 GWh und somit dem heutigen Verbrauch. Das Potenzial fließt dementsprechend in dieser Höhe in die Variantenbetrachtung ein.

6.5.3 Biogas

Der größte landwirtschaftliche Betrieb der Gemeinde betreibt eine Biogasanlage, die jährlich rund 0,34 GWh elektrische Energie liefert. Die Anlage wird ganzjährig betrieben und arbeitet derzeit als Überschusseinspeiser. Durch die Möglichkeit der kurzfristigen Speicherung des Gases stellt die Biogasanlage ein wertvolles Potenzial zur Erhöhung des Eigenverbrauchsanteil der PV-Energie innerhalb der eEG bereit.

[13] M. Preißinger et al., Energieautonomie Vorarlberg 2050, Szenarienbetrachtung 2030
[14] drexel reduziert, Wasserstoffanwendungen in der Vorarlberger Industrie, Bregenz 2021

7 Wärmestrategie

Gegenwärtig sind 40 der rund 260 Verbraucher am Biomasse-Nahwärmenetz angeschlossen, darunter die Sennerei und einige öffentliche Gebäude. Die restlichen Gebäude verfügen etwa zur Hälfte über eine Ölheizung, zu je rund einem Viertel sind dezentrale Biomasse-Heizungen und Wärmepumpen im Einsatz. Die Strategie zur vollständigen Dekarbonisierung der Raumwärme orientiert sich an den Potenzialen der Biomasse, der Abwärme aus der Rückverstromung mittels Brennstoffzelle, der ökonomisch umsetzbaren Gebäudesanierung, aber auch an den ökonomischen Grenzen des Wärmenetz-Ausbaus. Gebäude, die nicht an das Wärmenetz angeschlossen werden können, werden zukünftig durch wenige (bestehende) Biomasse-Einzelfeuerungen beheizt, die Substitution der fossilen Wärmeerzeuger erfolgt durch Wärmepumpen.

7.1 Auswirkung der Gebäudesanierung

Die im Kapitel 6.3 beschriebene Sanierung führt zu einem deutlich reduzierten Energieverbrauch, der einen verringerten Wärmeabsatz über das bestehende Wärmenetz zur Folge hat. Um dieses Netz weiterhin wirtschaftlich betreiben zu können und die zur Verfügung stehenden Abwärmequellen zu nutzen, muss die Anschlussdichte erhöht und das Netz auch räumlich erweitert werden. Die Erweiterungsoptionen wurden seitens der Gemeinde wie nachfolgend skizziert erhoben.

Abbildung 13: Skizze des bestehenden Wärmenetzes (grün) sowie der geplanten Erweiterung (blau)

7.2 Biomassenutzung: Winterstrom durch Kraft-Wärmekopplung

Das verfügbare Potenzial an Biomasse wird in einem zentralen Blockheizkraftwerk (BHKW) zur Erzeugung elektrischer Energie genutzt. Das gewählte Fabrikat (Syncraft, CW700-200+) weist einen elektrischen Wirkungsgrad von 27% auf; die Wärmeauskoppelung erfolgt auf zwei verschiedenen Temperaturniveaus: 41% des Brennstoff-Energieinhalts wird in Wärme mit 90°C umgesetzt und direkt in das Wärmenetz eingespeist, weitere 15% stehen mit einem

Temperaturniveau von ca. 50°C zur Verfügung. Damit kann eine Groß-Wärmepumpe mit einem COP (Coefficient of Performance) von etwa 6,0 und somit sehr effizient betrieben werden. Das Biomasse-BHKW wird – anders als üblich – wärmegeführt betrieben. Die Zielsetzung lautet nicht, möglichst viel Laufzeit und somit möglichst viel elektrische Energie zu liefern, sondern, mit dem verfügbaren Biomasse-Potenzial möglichst viel Winterstrom zu produzieren und dabei die wertvolle Abwärme vollständig zu nutzen. Vor dem Hintergrund der ökonomisch aufwändigen saisonalen Speicherung der elektrischen Energie mittels Wasserstoff ist diese Betriebsweise wirtschaftlicher als die sonst übliche Maximierung der Stromerzeugung. Insgesamt liefert das BHKW 441 MWh elektrische Energie, die den Bedarf der neuen, dezentralen Heizungswärmepumpen, sowie der Groß-Wärmepumpe im Wärmenetz in Höhe von insgesamt knapp 400 MWh abdeckt und darüber hinaus noch einen Beitrag für die Abdeckung des Bestands in Höhe von 45 MWh liefert. Dieser Beitrag wurde nur für das finale Szenario 6 iterativ ermittelt; in den Szenarien 1 bis 5 wurde für die Abdeckung des bestehenden Bedarfs ein Beitrag von 200 MWh angenommen.

Die vom BHKW gelieferte, direkt nutzbare Wärme ist nun mit 669 MWh deutlich geringer als die gegenwärtige Wärmelieferung des Heizwerks. Zusammen mit den weiteren (Ab-) Wärmequellen kann das Wärmenetz aber dennoch ausgelastet und auch erweitert werden.

7.3 Multimodales Wärmenetz

Die Abbildung 14 zeigt das vereinfachte Schema der Wärmeerzeuger im Nahwärmenetz. Die Brennstoffzelle, zur Rückverstromung hauptsächlich im Winter im Einsatz, liefert Abwärme mit etwa 60°C, womit der Rücklauf (50°C) angehoben werden kann. Die Groß-Wärmepumpe (Leistung 150 kW_thermisch) nutzt im Winter die Niedertemperatur-Auskoppelung des BHKW und liefert je nach Betriebsmodus 60 bis 75°. Den Sommerbetrieb deckt die Wärmepumpe monovalent ab, als Wärmequelle dienen Abwärme der Elektrolyse und Umgebungsluft.

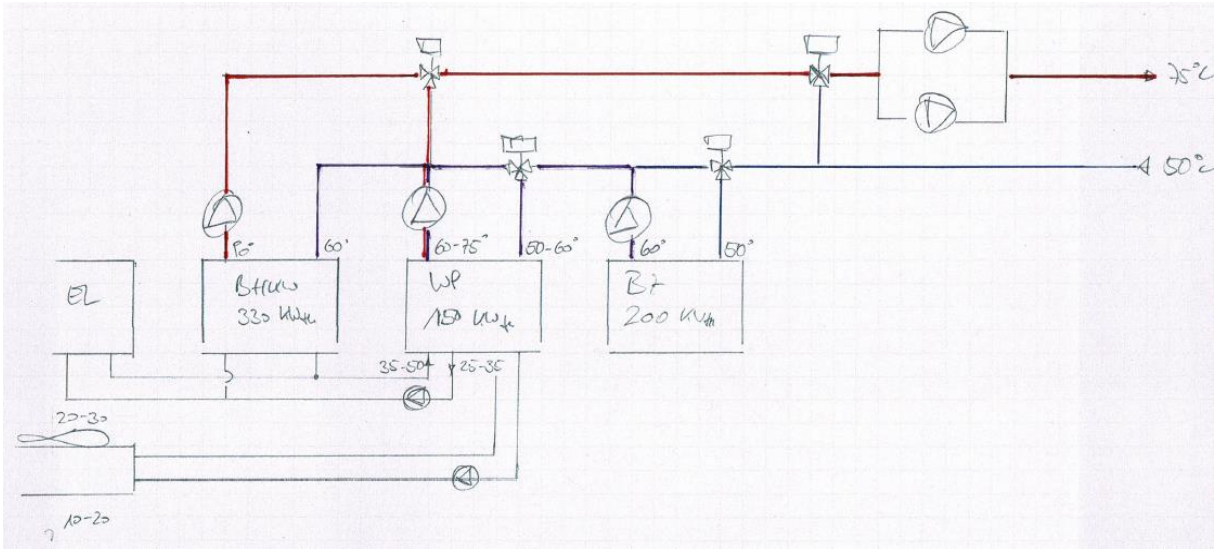

Abbildung 14: Skizze der Wärmeerzeuger im Nahwärmenetz

Die Groß-Wärmepumpe leistet in mehrfacher Hinsicht wertvolle Dienste: Sie sorgt im Sommer – mit Hilfe von billigem PV-Überschussstrom – für kostengünstige Lieferung der benötigten Wärme für Sennerei und Warmwasser der angeschlossenen Wohngebäude. Sie nutzt das anderweitig nicht verwertbare Temperaturniveau von 50°C der zweiten BHKW-Auskoppelung und arbeitet dabei mit sehr hoher Effizienz. Die Leistung von 150 kW_th stellt einen wichtigen Beitrag zur gesamten Leistungserbringung und ermöglicht damit den Einsatz eines kleineren Biomasse-BHKW. Abbildung 15 zeigt das Temperatur-Niveau der jeweiligen Wärmequelle sowie der daraus resultierende COP im Jahresverlauf. Die Jahresarbeitszahl liegt bei 4,1; von größerer Bedeutung ist aber die sehr hohe Effizienz in den Wintermonaten.

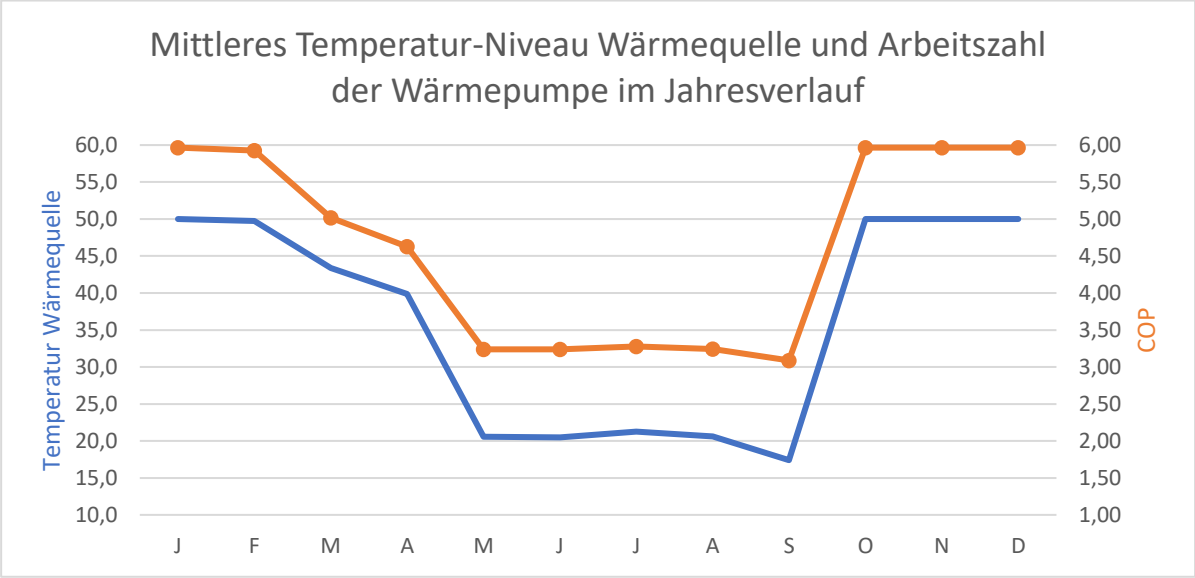

Abbildung 15: Temperatur Wärmequelle und Arbeitszahl der Groß-Wärmepumpe

Die Brennstoffzelle liefert bei einer Leistung von 200 kW eine nutzbare Abwärme in der Größe von 287 MWh; eine elektrische Spitzenlastabdeckung mit 100 kW Leistung stellt weitere 30 MWh bereit.

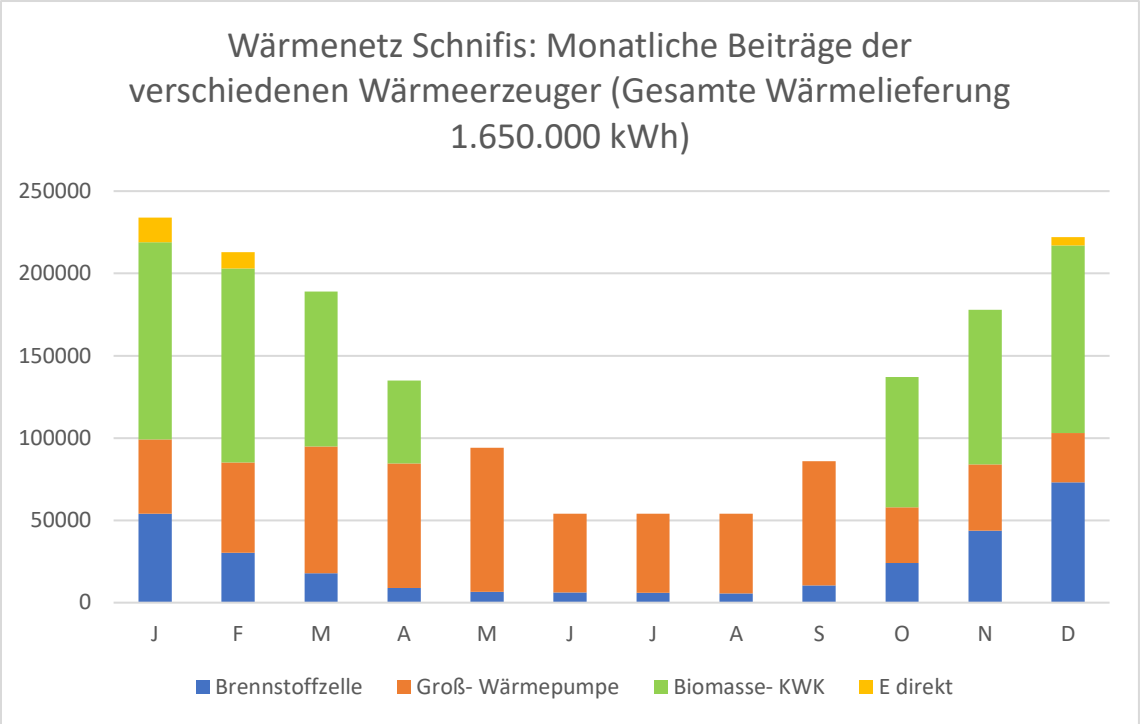

Abbildung 16: Monatliche Beiträge der einzelnen Wärmeerzeuger

Nach Abzug der Netzverluste von 12% erfolgt die Abdeckung des gesamten Bedarfs von 3,6 GWh (vgl. Kapitel 6.3) nun zu 40% über das Wärmenetz, zu 44% über dezentrale Wärmepumpen und zu 16% über die bestehenden Biomasse-Einzelfeuerungen außerhalb des Wärmenetzes.

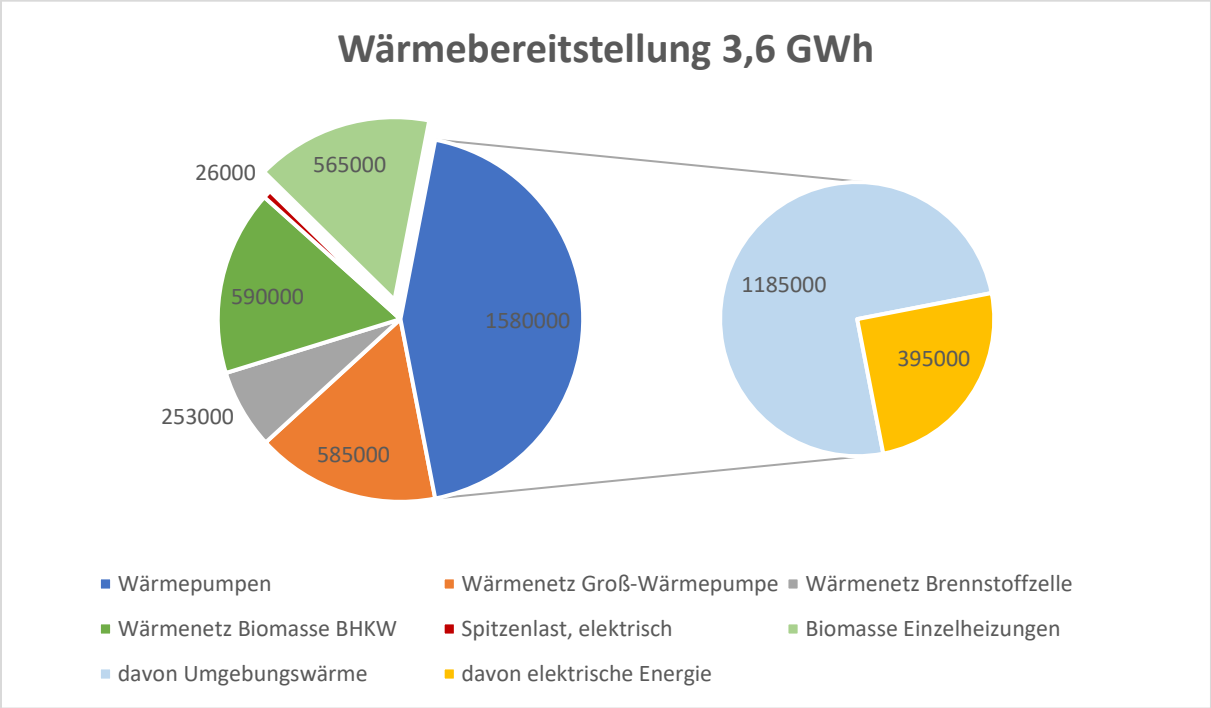

Abbildung 17: Wärmeversorgung

7.4 Substitution der restlichen Wärmeerzeuger auf fossiler Basis

Die Informationen über die Wärmeerzeuger des Bestands stammen aus dem Adress-Gebäude- und Wohnungs-Register der Statistik Austria (AGWR). Für die fehlenden Daten wurden Annahmen getroffen und auf dieser Basis die Substitutionen geplant. Dabei sinkt die Anzahl von Biomasse-Einzelfeuerungen (Verbleib nur außerhalb des Wärmenetzes); der Anschlussgrad an das Wärmenetz steigt stark an (Verdichtung innerhalb des bereits erschlossenen Gebiets; Erweiterung), der gesamte Rest wird mittels Wärmepumpen dekarbonisiert.

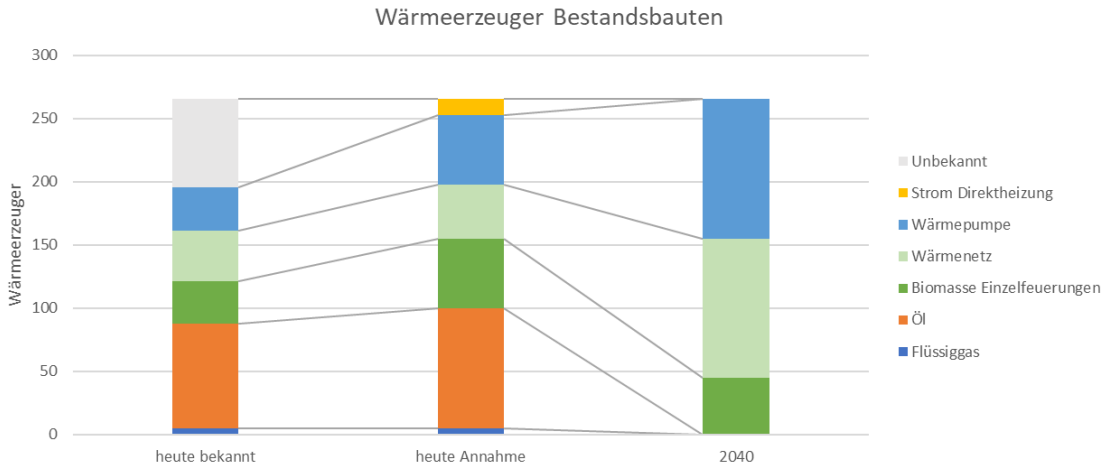

Abbildung 18: Wärmeerzeuger heute / 2040

8 Auswertungen

8.1 Ökonomische Gesamtsicht

Wie in Kapitel 5.1 beschrieben wurde der PV-Ausbau für die sechs beschriebenen Szenarien in jeweils fünf Varianten simuliert: Vom theoretischen Ertragspotenzial (6,45 GWh) wurden 10, 30, 50, 70 und 90% umgesetzt. Je nach Szenario ist Energieautarkie erst mit einer Potenzialausschöpfung von 30, 50 oder sogar 70% möglich. Eine saisonale Speicherung mittels Wasserstoff wird erst dann installiert, wenn relevante Mengen an Überschussstrom zur Verfügung stehen. Dabei erfolgt die Dimensionierung von Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle so, dass die Energieautarkie bei minimalen Lebenszykluskosten gerade erreicht wird.

<u>Detail Batteriespeicher:</u>

Für die Dimensionierung der Batteriespeicher wurde eine exemplarische Optimierung vorgenommen. Gegenüber der allgemeinen Empfehlung, pro kWp installierter PV-Leistung 1 kWh Batteriespeicher einzusetzen, liegt die optimale Batteriegröße bei Systemen mit Wasserstoff etwas niedriger: Das sehr flache Optimum liegt zwischen 0,8 und 1 kWh/kWp, aber auch bei 0,6 kWh/kWp entstehen noch keine relevanten Mehrkosten. Zu beachten ist in

diesem Zusammenhang, dass als Optimierungsgröße die Investitionskosten herangezogen wurden. Bei einer Lebenszykluskostenbetrachtung verschiebt die kürzere Lebensdauer des Batteriespeichers gegenüber dem Wasserstoffspeicher das Optimum noch etwas nach links.

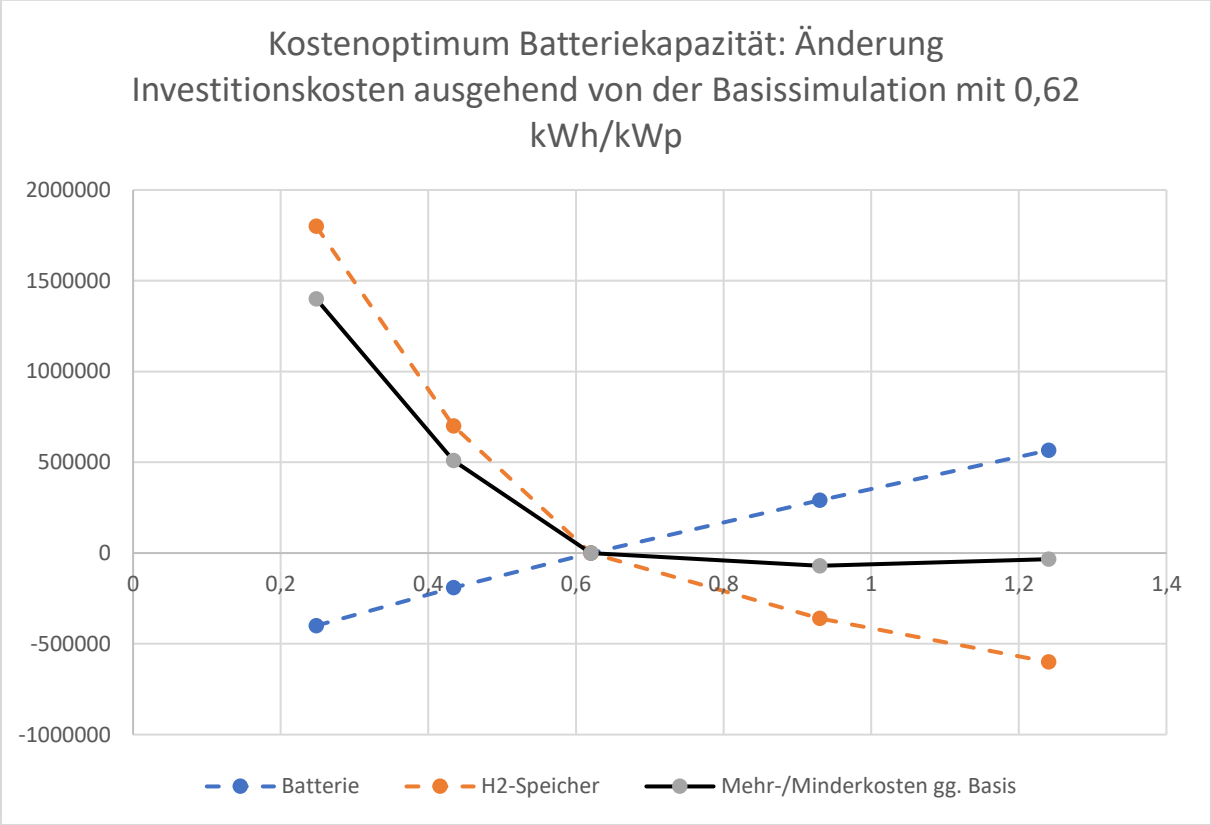

Abbildung 19: Ökonomische Optimierung Batteriespeicher

In den nachfolgenden Diagrammen sind die ermittelten Lebenszykluskosten über einen Betrachtungszeitraum von 30 Jahren in Abhängigkeit der PV-Potenzialausschöpfung dargestellt. Sie enthalten die Kosten für den **Netzbezug** inkl. Netzentgelt und inkl. der Energielieferungen aus den Biogas- und Biomasse-Verstromungen. Dieser Kostenblock ist bei den PV-Varianten mit geringer Potenzialausschöpfung dominant und sinkt bei Erreichen der Autarkie auf ein Minimum. Die Kosten für die **CO_2-Abgabe** sind in einem eigenen Block abgebildet und sinken bei Erreichung der Autarkie auf null. Die Investitions- und Betriebskosten für die **PV-Anlage** steigen linear mit der Ausschöpfung des Potenzials an. Aufgrund der Dezentralität der Anlagen kann hier kein Skalierungseffekt geltend gemacht werden. Die Investitions- und Betriebskosten für den **Batteriespeicher** hingegen wachsen degressiv. Der letzte Kostenblock betrifft die **Wasserstoffanlage** (Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Brennstoffzelle). Sie beginnt stets bei null, da bei kleiner PV-Potenzialausschöpfung keine Überschüsse zur Verfügung stehen. Je nach Szenario stellt sich das Maximum dieses Kostenblocks zwischen 30 und 70% Potenzialausschöpfung ein: Je größer die PV, umso mehr Ertrag auch im Winter und umso leichter ist die Autarkie erreichbar;

die Investition in die Speicherung wird also wieder niedriger. Letzten Endes wird im transparent dargestellten Kostenblock der Ertrag aus der **Netzeinspeisung** in Abzug gebracht.
Nicht enthalten ist in dieser Darstellung die elektrische Energie aus dem Biomasse-BHKW, weil sie auch aus der Simulation ausgeklammert wurde (vgl. Kapitel 5.4.). Für sich betrachtet kann die Kilowattstunde aus dem Biomasse-BHKW um rund 20 cent geliefert werden, wodurch die vorliegenden Ergebnisse keine signifikanten Veränderungen erfahren. Voraussetzung für den trotz weniger Vollaststunden vertretbaren Preis ist die gute Nutzung der Abwärme inkl. Auskoppelung der NT-Abwärme und Veredelung mittels Groß-Wärmepumpe.

Tabelle 3: Angesetzte Lebensdauern und Betriebskosten der Anlagenkomponenten [6]

	Lebensdauer	Ermittlung der jährlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten
PV-Module	30 Jahre	100 € + 10 €/kWp + 0,5% der Investitionskosten
Batteriespeicher	20 Jahre	0,5% der Investitionskosten
Elektrolyseur	30000 Volllaststunden, maximal 20 Jahre	30 €/kW
Wasserstoffspeicherung	50 Jahre	100 € + 0,04 €/kWh_H2
Brennstoffzelle	20000 Volllaststunden, maximal 20 Jahre	100 € + 25 €/kW

8.1.1 Szenario 1: Bestand

In diesem Szenario werden nur die bestehenden Verbraucher mit einem Bedarf von 2,2 GWh abgebildet. Sowohl der Beitrag der Biogas-Anlage (342 MWh) als auch jener Beitrag des Biomasse-BHKW, der nicht für die neu zu errichtenden Wärmepumpen benötigt wird (Annahme 200 MWh; vgl. Kapitel 7.2) wurden berücksichtigt.

Tabelle 4: Kenndaten der Varianten im Szenario 1

Ausnutzung des PV-Potenzials:		10%	30%	50%	70%	90%
Anlagendaten						
PV	kWp	645	1935	3225	4515	5805
Batteriespeicher	kWh	400	1120	1960	2800	3640
Elektrolyseur	kW		1050	600	600	600
H2-Speicher	kWh		320000	500000	270000	160000
Brennstoffzelle	kW		150	300	250	270
Energien						
Bedarf	kWh	2158000	2158000	2158000	2158000	2158000
PV_DC	kWh	754900	2264800	3774700	5284500	6813500
PV_AC	kWh	727300	2191500	3638200	5096100	6569400
Biogas + Biomasse-Abdeckung Bestandsverbrauch	kWh	542000	542000	542000	542000	542000
Direktnutzung (inkl. Biogas + Biomasse-KWK)	kWh	1188000	1595700	1794200	1900700	1966900

Batterieverluste	kWh	17200	71600	145200	206900	257600
Elektrolyseur	kWh		997800	1180400	807900	589900
Brennstoffzelle	kWh		305600	360700	247300	180500
Netzeinspeisung	kWh	-52600	-12200	-992200	-2674500	-4264300
Autarkiegrad	-	55%	88%	100%	100%	100%
Kosten über Laufzeit 30 Jahre						
Netzbezug inkl. Kosten für Biogas und Biomasse-Strom	€	10742700	5913100	4370100	4412000	4416200
CO2-Kosten Netzbezug	€	598500	158300	1900	6100	6600
PV CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€	925200	2769600	4614000	6458400	8302800
Batterie CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€	141800	322100	503200	668700	824200
H2 CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€		4582500	5395400	3597000	2877500
Einspeisevergütung	€	-55300	-12800	-1041800	-2808200	-4477500
SUMME	€	12352900	13732800	13842800	12334000	11949800
Preis in Cent pro kWh, über 30 Jahre	ct	19,08	21,21	21,38	19,05	18,46

Für dieses Szenario reichen rund 40% Potenzialausschöpfung aus, um Energieautarkie zu erreichen. Ab 50% nehmen die Kosten für die Wasserstoffanlage ab und der Ertrag aus der Netzeinspeisung nimmt zu, sodass die kumulierten Kosten sogar unter das Niveau der 10%-Variante absinken. Der kWh-Preis über den gesamten Betrachtungszeitraum ist in Relation zum Mittelwert für den Netzbezug (25 cent/kWh) zu setzen. Damit schneiden alle Varianten gesamtwirtschaftlich besser ab.

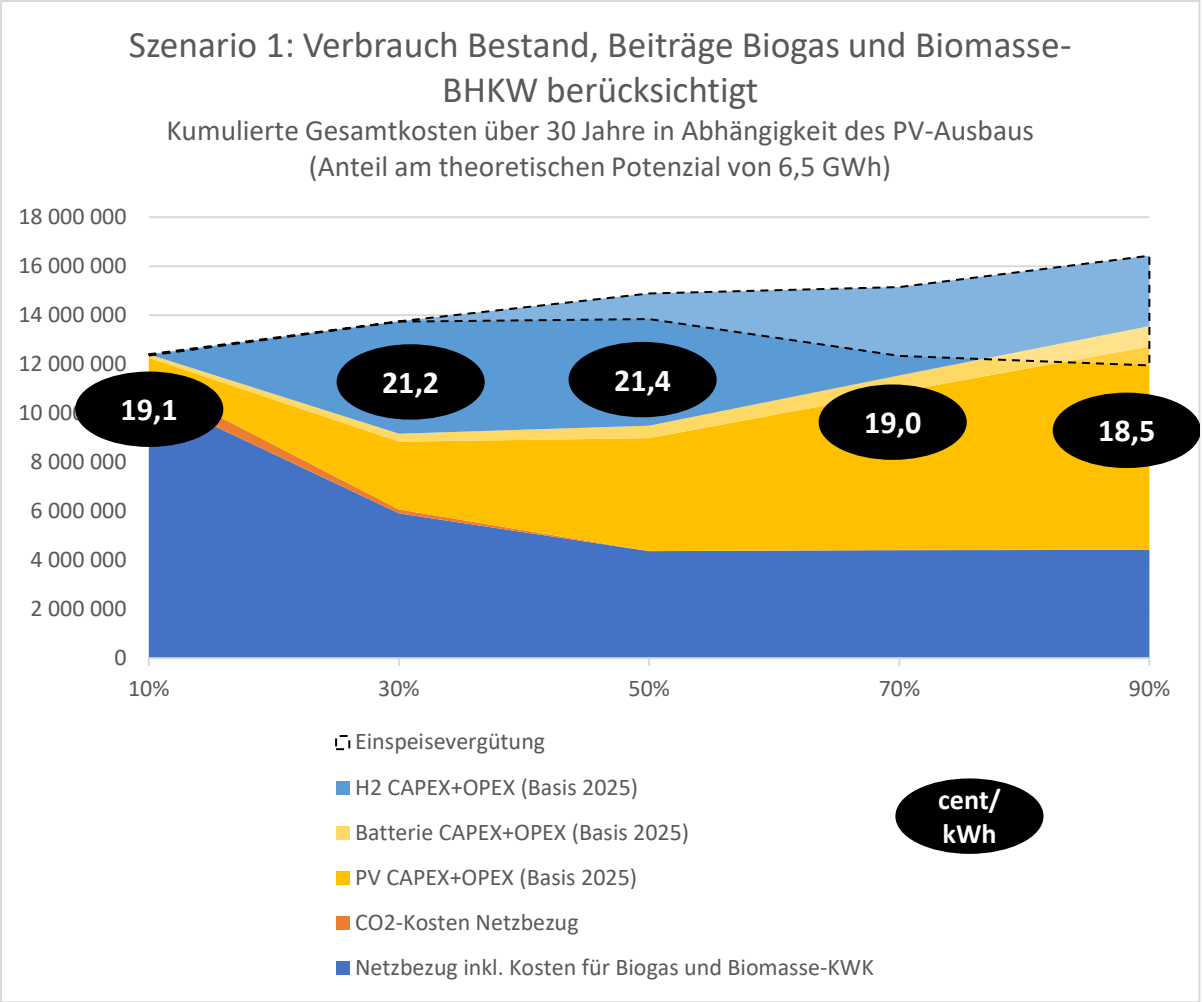

Abbildung 20: Auswertung Szenario 1

8.1.2 Szenario 2: Bestand, effizient

Auch hier werden nur die bestehenden Verbraucher abgebildet, allerdings in einem Effizienz-Szenario: Im Lauf der Zeit werden Haushaltsgeräte und Beleuchtung durch Produkte mit hoher Energieeffizienz ersetzt. Erfolgt dies zu einem Zeitpunkt, wo das jeweilige Produkt ohnehin erneuert werden muss, stellen LED-Beleuchtung und Geräte der Energieeffizienzklasse A eine jeweils wirtschaftliche Investition dar. Das Einsparpotenzial wird mit 25% angesetzt, der Verbrauch beträgt demnach hier nur 1,7 GWh (der Verbrauch der bestehenden Wärmepumpen von 0,2 GWh wurde bei der Effizienzverbesserung nicht berücksichtigt).

Tabelle 5: Kenndaten der Varianten im Szenario 2

Ausnutzung des PV-Potenzials:		10%	30%	50%	70%	90%
Anlagendaten						
PV	kWp	645	1935	3225	4515	5805
Batteriespeicher	kWh	400	1120	1960	2800	3640
Elektrolyseur	kW		750	350	350	300

H2-Speicher	kWh		390000	190000	95000	50000
Brennstoffzelle	kW		200	200	170	160
Energien						
Bedarf	kWh	1673000	1673000	1673000	1673000	1673000
PV_DC	kWh	754900	2264800	3774700	5284500	6813500
PV_AC	kWh	727300	2191500	3638200	5096100	6569400
Biogas + Biomasse-Abdeckung Bestandsverbrauch	kWh	542000	542000	542000	542000	542000
Direktnutzung (inkl. Biogas + Biomasse-KWK)	kWh	1110000	1379000	1494500	1548800	1572500
Batterieverluste	kWh	17200	71600	145200	206900	257600
Elektrolyseur	kWh		934200	556300	382200	303600
Brennstoffzelle	kWh		286000	170300	117000	92900
Netzeinspeisung	kWh	-119300	-287300	-1951100	-3495000	-5000000
Autarkiegrad	-	66%	100%	100%	100%	100%
Kosten über Laufzeit 30 Jahre						
Netzbezug inkl. Kosten für Biogas und Biomasse-Strom	€	7479000	4107000	4106200	4100000	4102100
CO2-Kosten Netzbezug	€	346900	5100	5000	4400	4600
PV CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€	925200	2769600	4614000	6458400	8302800
Batterie CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€	141800	322100	503200	668700	824200
H2 CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€		4617000	2539600	1793000	1351700
Einspeisevergütung	€	-125400	-301600	-2048700	-3669800	-5250000
SUMME	€	8767500	11519200	9719300	9354700	9335400
Preis in Cent pro kWh, über 30 Jahre	ct	17,47	22,95	19,37	18,64	18,60

Autarkie ist hier zwar schon mit weniger als 30% der Potenzialausschöpfung möglich, aufgrund der generell relativ kleinen Anlagengröße und auch aufgrund des verhältnismäßig geringen Winterstromanteils (kleine PV-Anlage) ist diese Variante mit 23 ct/kWh gesamtökonomisch relativ teuer. Der größere Winterstrombeitrag der größeren Anlagen wirkt sich positiv aus, ab 70% findet aber keine Verbesserung mehr statt – der Mehraufwand in noch größere Anlagen lohnt sich nicht mehr.

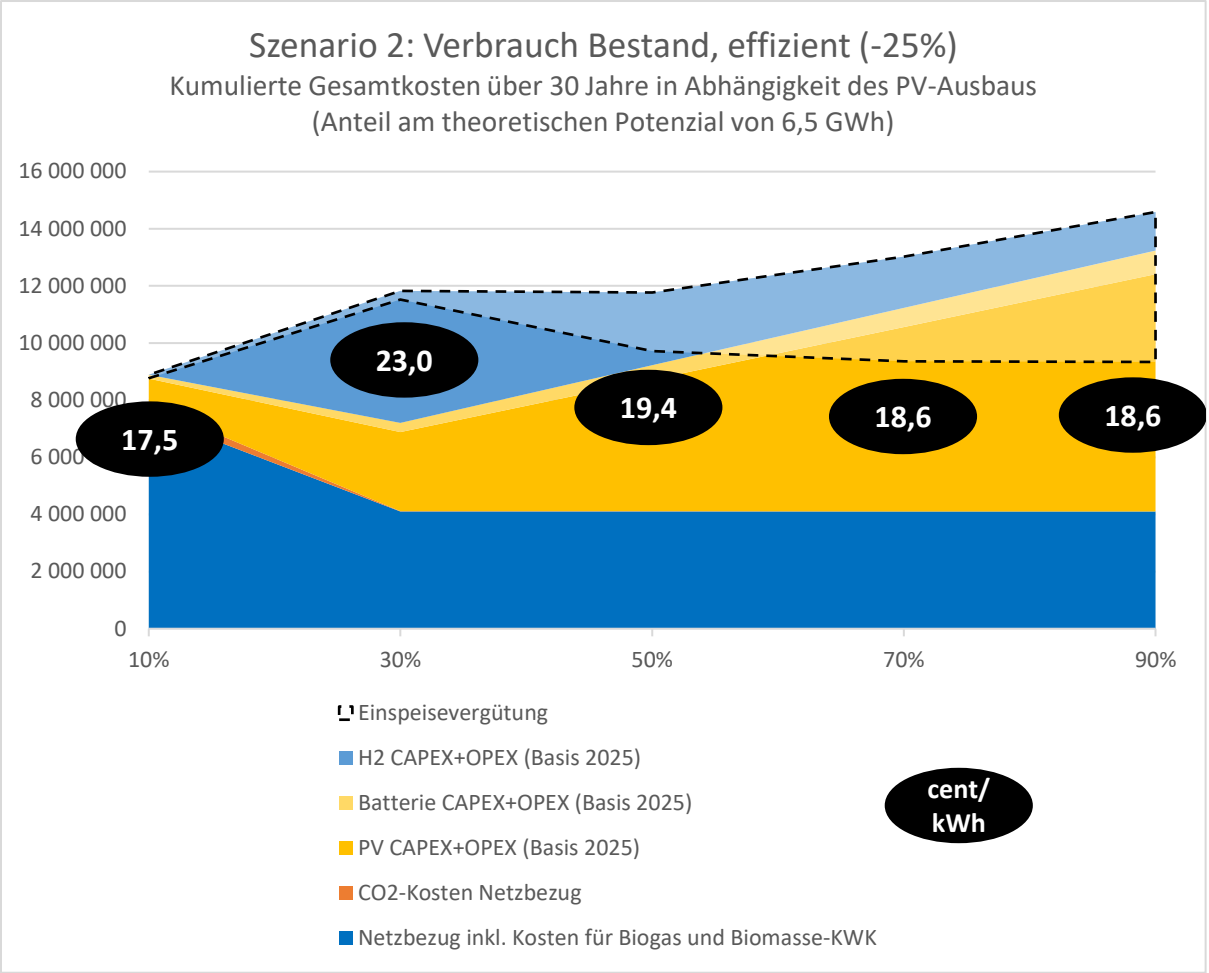

Abbildung 21: Auswertung Szenario 2

8.1.3 Szenario 3: Bestand + E-Mobilität

Ausgehend vom Szenario 1 (Bestand, ohne Effizienzverbesserungen) kommt die Elektromobilität dazu. Die Ladung erfolgt dabei weder PV-optimiert noch lastverteilt, was sich in hohen Investitionskosten für die Brennstoffzelle äußert. (Anmerkung: Ein solcher Ausbau würde auch das Niederspannungsnetz im Ort massiv überlasten, bzw. einen massiven Ausbau erfordern).

Tabelle 6: Kenndaten der Varianten im Szenario 3

Ausnutzung des PV-Potenzials:		10%	30%	50%	70%	90%
Anlagendaten						
PV	kWp	645	1935	3225	4515	5805
Batteriespeicher	kWh	400	1120	1960	2800	3640
Elektrolyseur	kW		1050	1900	1500	1000
H2-Speicher	kWh		35000	570000	870000	610000
Brennstoffzelle	kW		100	200	2500	2300
Energien						

Bedarf	kWh	3295000	3295000	3295000	3295000	3295000
PV_DC	kWh	754900	2264800	3774700	5284500	6813500
PV_AC	kWh	727300	2191500	3638200	5096100	6569400
Biogas + Biomasse-Abdeckung Bestandsverbrauch	kWh	542000	542000	542000	542000	542000
Direktnutzung (inkl. Biogas + Biomasse-KWK)	kWh	1251400	2241000	2692500	2913600	3057300
Batterieverluste	kWh	17200	71600	145200	206900	257600
Elektrolyseur	kWh		416900	1295000	1928300	1492800
Brennstoffzelle	kWh		127600	396400	590100	456900
Netzeinspeisung	kWh	-4800	-4100	-7700	-522100	-2265400
Autarkiegrad	-	38%	72%	94%	100%	100%
Kosten über Laufzeit 30 Jahre						
Netzbezug inkl. Kosten für Biogas und Biomasse-Strom	€	17181500	11088700	6902900	4453500	4449800
CO2-Kosten Netzbezug	€	1300500	682900	258600	10300	10000
PV CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€	925200	2769600	4614000	6458400	8302800
Batterie CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€	141800	322100	503200	668700	824200
H2 CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€		2371900	7660900	13005200	10224700
Einspeisevergütung	€	-5000	-4300	-8100	-548200	-2378700
SUMME	€	19544000	17230900	19931500	24047900	21432800
Preis in Cent pro kWh, über 30 Jahre	ct	19,77	17,43	20,16	24,33	21,68

Der hohe, nicht optimierte Verbrauch macht eine Potenzialausschöpfung von fast 70% erforderlich, um Autarkie zu erreichen. Weil zudem sehr hohe Kosten für die Rückverstromungsspitzen (gleichzeitig ladende E-Fahrzeuge) anfallen, liegt der kWh-Preis mit über 24 ct/kWh grenzwertig hoch.

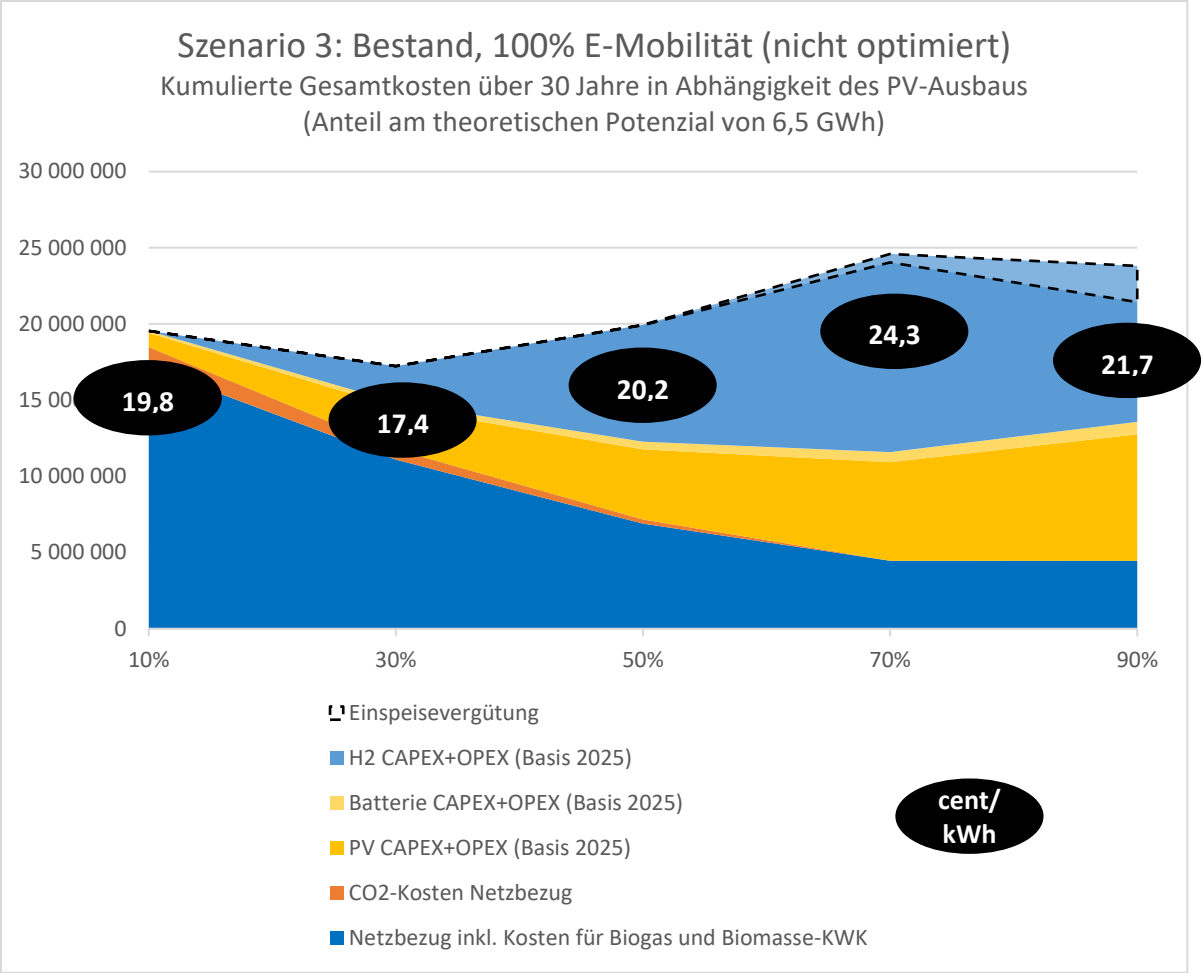

Abbildung 22: Auswertung Szenario 3

8.1.4 Szenario 4: Effizienter Bestand + E-Mobilität

Szenario 2 und 3 werden kombiniert: Effizienter Bestand, 100% E-Mobilität, aber immer noch nicht optimiert.

Tabelle 7: Kenndaten der Varianten im Szenario 4

Ausnutzung des PV-Potenzials:		10%	30%	50%	70%	90%
Anlagendaten						
PV	kWp	645	1935	3225	4515	5805
Batteriespeicher	kWh	400	1120	1960	2800	3640
Elektrolyseur	kW		1100	2000	1000	1000
H2-Speicher	kWh		160000	670000	540000	330000
Brennstoffzelle	kW		100	1500	2500	2300
Energien						
Bedarf	kWh	2810000	2810000	2810000	2810000	2810000
PV_DC	kWh	754900	2264800	3774700	5284500	6813500
PV_AC	kWh	727300	2191500	3638200	5096100	6569400

Biogas + Biomasse-Abdeckung Bestandsverbrauch	kWh	542000	542000	542000	542000	542000
Direktnutzung (inkl. Biogas + Biomasse-KWK)	kWh	1229600	2102500	2449200	2617800	2724300
Batterieverluste	kWh	17200	71600	145200	206900	257600
Elektrolyseur	kWh		539500	1529600	1343100	1016400
Brennstoffzelle	kWh		165200	468300	411000	311100
Netzeinspeisung	kWh	-19800	-5500	-6400	-1450400	-3123200
Autarkiegrad	-	44%	81%	100%	100%	100%
Kosten über Laufzeit 30 Jahre						
Netzbezug inkl. Kosten für Biogas und Biomasse-Strom	€	14138100	8536000	4741600	4134500	4148200
CO2-Kosten Netzbezug	€	1021900	454000	69500	7900	9300
PV CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€	925200	2769600	4614000	6458400	8302800
Batterie CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€	141800	322100	503200	668700	824200
H2 CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€		3397600	10709200	10124600	8388900
Einspeisevergütung	€	-20700	-5800	-6700	-1522900	-3279300
SUMME	€	16206300	15473500	20630800	19871200	18394100
Preis in Cent pro kWh, über 30 Jahre	ct	19,22	18,36	24,47	23,57	21,82

50% Potenzialausschöpfung genügen hier gerade für die Autarkie, bei ebenfalls hohen spezifischen Energiekosten. Wenn 70% des Potenzials ausgeschöpft werden, führt die Effizienz-Variante gegenüber dem Szenario 3 immerhin zu einem niedrigeren Energiepreis. An dieser Stelle ist zu bemerken, dass der „effiziente Bestand“ aufgrund des um 25% reduzierten Verbrauchs grundsätzlich zu niedrigen Kosten führt. Der geringere spezifische Energiepreis stellt also eine zusätzliche Reduktion der Kosten dar.

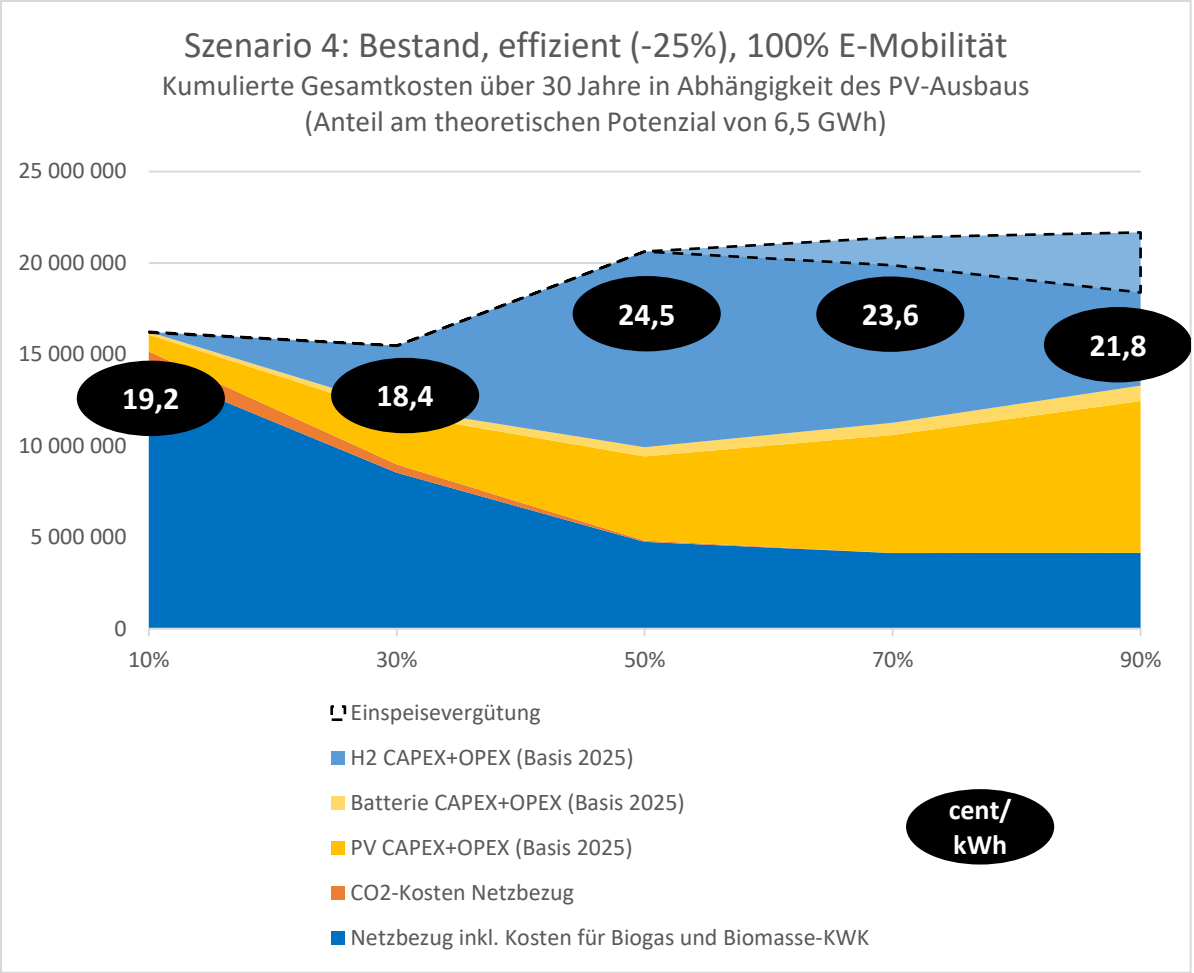

Abbildung 23: Auswertung Szenario 4

8.1.5 Szenario 5: Effizienter Bestand + E-Mobilität, optimiert

Auf Basis des Szenarios 4 (effizienter Bestand, 100% E-Mobilität) wird nun die optimierte Ladung wie in Kapitel 5.5 beschrieben abgebildet. Das führt zu einer massiven Verringerung der erforderlichen Brennstoffzellenleistung und somit auch zu deutlich verbesserter Wirtschaftlichkeit.

Tabelle 8: Kenndaten der Varianten im Szenario 5

Ausnutzung des PV-Potenzials:		10%	30%	50%	70%	90%
Anlagendaten						
PV	kWp	645	1935	3225	4515	5805
Batteriespeicher	kWh	400	1120	1960	2800	3640
Elektrolyseur	kW		1100	2000	900	1000
H2-Speicher	kWh		160000	710000	480000	280000
Brennstoffzelle	kW		100	700	1000	900
Energien						
Bedarf	kWh	2810000	2810000	2810000	2810000	2810000

PV_DC	kWh	754900	2264800	3774700	5284500	6813500
PV_AC	kWh	727300	2191500	3638200	5096100	6569400
Biogas + Biomasse-Abdeckung Bestandsverbrauch	kWh	542000	542000	542000	542000	542000
Direktnutzung (inkl. Biogas + Biomasse-KWK)	kWh	1230500	2097100	2452400	2621500	2729000
Batterieverluste	kWh	17200	71600	145200	206900	257600
Elektrolyseur	kWh		541100	1518100	1154400	843900
Brennstoffzelle	kWh		165700	464500	353400	258400
Netzeinspeisung	kWh	-19800	-5300	-8900	-1645200	-3296200
Autarkiegrad	-	44%	81%	100%	100%	100%
Kosten über Laufzeit 30 Jahre						
Netzbezug inkl. Kosten für Biogas und Biomasse-Strom	€	14375800	8291600	4448900	4147300	4133500
CO2-Kosten Netzbezug	€	1046000	429300	39800	9200	7800
PV CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€	925200	2769600	4614000	6458400	8302800
Batterie CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€	141800	322100	503200	668700	824200
H2 CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€		3397600	9503000	6889800	5535500
Einspeisevergütung	€	-20700	-5500	-9300	-1727400	-3461000
SUMME	€	16468100	15204700	19099600	16446000	15342800
Preis in Cent pro kWh, über 30 Jahre	ct	19,54	18,04	22,66	19,51	18,20

Autarkie wird hier ebenfalls bei 50% Potenzial-Ausschöpfung erreicht, allerdings bei deutlich geringen Gesamtkosten. Bei 70% Ausschöpfung kostet die kWh mit 19,5 cent um 17% weniger als im Szenario ohne Optimierung der Ladung: Anstelle von 2,5 MW ist nur noch eine Brennstoffzellenleistung von 1 MW erforderlich.

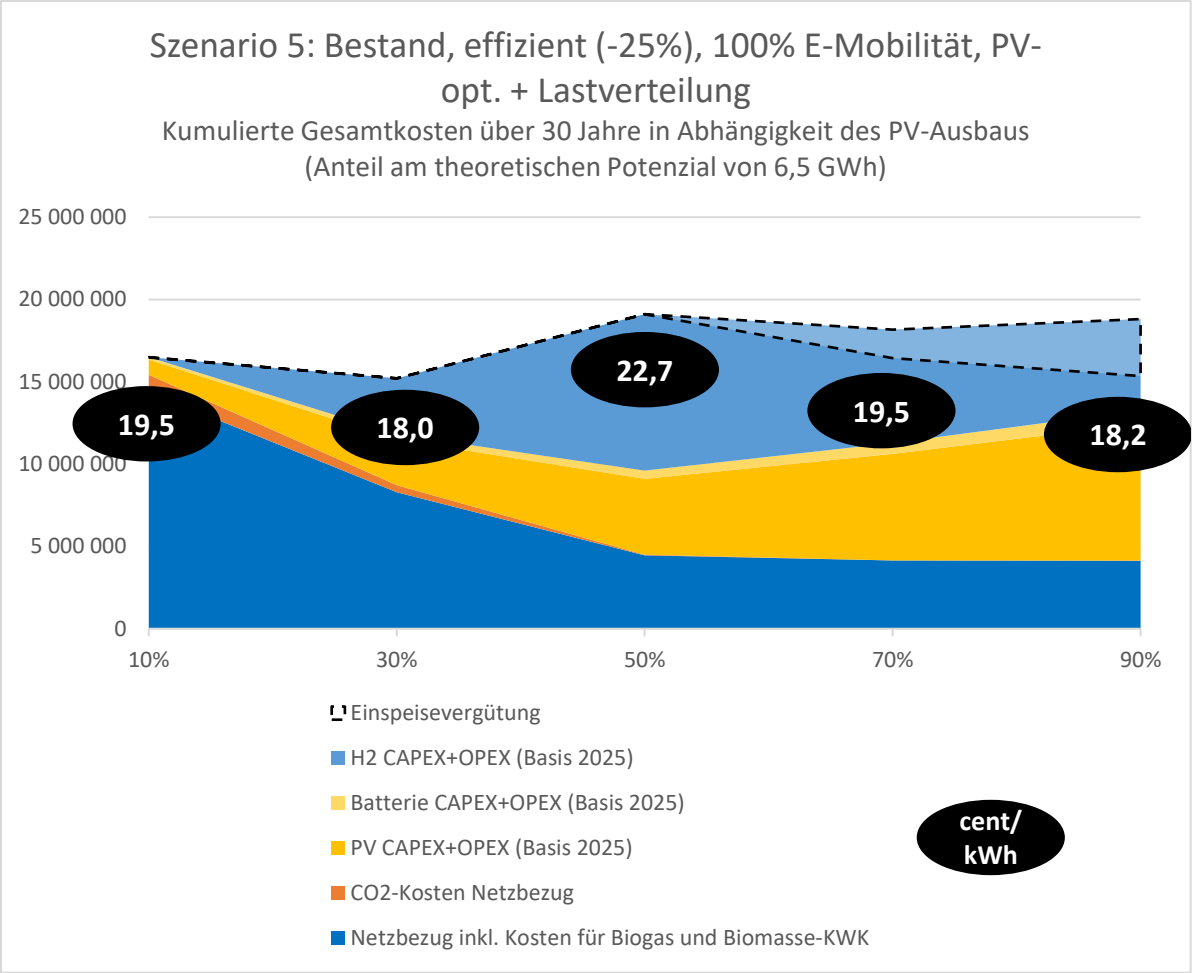

Abbildung 24: Auswertung Szenario 5

8.1.6 Szenario 6: Effizienter Bestand + E-Mobilität, reduziert und optimiert

Das finale Szenario bildet nun die Elektromobilität auf halbiertem Niveau ab. Außerdem steuert – nach der iterativen Dimensionierung der Wärmeerzeuger – das Biomasse-BHKW nun nicht mehr 200 MWh zur Abdeckung des Bestands bei, sondern nur noch 45.

Tabelle 9: Kenndaten der Varianten im Szenario 6

Ausnutzung des PV-Potenzials:		10%	30%	50%	70%	90%
Anlagendaten						
PV	kWp	645	1935	3225	4515	5805
Batteriespeicher	kWh	400	1120	1960	2800	3640
Elektrolyseur	kW		1100	1200	700	600
H2-Speicher	kWh		220000	480000	280000	170000
Brennstoffzelle	kW		100	600	400	400
Energien						
Bedarf	kWh	2293300	2293300	2293300	2293300	2293300
PV_DC	kWh	754900	2264800	3774700	5284500	6813500

PV_AC	kWh	727300	2191500	3638200	5096100	6569400
Biogas + Biomasse-Abdeckung Bestandsverbrauch	kWh	385800	385800	385800	385800	385800
Direktnutzung (inkl. Biogas + Biomasse-KWK)	kWh	1083800	1750300	1992900	2102200	2170000
Batterieverluste	kWh	17200	71600	145200	206900	257600
Elektrolyseur	kWh		718300	1115200	776800	568000
Brennstoffzelle	kWh		220000	341300	237800	173900
Netzeinspeisung	kWh	-12200	-4400	-713900	-2373900	-3960500
Autarkiegrad	-	47%	86%	100%	100%	100%
Kosten über Laufzeit 30 Jahre						
Netzbezug inkl. Kosten für Biogas und Biomasse-Strom	€	10745800	5586200	3455200	3451700	3451900
CO2-Kosten Netzbezug	€	746100	223100	7100	6800	6800
PV CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€	925200	2769600	4614000	6458400	8302800
Batterie CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€	141800	322100	503200	668700	824200
H2 CAPEX+OPEX (Basis 2025)	€		3861200	6620000	4118800	3198400
Einspeisevergütung	€	-12800	-4700	-749600	-2492600	-4158600
SUMME	€	12546100	12757500	14449900	12211800	11625500
Preis in Cent pro kWh, über 30 Jahre	ct	18,24	18,54	21,00	17,75	16,90

Aufgrund des reduzierten Verbrauchs ist die Autarkie nun wieder mit ca. 40% Potenzialausschöpfung zu schaffen. In Bezug auf die spezifischen Energiekosten wird hier nun sogar das Minimum erzielt: Bei einer Ausschöpfung von 70% kostet die kWh weniger als 18 cent. Das ist darin begründet, dass die Überdimensionierung einerseits schon einen recht hohen Winterstrombeitrag der PV zulässt, andererseits sind die spezifischen Anlagenkosten gegenüber den Szenarien ohne E-Mobilität aufgrund der Skalierung niedriger.

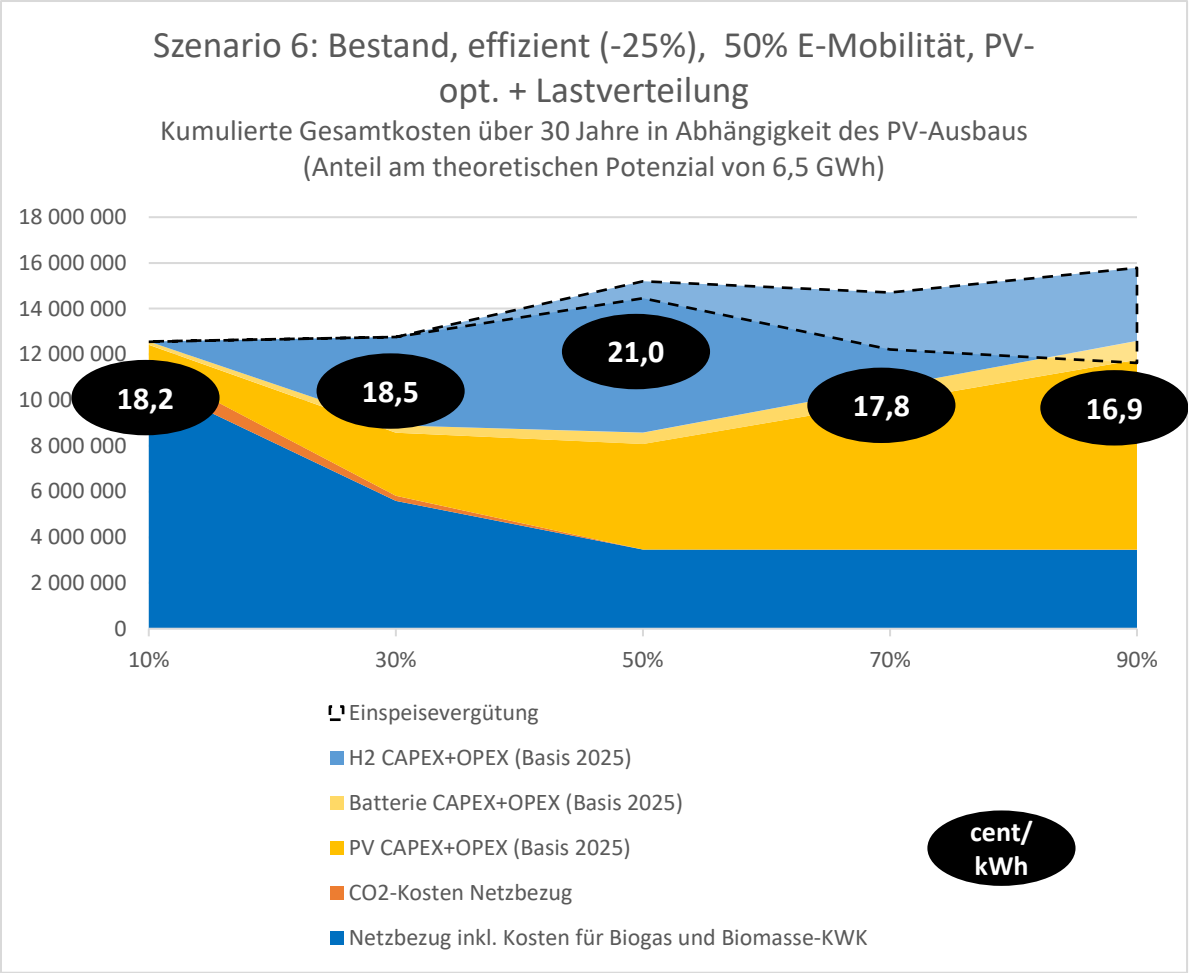

Abbildung 25: Auswertung Szenario 6

Im nachfolgenden Energieflussdiagramm sind alle Ströme der elektrischen Energie der Variante 70% im Szenario 6 abgebildet. Im Jahresdiagramm (Abbildung 26) wird zum einen sichtbar, wie groß der Anteil der eingespeisten Energie ist, zum anderen aber auch, wie gering vergleichsweise die Beiträge von Biogas- und Biomasse-Verstromung sind. Betrachtet man aber das Diagramm für den Monat Januar (Abbildung 27) wird die Bedeutung klar: Weniger als 50% der Nutzenergie wird von der PV direkt oder aus dem Batteriespeicher geliefert; der Rest wird von Biogas, Biomasse und der Brennstoffzelle beigesteuert.

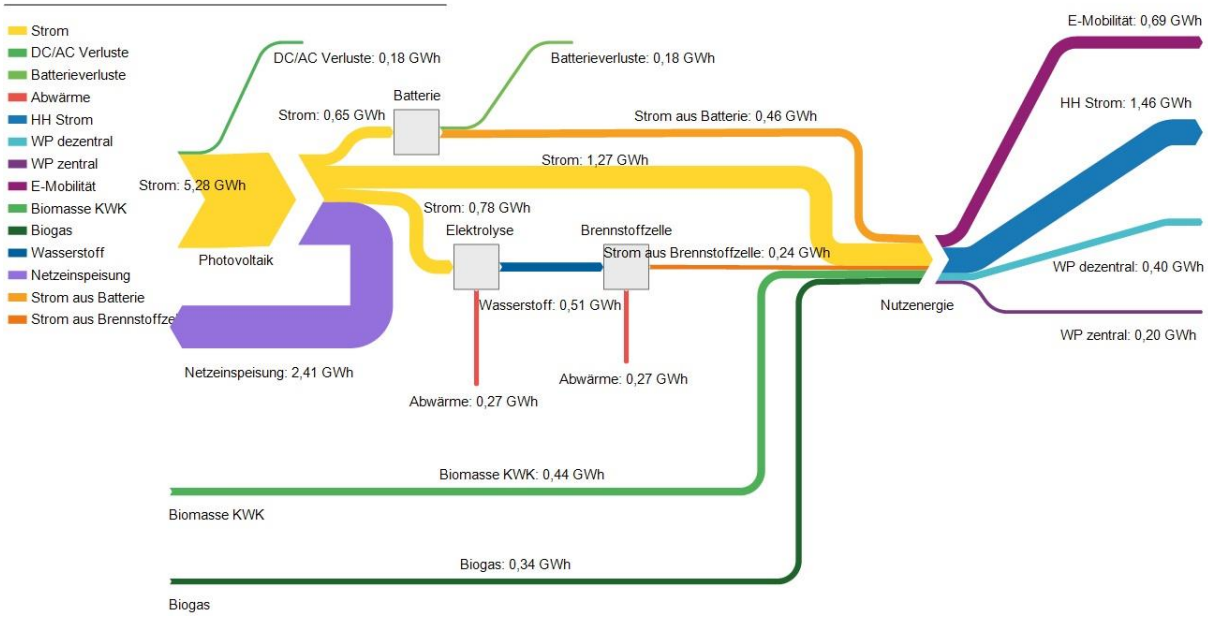

Abbildung 26: Energieflussdiagramm elektrische Energie, Jahresbilanz

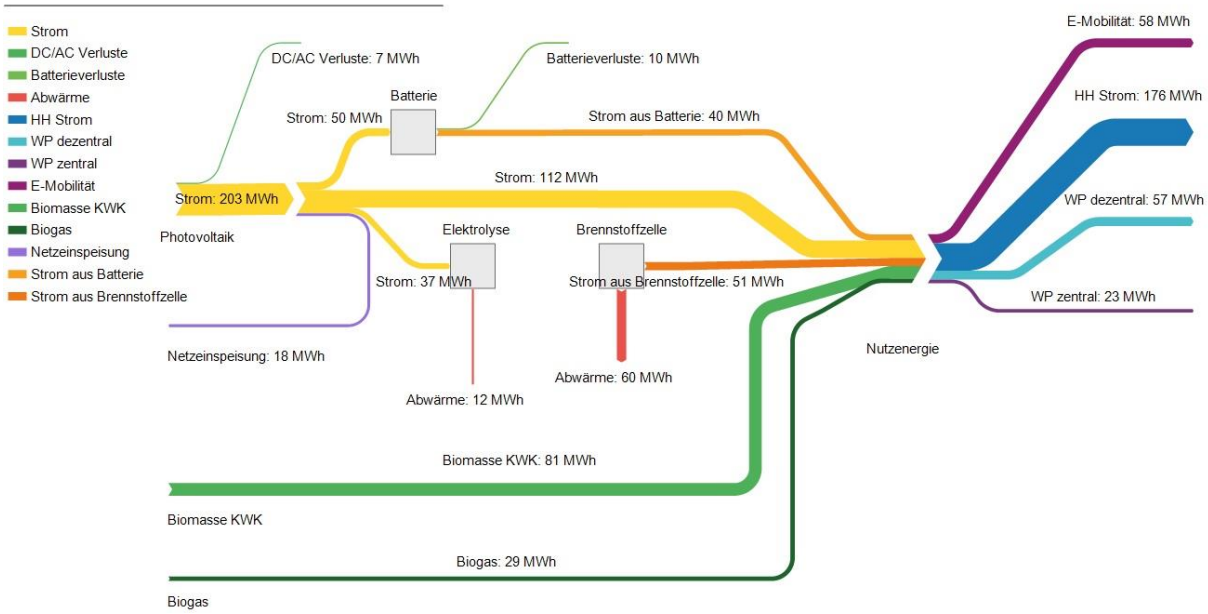

Abbildung 27: Energieflussdiagramm elektrische Energie, Monat Januar

8.1.7 Zusammenfassung der Szenarienbetrachtung

Vergleicht man alle Szenarien bei der Variante mit 70% Potenzialausschöpfung, findet man den spezifischen Energiepreis in einem relativ engen Rahmen (zwischen 17,7 und 24,4 ct/kWh). Die Verbräuche der Szenarien unterscheiden sich aber durchaus wesentlich (zwischen 1,7 und 3,3 GWh), bei gleichbleibender Investition in die PV. Das nachfolgende Diagramm macht deutlich, dass bei geringem Bedarf (1,7 GWh im Szenario 2) eine sehr niedrige Investition in die Wasserstoffspeicherung getätigt werden muss (kumulierte Kosten

von 1,8 Millionen Euro über den Betrachtungszeitraum von 30 Jahren) – bei hohem Bedarf (Szenario 3) sind es hingegen 13 Millionen Euro. Den niedrigsten spezifischen Energiepreis liefert das Szenario 6 mit 17,8 cent/kWh.

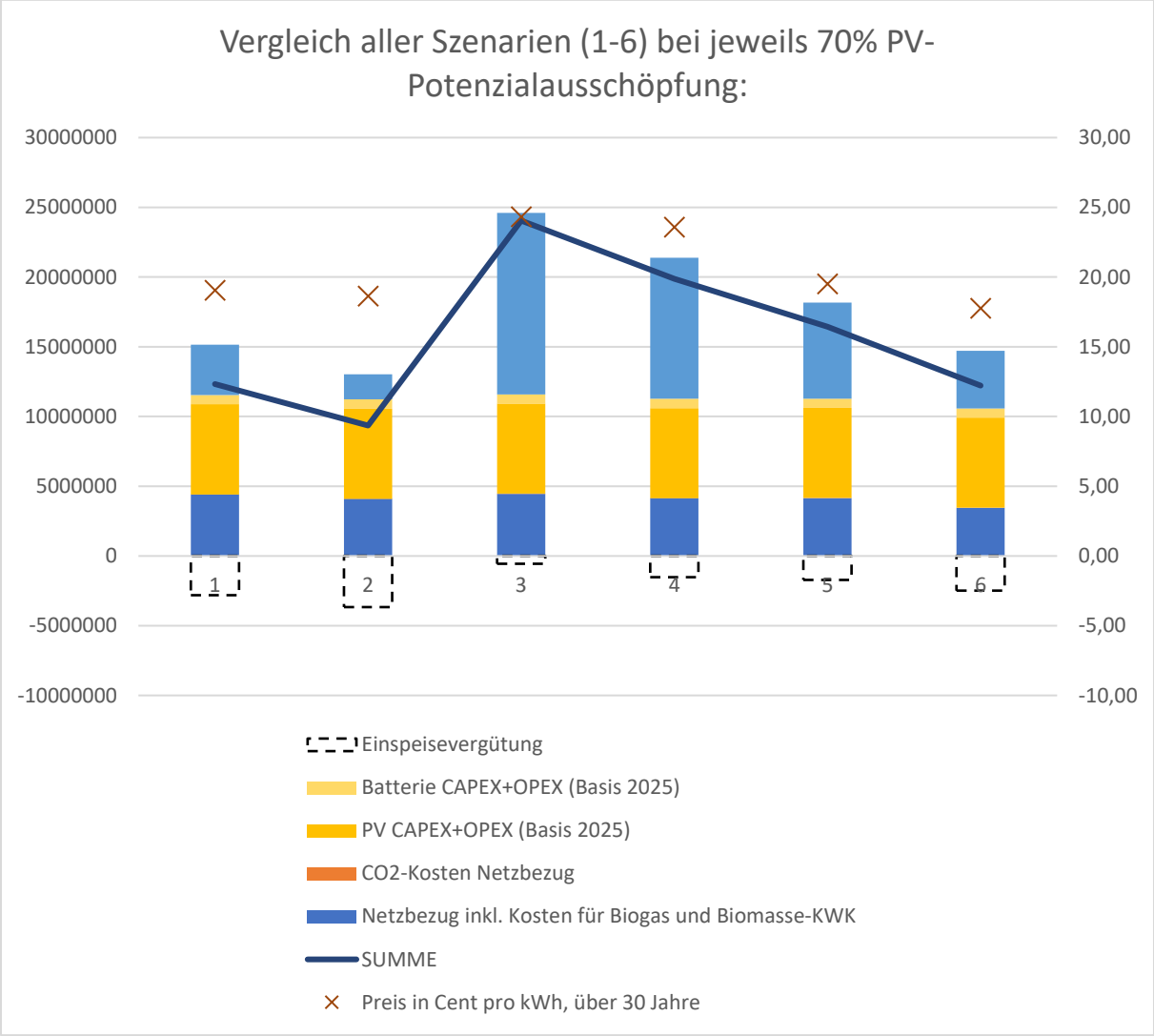

Abbildung 28: Kumulierte Kosten und spezifischer Energiepreis der verschiedenen Szenarien

8.2 Ökonomie aus Sicht der einzelnen Akteure

Das Energiesystem enthält eine Reihe von technischen Komponenten, die sich in Bezug auf Investitionsvolumen, Platzbedarf, Betriebsaufwendungen und technische Anforderungen relevant unterscheiden. Es ist deshalb von großer Bedeutung, die Anlagenteile entsprechend abzugrenzen und die richtigen Schnittstellen zu definieren: Während Investition und Betrieb der dezentralen Erzeugungsanlagen (PV, Biogas) beim Prosumer angesiedelt sind, wird das Wärmenetz sinnvollerweise von der Gemeinde (gleichzeitig ebenfalls Prosumer) betrieben. Wärmeerzeugung und saisonale Speicherung sind hingegen komplexe technische Anlagen, die von einem Contractor betrieben werden müssen.

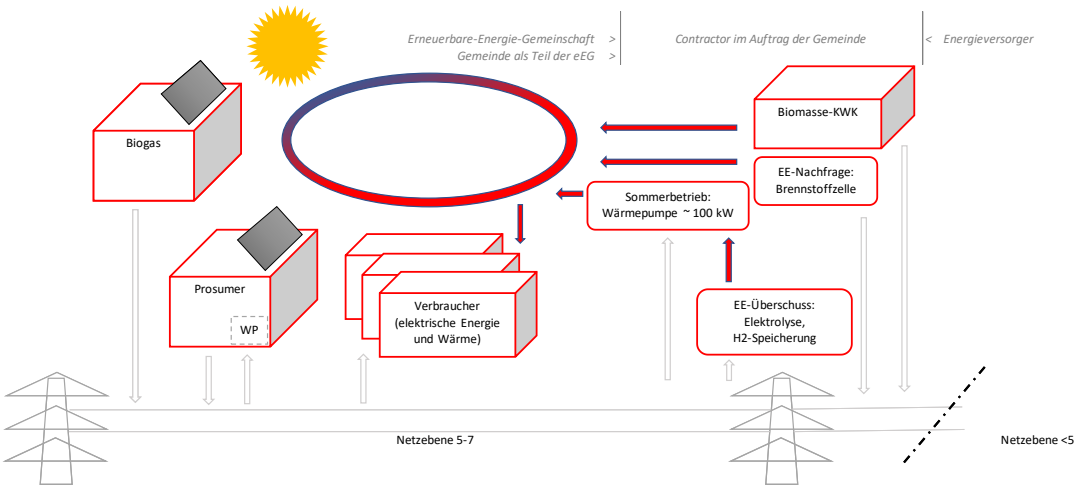

Abbildung 29: Schematische Darstellung der Anlagenkomponenten, Abgrenzung der Betreiber

8.2.1 Prosumer

Die Umsetzung der erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft erhöht den direkten Eigenverbrauchsanteil: Solange innerhalb der eEG elektrische Energie benötigt wird, kann jede geerntete Kilowattstunde direkt, ohne Speicherverluste verwendet werden. Während in einem Einfamilienhaus mit ähnlicher Dimensionierung nur 25% der PV-Energie direkt verbraucht werden können, sind es in der gesamten eEG 38%:

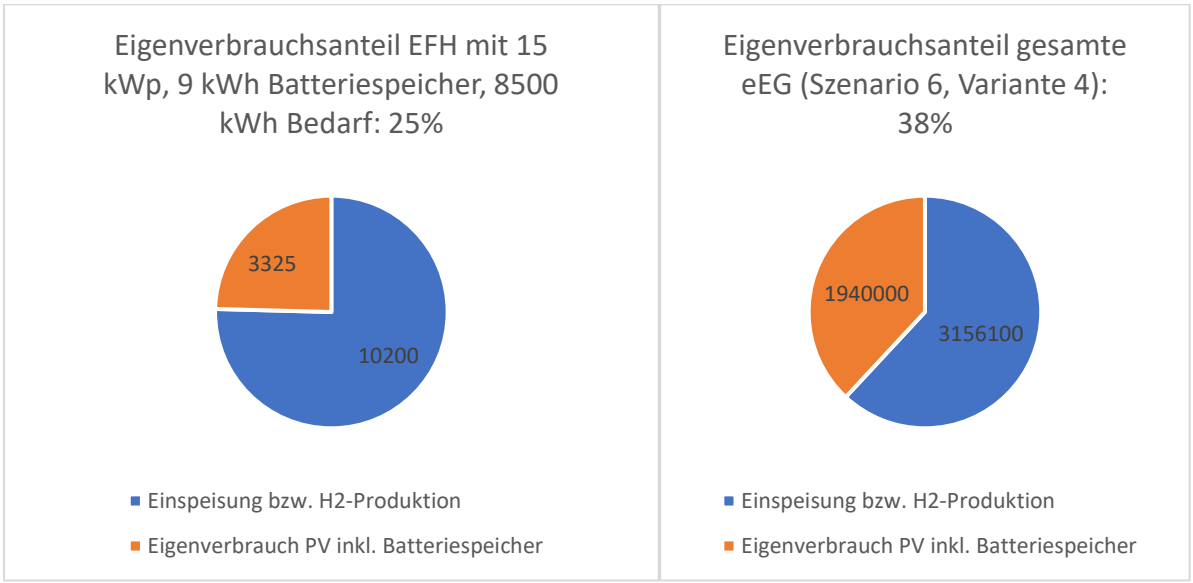

Abbildung 30: Vergleich Eigenverbrauch EFH – eEG

Die Gemeinde, BürgerInnen und Gewerbebetriebe haben die Möglichkeit, eine Stromerzeugungsanlage – in der Regel in Form einer PV-Anlage – zu errichten und jene Menge an elektrischer Energie, die im eigenen Gebäude nicht verbraucht wird, wertschöpfend an Verbraucher und andere Prosumer innerhalb der erneuerbare-Energie-Gemeinschaft zu liefern. Der Verkaufspreis für die interne Lieferung wurde mit 8 cent/kWh festgelegt; zusätzlich

werden 3 cent/kWh für Ökologisierungsmaßnahmen (etwa im Biogasbereich, aber auch für die Förderung des weiteren PV-Ausbaus) vergütet. Da es sich hierbei um eine spezifische Abmachung der eEG Schnifis mit ökologischem Zusatznutzen handelt, werden für die ökonomische Betrachtung allgemeingültig die gesamten 11 cent/kWh als Ertrag angesetzt, der dem Prosumer gutgeschrieben wird. Für den Bezug aus der eEG wird – zusammen mit den noch fälligen Abgaben (reduziertes Netzentgelt) und dem Auswertungs- und Verwaltungsaufwand sowie der MWSt. – das Niveau des variablen Anteils des Netzbezugs erreicht, sodass weder Mehr- noch Minderkosten für den Strombezug aus der eEG anzusetzen sind. Jene Energiemenge, die den Bedarf innerhalb der eEG übersteigt, wird in das Netz eingespeist, bzw. an den Contractor für die Wasserstoff-Produktion verkauft. Der Erlös wird hier – entgegen der derzeitigen Situation – sehr konservativ mit 3,5 cent/kWh angesetzt.

Die nachfolgenden Beispielrechnungen beziehen sich auf das Szenario 6, Variante 4 – also eine gesamthafte Potenzialausschöpfung von 70%.

Tabelle 10: Ökonomische Performance aus Sicht des Prosumers, Beispiel mit großer PV-Anlage und geringem Verbrauch

Beispiel: 15 kWp SÜD, nur Haushaltsstrombedarf 3000 kWh (keine WP, keine E-Mobilität)					
CAPEX	Betrag	Förderung	Verzinsung	Lebensdauer	Jährliche Kosten
Investition PV 15 kWp (Gesamtkosten inkl. MWSt.)	16100	-3500	1,5%	30	€ 525
Investition Beteiligung am zentralen Batteriespeicher	1800		1,5%	20	€ 105
Summe CAPEX:					**€ 629**
OPEX					
Reinigung der PV (Kostensatz als Eigenleistung halbiert)					€ 133
Erneuerung Wechselrichter nach 15 Jahren					€ 67
Wartung allgemein					€ 50
Summe OPEX:					**€ 250**
Summe der jährlichen Kosten:					***€ 879***
ERLÖSE			kWh	€/kWh	€
Reduktion Verbrauch - variabler Anteil des Netzbezugs (44%). Ausgangswert 0,16 €/kWh Teuerung 1,7%/a; Mittelwert über 30 Jahre			1320	0,21	€ 277
Lieferung an eEG (eEG-weit sind 38% des gesamten Ertrags nutzbar). Ausgangswert 0,11 €/kWh Teuerung 1,7%/a; Mittelwert über 30 Jahre			3400	0,14	€ 476
Lieferung Überschuss an Energieversorger			9025	0,035	€ 316
Einsparungen und Erlöse Gesamt					***€ 1 069***
Gewinn / Reserven					**€ 190**
Aufpreis für Energieautarkie (lokaler, grüner Winterstrom): 23% des gesamten Bedarfs			*805*	*0,35*	*€ 282*

PV-Anlagen sind heute auch dann wirtschaftlich, wenn nur die Einsparung durch den Eigenverbrauch und der Ertrag aus der Einspeisevergütung zur Wirkung kommt. Der finanzielle Vorteil steigert sich massiv durch den Verkauf eines Teils des Überschussstroms an die eEG. Im dargestellten Beispiel ist der Nutzen so groß, dass damit der Aufpreis für den deutlich teureren Winterstrom (ca. 60 cent/kWh) großteils abgedeckt werden kann. Bei hohem Bedarf reicht der erwirtschaftete Überschuss hingegen nur für einen Teil der Mehrkosten aus.

Tabelle 11: Ökonomische Performance aus Sicht des Prosumers, Beispiel mit großer PV-Anlage und hohem Verbrauch

Beispiel: 15 kWp SÜD, Haushaltsstrombedarf, WP und E-Mobilität (1500 kWh/a, PV-optimiert)					
CAPEX	Betrag	Förderung	Verzinsung	Lebensdauer	Jährliche Kosten
Investition PV 15 kWp (Gesamtkosten inkl. MWSt.)	16100	-3500	1,5%	30	€ 525
Investition Beteiligung am zentralen Batteriespeicher	1800		1,5%	20	€ 105
Summe CAPEX:					**€ 629**
OPEX					
Reinigung der PV (Kostensatz als Eigenleistung halbiert)					€ 133
Erneuerung Wechselrichter nach 15 Jahren					€ 67
Wartung allgemein					€ 50
Summe OPEX:					**€ 250**
Summe der jährlichen Kosten:					***€ 879***
ERLÖSE			kWh	€/kWh	€
Reduktion Verbrauch - variabler Anteil des Netzbezugs (39%). Ausgangswert 0,16 €/kWh Teuerung 1,7%/a; Mittelwert über 30 Jahre			3325	0,21	€ 698
Lieferung an eEG (eEG-weit sind 38% des gesamten Ertrags nutzbar). Ausgangswert 0,11 €/kWh Teuerung 1,7%/a; Mittelwert über 30 Jahre			1680	0,14	€ 235
Lieferung Überschuss an Energieversorger			8520	0,035	€ 298
Einsparungen und Erlöse Gesamt					***€ 1 232***
Gewinn / Reserven					**€ 352**
Aufpreis für Energieautarkie (lokaler, grüner Winterstrom): 23% des gesamten Bedarfs			*2090*	*0,35*	*€ 732*

8.2.2 Contractor

Errichtung und Betrieb der neuen Wärmeversorgung und auch der saisonalen Speicherung erfordern ein hohes Maß an technischer Expertise, die von der Gemeinde nicht gestellt werden kann. Die Auslagerung an einen Contractor bietet die erforderliche Betriebssicherheit und erspart der Gemeinde die notwendigen Investitionen. Anders als bei der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung im Kapitel 8.1 werden hier für die bekannten Anlagenkomponenten Förderungen berücksichtigt und eine Verzinsung angesetzt. Obwohl zu erwarten ist, dass mittelfristig auch die Wasserstoff-Komponenten gefördert werden, bleibt dies unberücksichtigt.

Für die Lieferung des Winterstroms wird hier ein Mischpreis kalkuliert, damit abrechnungsseitig keine Unterscheidung zwischen den Lieferungen aus dem Biomasse-BHKW und der Brennstoffzelle erfolgen muss. Kalkulatorisch liegt die elektrische Energie aus dem Biomasse-BHKW jedoch deutlich günstiger (rund 20 cent/kWh, vgl. Kapitel 8.1), wohingegen für die Kilowattstunde aus der Rückverstromung des Wasserstoffs – unter Berücksichtigung der Abwärmenutzung – rund 80 cent gerechnet werden müssen. Insofern tritt der erwartete Effekt durch Skalierung (vgl. Kapitel 3.2, Abbildung 5) nicht ein: Elektrolyseur und Brennstoffzelle werden zwar gegenüber den Anwendungen im Wohnbau günstiger, die Speicherung kann jedoch nicht relevant kostengünstiger umgesetzt werden, sodass sich ein ähnliches Preisniveau wie im skizzierten Anwendungsfall des Mehrfamilienhauses einstellt. Ein signifikanter Preissprung ergäbe sich bei Verwendung von Salzkavernen oder Porenspeichern für methanisierten Wasserstoff (vgl. 9.2.).

Tabelle 12: Ökonomische Performance aus Sicht des Contractors

Ökonomie Contractor	alle Werte ohne MwSt.					
CAPEX		Betrag	Förderung	Verzinsung	Lebensdauer	Jährliche Kosten
Biomasse-KWK: Syncraft CW 700-200+	Investition Anlage	1200000	-360000	1,5%	20	€ 48 926
	WHG-Trocknung, Lager	330000	-99000	1,5%	20	€ 13 455
Groß-Wärmepumpe 150 kW für t_0 >> 0°C	Investition Anlage	100000	-30000	1,5%	20	€ 4 077
	Wärmequellenerschließung	50000	-15000	1,5%	30	€ 1 457
H2-Anlage komplett (Var. E08P04)	Investition EL + BZ	720000		1,5%	20	€ 41 937
	Investition H2-Speicher	2200000		1,5%	50	€ 62 858
Reserven		230000	-69000	1,5%	20	€ 9 378
Planungshonorare		460000	-138000	1,5%	20	€ 18 755
Summe CAPEX:						**€ 200 843**
OPEX						
Waldhackgut, Menge gegenüber Bestand unverändert						€ 40 000
Strom, Versicherung, etc.						€ 15 000
Verwaltung						€ 25 000
Instandhaltung Biomasse-BHKW	5 ct./kWh_el					€ 22 000
Instandhaltung Elektrolyseur, H2-Speicher, Brennstoffzelle						€ 42 000
Instandhaltung Wärmepumpe						€ 3 000
Strombezug für EL (Überschuss, von der Gemeinde)	ca. 777 MWh á 3,5 ct. (netto)					€ 27 200
Strombezug für Groß-WP: 50% Eigenversorgung (Winter); 50% von der eEG	ca. 95 MWh á 3,5 ct. (netto)					€ 3 300
Summe OPEX:						**€ 177 500**
Summe der jährlichen Kosten:						***€ 378 343***
ERLÖSE Energielieferungen				kWh	€/kWh	€
Elektrische Energie BHKW an eEG (Produktion abzg. Eigenbedarf WP)	(Winterstrom)			345000	0,5	€ 172 500
Elektrische Energie BZ an eEG	(Winterstrom)			238000	0,5	€ 119 000
Wärme an Gemeinde				1650000	0,07	€ 115 500
Erlöse Gesamt						***€ 407 000***
Gewinn / Reserven	7%					€ 28 657

8.2.3 Gemeinde

Neben der Rolle des Rechtsträgers der eEG (die hier nicht betrachtet wird) betreibt die Gemeinde gegenwärtig auch das bestehende Wärmenetz: Das umfasst den Einkauf des Brennmaterials, den Betrieb des Heizkessels inkl. Wartung und Störungsbehebung, sowie die gesamte Verwaltung inkl. Messung und Verrechnung der Lieferungen. In Zukunft beschränkt sich die Rolle der Gemeinde auf den Betrieb des Wärmenetzes: Die Wärme wird vom Contractor geliefert und von der Gemeinde über das Netz verteilt und an die Kunden geliefert und verrechnet. Das minimiert den Verwaltungsaufwand und lässt nach wie vor einen wirtschaftlichen Betrieb zu.

Tabelle 13: Ökonomische Performance aus Sicht der Gemeinde (Betreiberin Wärmenetz)

Ökonomie Gemeinde als Wärmenetzbetreiber	alle Werte ohne MwSt.					
CAPEX		Betrag	Förderung 30%	Verzinsung	Lebensdauer	Jährliche Kosten
Gebäude BHKW		220000	-66000	1,5%	50	€ 4 400
Erweiterung Wärmenetz	1200 m á 600 €	720000				
Abzgl. Kostenübernahme der Anschließer	70 x 5000	-350000				
Kalkulierbare Kosten für Wärmenetz		370000	-111000	1,5%	30	€ 10 785
Reserven		94000	-28200	1,5%	20	€ 3 833
Planungshonorare		94000	-28200	1,5%	20	€ 3 833
Übernahme der bisherigen CAPEX Wärmenetz:						€ 8 000
Summe CAPEX:						**€ 30 850**
OPEX						
Strombezug von eEG, Lieferung an Wärmeservices	Durchläufer					€ 0
Strombezug von Wärmeservices, Lieferung an eEG	Durchläufer					€ 0
Verwaltung (nur Wärmenetz)						€ 10 000
Wärmebezug von Wärmeservices				1650000	0,07	€ 115 500
Summe OPEX:						**€ 125 500**
Summe der jährlichen Kosten:						***€ 156 350***
ERLÖSE Energielieferungen				kWh	€/kWh	€
Wärme an private Verbraucher	Einkauf abzgl. Netzverluste			1455000	0,1	€ 145 500
Wärme Messpreis	13 €/Monat á 110 Anschließer					€ 17 160
Erlöse Gesamt						***€ 162 660***
Gewinn / Reserven	4%					€ 6 310

9 Energiepolitische Bedeutung

9.1 Aspekt der Netzdienlichkeit

Das energieautarke Dorf Schnifis belastet das Stromnetz außerhalb der Gemeinde zwar nicht durch Strombezug; die ins Netz eingespeiste, maximale Leistung ist aber rund zehnmal so groß wie die bisherigen Leistungsspitzen. Das führt nicht nur zu einem Ausbaubedarf innerhalb des Niederspannungsnetzes (Netzebene 7), sondern auch auf Netzebene 5. Für diesen Ausbau wurden Kosten in der Größenordnung von € 1.000.000,-- ermittelt, wovon rund die Hälfte auf NE 5 (für die Einbindung neuer 30kV-Trafostationen) anfällt. Diese Kosten verändern die volkwirtschaftliche Darstellung im Kapitel 8.1 in ihrer Quantifizierung, nicht jedoch in der grundsätzlichen Aussage der ökonomischen Umsetzbarkeit: Im finalen Szenario 6 verursacht die Umlage der Netzausbaukosten auf 30 Jahre eine Erhöhung des Energiepreises um rund 1,5 cent/kWh. Der Netzausbau wird aber insbesondere auf Netzebene 7 – in mehr oder weniger großem Ausmaß – auch dann erforderlich, wenn keine Autarkie angestrebt wird, die Elektro-Mobilität und der PV-Ausbau aber trotzdem vorangetrieben werden. Dabei kann die Netzbelastung durch die Elektro-Mobilität massiv gesenkt werden, wenn ein lokales und/oder übergeordnetes Lademanagement implementiert wird.

Ob die Einspeisungen der PV-Anlagen – bei entsprechender Verbreitung – zu Überlastungen auf höheren Netzebenen führen, hängt davon ab, wie lokal bzw. regional die Energie verwertet werden kann, bspw. in Form von Wasserstoffproduktion für industrielle Prozesse, die auch im Sommer betrieben werden. Perspektivisch stellt das regionale Einspeisen in das europäische Wasserstoffnetz („European Hydrogen Backbone“[15]) eine Option dar. Wird der Auf- und Ausbau wie vorgeschlagen umgesetzt, könnte Vorarlberg im Jahr 2040 an das Netz angeschlossen werden, was die lokale oder regionale Speicherung obsolet machen würde (vgl. Kapitel 9.2.).

In Summe liefert jedenfalls ein energieautarkes Dorf per se keinen Beitrag zur Netzdienlichkeit; im Gegenteil führt der ökonomische Vorteil einer übergroßen PV zu massiver Netzbelastung. Netzdienlichkeit wäre nur gegeben, wenn der produzierte Wasserstoff lokal verwendet oder in ein Netz eingespeist werden kann, und damit die Netzbelastung auf Ebene 5 und darüber entfällt.

9.2 Alternative Möglichkeiten der saisonalen Speicherung

Die mit Abstand kostengünstigste Speichermöglichkeit von Wasserstoff bieten Salzkavernen [4]. Diese geologischen Formationen sind jedoch nur in manchen Regionen Europas gegeben, unter anderem in Norddeutschland. Wird das europäische Wasserstoffnetz wie in [15]

[15] Anthony Wang et al.; European Hydrogen Backbone, Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen; Utrecht 2021

beschrieben realisiert, erübrigen sich technische Speicher in Form von Druckbehältern. Die Produktion des Wasserstoffs und die Rückverstromung können dennoch lokal. bzw. regional erfolgen.

Auch die Nutzung der österreichischen Erdgasinfrastruktur kommt in Frage, wobei der Wasserstoff hierzu methanisiert werden muss, damit die vorhandenen Porenspeicher genutzt werden können. Aus ökonomischer Sicht muss das Gasnetz dann aber jenen Anwendungen vorbehalten sein, für die es keine Alternative zum relativ teuren Gas gibt, wie etwa die Hochtemperatur-Prozesswärme oder die Produktion von Winterstrom. Für die Raumwärme hingegen wäre dieses Gas viel zu teuer, weshalb diese Perspektive an den Ausstieg von (Erd-)gas aus der Raumwärme gebunden ist. Die Methanisierung könnte überall dort erfolgen, wo das Gas auch benötigt wird: Im Zuge der Verbrennung (für Hochtemperatur-Prozesswärme oder in Gas-und-Dampf-Kraftwerken für die Rückverstromung) wird das CO_2 abgeschieden, gespeichert und für die Methanisierung eingesetzt; auch die Wasserstoff-Produktion findet idealerweise am selben Ort statt.

Eine lokale Alternative stellt in Zukunft möglicherweise die Produktion und Speicherung von „grünem“ Methanol dar. Der flüssige Energieträger wird aus Wasserstoff und Kohlendioxid hergestellt und kann mit viel geringerem Aufwand und geringeren Sicherheitsanforderungen gespeichert werden – bei Umgebungstemperaturen und -druck. Die Energiedichte ist mit ca. 5000 kWh/m³ siebenmal größer als jene von Wasserstoff bei 300 bar, wodurch die Speicherung in viel kleineren Volumina möglich ist. Die Rückverstromung im Winter könnte über ein Blockheizkraftwerk erfolgen, aus dessen Abgas das Kohlendioxid abgeschieden und gespeichert wird – um im Sommer wieder als Rohstoff für die Methanol-Produktion zu dienen. Die Wirkungsgradkette ist mit dem reinen Wasserstoffpfad vergleichbar; die Herstellung ist allerdings deutlich aufwendiger und noch nicht serienerprobt, was sich in einigen Jahren aber ändern kann.

Obwohl sich also die lokale, saisonale Speicherung von Energie in Form von Wasserstoff ökonomisch durchaus argumentieren lässt, bietet die Zukunft mitunter noch interessantere Perspektiven. Der Vorteil der beschriebenen Speicherung von Energie in Form von Wasserstoff liegt darin, dass sie heute umgesetzt, dass Erfahrung gesammelt werden kann.

9.3 Auswirkung der grauen Emissionen auf die Treibhausgasbilanz

In [6] wurde die Treibhausgas-Emission für die Errichtung der Anlage zur Wasserstoffspeicherung mit 5 kgCO2e/kWh_H2 abgeschätzt. Dies führt in den verschiedenen Varianten, unter Zugrundelegung einer Lebensdauer von 50 Jahren zu einer Belastung von 100 bis 150 gCO2/kWh der rückverstromten Energie. Das liegt zwar deutlich unterhalb der Emission von elektrischer Energie aus Gas-und-Dampf-Kraftwerken (ca. 450 g/kWh), aber viel höher als etwa die Emission von Windenergie (<10 g/kWh). Dieser Umstand darf jedenfalls nicht vernachlässigt werden: Energieautarkie ist nicht mit Klimaneutralität gleichzusetzen;

zumindest heute stellen die grauen Emissionen durch den erforderlichen Anlagenaufwand einen Wermutstropfen dar; erst die Verwendung von grünem Stahl (Direktreduktion mittels grünem Wasserstoff) verbessert das Bild signifikant.

10 Empfehlung Reallabor

Die Vision „energieautarke Gemeinde“ geht weit über die Möglichkeiten einer eEG und die Technologie der saisonalen Speicherung hinaus. Die Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Umsetzung reichen von einer Effizienz-Offensive im Bereich des Haushalts- und Nutzerstroms, über eine kommunale Wärmeplanung mit entsprechender Sanierungsstrategie bis hin zur vollständigen Umstellung auf Elektromobilität inkl. dem erforderlichen Netzausbau. Darüber hinaus liegt es an den BürgerInnen der Gemeinde, ob sie sich an der eEG beteiligen und die – für sich jeweils wirtschaftlichen – Investitionen tätigen wollen. Doch auch wenn die vollständige Umsetzung einen Zeitraum von ein, zwei Dekaden in Anspruch nehmen wird, kann die Realisierung von Teilprojekten durchaus wertvoll und attraktiv sein. Um solche Teilprojekte sinnvoll realisieren zu können, muss in einem ersten Schritt eine Roadmap erarbeitet werden: Ausgehend von den BürgerInnen der Gemeinde – wer ist an welchen Umsetzungsschritten interessiert, wann kommen diese Umsetzungen in Frage? Auf Basis dieser Informationen lassen sich mögliche Zeitpunkte für die größeren Investitionen ermitteln (Erweiterung Wärmenetz, Umstellung auf Biomasse-BHKW, Ergänzung durch Groß-Wärmepumpe und letztlich die Umsetzung der saisonalen Speicherung).

Die Erarbeitung einer solchen Roadmap wäre der nächste mögliche Schritt zum energieautarken Dorf Schnifis.

11 Quellen

[1] Amt der Vorarlberger Landesregierung, Energie- und Monitoringbericht Vorarlberg 2020

[2] www.smard.de, abgerufen am 13.10.21

[3] https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/I/I_00733/index.shtml, abgerufen am 13.10.21

[4] Agora Energiewende and AFRY Management Consulting (2021): No-regret hydrogen: Charting early steps for H_2 infrastructure in Europe.

[5] https://www.rag-austria.at/die-rag-energiewelt/energie-speichern/funktionsweise-eines-gasspeichers.html, abgerufen am 15.10.21

[6] drexel reduziert, HyLiving: Saisonale Energiespeicherung im Wohnbau, Bregenz 2020

[7] https://www.energieinstitut.at/energiegemeinschaften-nach-dem-erneuerbaren-ausbau-gesetz-eag/, abgerufen am 4.11.21

[8] https://energiewenden.at/blog/erneuerbare-energie-gemeinschaften, abgerufen am 4.11.21

[9] Greller, M. et al.: Universelle Energiekennzahlen für Deutschland – Teil 2: Verbrauchskennzahlentwicklung nach Baualtersklassen; in: Bauphysik 32(2010) Heft 1

[10] M. Ploss, T. Hatt, C. Schneider, T. Rosskopf, und M. Braun, „Modellvorhaben KliNaWo - Klimagerechter, nachhaltiger Wohnbau - Zwischenbericht Jänner 2017“, Energieinstitut Vorarlberg, Dornbirn, 2018.

[11] https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/news/zweitwaermster-sommer-der-messgeschichte, abgerufen am 18.10.21

[12] Statistik Austria: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/verkehr/strasse/kraftfahrzeuge_-_bestand/index.html, abgerufen am 18.10.21

[13] M. Preißinger et al., Energieautonomie Vorarlberg 2050, Szenarienbetrachtung 2030

[14] drexel reduziert, Wasserstoffanwendungen in der Vorarlberger Industrie, Bregenz 2021

[15] Anthony Wang et al.; European Hydrogen Backbone, Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen; Utrecht 2021

12 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erzeugung elektrischer Energie mittels Erneuerbarer und realisierter Verbrauch in Vorarlberg 2018. Eigene Darstellung, Datenquelle www.smard.de

Abbildung 2: Erzeugung elektrischer Energie mittels Erneuerbarer und realisierter Verbrauch in Vorarlberg – Perspektive 2030. Eigene Darstellung.

Abbildung 3: Möglichkeiten der saisonalen Speicherung, eigene Darstellung.

Abbildung 4: Elektrische und thermische Einbindung der Wasserstoff-Komponenten (Schematische Darstellung)

Abbildung 5: Exemplarische Darstellung der Energiekosten aus saisonaler Speicherung

Abbildung 6: Beispielhafte Darstellung - Speicherstände H2 und Batterie: H_2-Speicher ist ab Anfang Juni bereits gefüllt, danach wird eingespeist. Tiefststand im Februar.

Abbildung 7: Annahme Strompreisentwicklung

Abbildung 8: Monatsbedarfe der hinterlegten Lastprofile des Bestandsverbrauchs, Simulation PV-SOL

Abbildung 9: Lastgang des Bestands im Jahresverlauf auf Basis der kumulierten Lastprofile, Simulation PV-SOL

Abbildung 10: Nutzflächen und Energiekennzahlen nach Bauepoche

Abbildung 11: Wärme: Absolute Verbräuche nach Bauepochen

Abbildung 12: Veränderung der Wärmebedarfe nach Bauepochen

Abbildung 13: Skizze des bestehenden Wärmenetzes (grün) sowie der geplanten Erweiterung (blau)
Abbildung 14: Skizze der Wärmeerzeuger im Nahwärmenetz
Abbildung 15: Temperatur Wärmequelle und Arbeitszahl der Groß-Wärmepumpe
Abbildung 16: Monatliche Beiträge der einzelnen Wärmeerzeuger
Abbildung 17: Wärmeversorgung
Abbildung 18: Wärmeerzeuger heute / 2040
Abbildung 19: Ökonomische Optimierung Batteriespeicher
Abbildung 20: Auswertung Szenario 1
Abbildung 21: Auswertung Szenario 2
Abbildung 22: Auswertung Szenario 3
Abbildung 23: Auswertung Szenario 4
Abbildung 24: Auswertung Szenario 5
Abbildung 25: Auswertung Szenario 6
Abbildung 26: Energieflussdiagramm elektrische Energie, Jahresbilanz
Abbildung 27: Energieflussdiagramm elektrische Energie, Monat Januar
Abbildung 28: Kumulierte Kosten und spezifischer Energiepreis der verschiedenen Szenarien
Abbildung 29: Schematische Darstellung der Anlagenkomponenten, Abgrenzung der Betreiber
Abbildung 30: Vergleich Eigenverbrauch EFH – eEG