



Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Masterarbeit

Analyse der Sektorkopplungspotentiale im
Netzgebiet der Energie AG Oberösterreich



Patrick Pichler, BSc

Mai 2019

EIDESSTÄTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich diese Arbeit selbständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt, und mich auch sonst keiner unerlaubten Hilfsmittel bedient habe.

Ich erkläre, dass ich die Richtlinien des Senats der Montanuniversität Leoben zu "Gute wissenschaftliche Praxis" gelesen, verstanden und befolgt habe.

Weiters erkläre ich, dass die elektronische und gedruckte Version der eingereichten wissenschaftlichen Abschlussarbeit formal und inhaltlich identisch sind.

Datum 20.05.2019

Unterschrift Verfasser/in
Patrick, Pichler
Matrikelnummer: 01335396

KURZFASSUNG

Die Energiewende stellt uns vor große Herausforderungen. Im Stromnetz sind bereits heute zu einem großen Teil volatile erneuerbare Energieerzeuger verfügbar, zugleich aber kaum Flexibilitätsoptionen wie Speicher vorhanden. Dies führt zu einer starken Belastung des elektrischen Netzes. Wärme wird noch hauptsächlich aus fossilen Energieträgern erzeugt. Unser Verkehrssystem beruht ebenfalls auf fossilen Kraftstoffen. Energieträger wie Wärme, Gas, oder Kraftstoffe bieten jedoch Speichermöglichkeiten, um für volatile Erzeugungssituationen im Stromnetz fehlende Flexibilitäten bereitzustellen. Sektorkopplung ermöglicht es, durch die Kopplung verschiedener momentan noch separat agierender Energiesektoren, Energie aus volatilen erneuerbaren Energieerzeugern zu nutzen und in andere Energiesektoren zu speichern. Sie stellt somit Flexibilitätsoptionen im Stromsektor bereit. Zudem kann Primärenergie bzw. fossile Energie eingespart und andere Sektoren zugleich dekarbonisiert werden.

In Zusammenarbeit mit der Energie AG Oberösterreich und dem Lehrstuhl für Energieverbundtechnik der Montanuniversität Leoben soll im Rahmen dieser Masterarbeit mit Hilfe des an der Montanuniversität Leoben entwickelten Programms „HyFlow“ die Auswirkungen der zukünftigen sektorkoppelnden Maßnahmen im Netzgebiet der Energie AG analysiert werden. Ziel ist es, aus rein technischer Sicht zu ermitteln, welche Sektorkopplungsoptionen sich als besonders zielführend für eine Dekarbonisierung des Energiesystems in Oberösterreich erweisen, welche Auswirkungen die Volatilität der erneuerbaren Energieträger auf das elektrische Energienetz haben und wie dem begegnet werden kann.

Die Analyse dieser Masterarbeit hat bestätigt, dass Sektorkopplung ein wichtiger Bestandteil im Energiesystem der Zukunft sein wird. Neben der Einsparung von Primärenergie können Sektorkopplungstechnologien wie Wärmepumpen und Elektromobilität auch eine Entlastung für das elektrische Netz bewirken. Zudem bietet die Sektorkopplung über die Technologie von Power-to-Gas aus momentaner Sicht die einzige vernünftige Option der Langzeitspeicherung von elektrischer Energie in großen Mengen. Entscheidend bei einer zentralen PtG-Anlage wird allerdings auch die verwendete Regelstrategie sein. Auch dezentrale Anlagen sollten untersucht werden, da für eine zentrale PtG-Anlage das momentane elektrische Netz nicht ausgelegt ist. Es hat sich auch gezeigt, dass der Ausbau der erneuerbaren Energiequellen und Sektorkopplung alleine nicht ausreichen wird, um die Energiewende zu meistern. Daneben wird auch die Einsparung des Energieverbrauchs durch Effizienz- und Suffizienzmaßnahmen von essentieller Bedeutung sein.

ABSTRACT

The energy transition confronts us with major challenges. In the electrical grid, mainly volatile renewable energy sources are available, but simultaneously we lack the possibility of saving this energy. This leads to a heavy load on the electrical system. Nowadays, the generation of heat as well as our transport system still rely heavily on fossil fuels. However, energy sources such as heat, gas, or fuel provide storage facilities to complete the missing flexibilities for a volatile power generation. Sector coupling enables the usage of energy from volatile, renewable energy sources by coupling different, currently separately acting energy sectors. It can store this energy in other sectors and thus provides flexibility options in the electricity sector. In addition, the demand of primary or fossil energy can be reduced and at the same time sector coupling can decarbonize other energy sectors.

In cooperation with the Energie AG and the Montanuniversität Leoben, the aim of this master thesis is to analyse the effects of sector coupling from a technical perspective with the help of the HyFlow program, developed at the University of Leoben. Additional aspects of thesis are the identification of sector coupling actions that are particularly effective in decarbonising the energy system in Upper Austria, as well as which effects the volatility of renewable energy sources has on the electricity grid and how this can be counteracted.

The analysis of this master thesis has shown that sector coupling is going to be a significant part of the energy system of the future. It is possible to reduce the demand of primary energy and sector coupling technologies such as heat pumps and electromobility can also decrease the load on the electrical grid. In addition, sector coupling via power-to-gas technology currently provides the only reasonable option for long-term storage of electricity in big amounts. The decisive factor in a centralized PtG system is the control strategy. Decentralized systems should also be investigated, because the current electrical network is not designed for a central PtG system. However, it has also been shown that the expansion of renewable energy sources and sector coupling alone will not be enough to deal with the energy transition. Energy conservation through efficiency and ecological sufficiency measures are going to be essential.

INHALTSVERZEICHNIS

Nomenklatur	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	VI
1 Einleitung	1
2 Aufgabenstellung.....	3
2.1 Forschungsfragen.....	4
3 Theoretischer Hintergrund	5
3.1 Sektordefinition	5
3.1.1 Sektoraufteilungen.....	6
3.1.2 Verwendete Sektoraufteilung und das Konzept der Sektorkopplung	7
3.1.3 Kaskadische Energienutzung.....	9
3.2 Technologien der Sektorkopplung.....	11
3.2.1 Direkte Stromnutzung (Stromspeicher)	11
3.2.2 Wärmepumpe (Power to Heat der 2. Generation)	15
3.2.3 Power to Gas	17
3.2.4 Weitere Speicher- und Sektorkopplungstechnologien	23
4 Programm HyFlow	26
4.1 Auswahl des Programms	26
4.2 Programmstruktur und -elemente [21, 58]	26
4.2.1 Zellularer Ansatz.....	27
4.2.2 Lastflussberechnung im elektrischen Energiesystem	28
4.2.3 Programmelemente	30
4.3 Änderungen am Programm HyFlow.....	33
4.3.1 Adaptierte Lastflussberechnung in stoffgebundenen Energienetzen	33
4.3.2 Fallauswahl der Funktion „Auswahl interzellulär Ebene 1_1“	37

Inhaltsverzeichnis

4.3.3	Aktivierung von zelldienlichen Hybridelementen und systemdienlichen FHKWs/BHKWs.....	39
4.3.4	Überprüfung der Leitungskapazitäten	40
4.4	Ausgegebene Ergebnisse und Programmveränderungsvorschläge	40
5	Potentiale der erneuerbaren Energieträger	42
5.1	Einteilung der Potentiale erneuerbarer Energieträger.....	42
5.2	Wasserkraft.....	43
5.3	Windenergie	44
5.4	Biomasse....	45
5.5	Photovoltaik/Solarthermie	46
5.6	Zusammenfassung	47
6	Szenariendefinition.....	48
6.1	Status quo (aktuelle Situation)	49
6.1.1	Daten	51
6.2	Netzdienstliches Referenzszenario.....	60
6.2.1	Speicher.....	60
6.2.2	Hybridelemente.....	61
6.3	Trendszenario	62
6.3.1	Verbrauchsentwicklung.....	62
6.3.2	Entwicklung der erneuerbaren Energieträger	63
6.4	Klima- und Energiestrategieszzenario	66
6.4.1	Verbrauchsentwicklung.....	66
6.4.2	Entwicklung der erneuerbaren Energieträger	67
6.5	Ambitioniertes Zielszenario	67
6.5.1	Verbrauchsentwicklung.....	67
6.5.2	Entwicklung der erneuerbaren Energieträger	68
6.6	Case Study.....	68
6.6.1	Base-Case (BC).....	69

Inhaltsverzeichnis

6.6.2	Heat Pump Case (HP)	69
6.6.3	Electric-Vehicle-Case (EV)	70
6.6.4	Advanced-Case (AC)	71
6.7	Bewertung der Szenarien durch KPIs	73
7	Ergebnisse	74
7.1	Unsicherheiten der Ergebnisse	74
7.2	Vergleich des Status quo mit dem netzdienlichen Referenzszenario	75
7.3	Ergebnisse des Trendszenarios	80
7.3.1	Lastflussanalyse	81
7.3.2	Energiebezogene Analyse	85
7.3.3	Auswirkungen auf das elektrische Netz	87
7.3.4	Zusammenfassung durch Key Performance Indicators (KPIs)	90
7.4	Ergebnisse des Klima- & Energiestrategieszenarios	91
7.4.1	Lastflussanalyse	92
7.4.2	Energiebezogene Analyse	95
7.4.3	Auswirkungen auf das elektrische Netz	97
7.4.4	Zusammenfassung durch Key Performance Indicators (KPIs)	100
7.5	Ergebnisse des Szenarios nach ambitionierten Zielen	100
7.5.1	Lastflussanalyse	101
7.5.2	Energiebezogene Analyse	103
7.5.3	Auswirkungen auf das elektrische Netz	106
7.5.4	Zusammenfassung durch Key Performance Indicators (KPIs)	107
7.6	Vergleich der Zukunftsszenarien	107
8	Zusammenfassung und Ausblick	116
9	Literaturverzeichnis	119
10	Anhang	129

NOMENKLATUR

Abkürzungen

GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
EVU	Energieversorgungsunternehmen
VKM	Verbrennungskraftmaschine
PV	Photovoltaik
COP	Coefficient Of Performance
PSKW	Pumpspeicherkraftwerke
TRL	Technology Readiness Level
OÖ	Oberösterreich
PEM	Polymerelektrolytmembran
SOEC/SOFC	Solid Oxid Electrolysis Cells / Solid Oxid Fuel Cells
ÖVGW	Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
PtG / PtL / PtH	Power-to-Gas / Power-to-Liquid / Power to Heat
SNG	Synthetic Natural Gas
DC	Direct Current (Gleichstrom)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
GuD / GT	Gas- und Dampfprozess / Gasturbine
GIS	Geoinformationssystem
NRL / BRL	Nettoresiduallast / Bruttoresiduallast
FHKW / BHKW	Fernheizkraftwerk / Blockheizkraftwerk
BC	Base-Case (Basisfall)
HP	Heat-Pump-Case (Wärmepumpenfall)
EV	Electric-Vehicle-Case (Elektromobilität)
AC	Advanced-Case

Nomenklatur

T	Trendszenario
KE	Klima- & Energiestrategieszenario
AZ	Ambitioniertes Zielszenario

Indizes

i	Knotennummer der Lastflussherkunft
j	Knotennummer des Lastflussziels
n	Anzahl an Zellen
R	Widerstand (Ω)
$\rho_{\text{spez.}}$	Spezifischer elektrische Widerstand ($\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}}$)
l	Länge (m)
A	Querschnitt (mm^2)
I	Stromstärke (A)
U	Spannung (V)
Y	Admittanz (S)
P	Wirkleistung (W)
Δp	Druckdifferenz (bar)
\dot{V}	Volumenstrom ($\frac{\text{m}^3}{\text{s}}$)
ρ	Dichte ($\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$)
λ	Rohrreibungszahl
d	Durchmesser (m)
G	Leitwert (S)
t	Iterationsschritt
m	Kantenanzahl
H_o / H_u	Brennwert / Heizwert

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 3-1: Überblick der möglichen Sektordefinitionen. Färbig hinterlegt sind optionale Einteilungen.....	6
Abbildung 3-2: Verwendete Sektordefinition in dieser Arbeit.....	8
Abbildung 3-3: Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle [16]	13
Abbildung 3-4: Wärmepumpenkreislauf mit Energieströme [27].....	15
Abbildung 3-5: Vergleich von Wärmeerzeugungstechnologien nach deren nicht regenerativen Primärenergiebedarf in unterschiedlichen Betrachtungsjahren (Eigene Darstellung nach [28])	16
Abbildung 3-6: Aufbau einer alkalischen Zelle [33].....	18
Abbildung 3-7: Aufbau einer PEM-Zelle [33].....	19
Abbildung 3-8: Aufbau einer SOEC (eigene Darstellung nach [35])	19
Abbildung 3-9: Quellen von CO ₂ . Eigene Darstellung nach [45]	22
Abbildung 4-1: Zellebenen und Struktur je Energieträger im Programm HyFlow [58].....	27
Abbildung 4-2: Definition der Lastflussrichtung.....	29
Abbildung 4-3: Einteilung der Programmelemente	30
Abbildung 4-4: Mögliche Hybridelemente	31
Abbildung 4-5: Unterschied von zelldienlichen und systemdienlichen Programmelementen.....	32
Abbildung 4-6: Ablaufdiagramm der Gasflussberechnung. Eigene Darstellung nach [63].	35
Abbildung 4-7: Beispielnetz von Cerbe [64]	36
Abbildung 4-8: Ablaufdiagramm der Funktion Interzellulär Ebene 1_1 [58]	38
Abbildung 4-9: Input und Output des Programmes HyFlow. Eigene Darstellung nach [21].....	40
Abbildung 5-1: Einteilung der Potentiale erneuerbarer Energiequellen. Eigene Darstellung nach [66].	42
Abbildung 6-1: Einteilung der Szenarien	48
Abbildung 6-2: Versorgungsgebiet der Energie AG (eigene Darstellung nach [73])	50
Abbildung 6-3: Hochspannungsnetz in OÖ [75]	52
Abbildung 6-4: Darstellung des Stromnetzes nach dem zellularen Ansatz.....	54
Abbildung 6-5: Oberösterreichisches Gasnetz (eigene Darstellung nach [76])	56
Abbildung 6-6: Darstellung des Erdgasnetzes nach dem zellularen Ansatz.....	57
Abbildung 6-7: Endenergieverbrauch im Sektor Strom (eigene Darstellung mit Daten von [9])	63
Abbildung 6-8: Prognose der Wasserkraft und des Biomassestroms in Oberösterreich (eigene Darstellung mit Daten von [9])	64
Abbildung 6-9: Prognose der Photovoltaik und Windkraft in Oberösterreich im Trendszenario (eigene Darstellung mit Daten von [9])	64

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 6-10: Prognose der elektrischen Fahrzeuge von Oberösterreich und Darstellung der PKW Neuzulassungen und deren Prognose	70
Abbildung 7-1: Vergleich des Stromlastflusses aus/nach Oberösterreich über ein ganzes Jahr zwischen dem Status quo und dem netzdienlichen Referenzszenario ((+) Import (-) Export)	76
Abbildung 7-2: Vergleich des Gasflusses aus/nach Oberösterreich zwischen dem Status quo und dem netzdienlichen Referenzszenario.....	77
Abbildung 7-3: Energiewandlungskette mit den verwendeten Energieträgern	78
Abbildung 7-4: Vergleich des Primärenergiebedarfs der beiden Szenarien	79
Abbildung 7-5: Stromerzeugung und -verbrauch im Trendszenario (BC)	80
Abbildung 7-6: Stromlastflussanalyse im Trendszenario	82
Abbildung 7-7: Stromlastflussanalyse anhand von Beispielwochen im Trendszenario	83
Abbildung 7-8: Gaslastflussanalyse im Trendszenario	84
Abbildung 7-9: Lastfluss des Wärmesektors	84
Abbildung 7-10: Energiemengenanalyse des Stromsektors im Trendszenario.....	85
Abbildung 7-11: Energiemengenanalyse des Gassektors im Trendszenario.....	86
Abbildung 7-12: Verbrauch und Erzeugung der Hybridelemente im Trendszenario	87
Abbildung 7-13: Vergleich des Primärenergiebedarfs im Trendszenario	87
Abbildung 7-14: Leitungsüberlastung im Trendszenario	89
Abbildung 7-15: Stromerzeugung und -verbrauch im Klima- & Energiestrategieszenario (BC)	92
Abbildung 7-16: Stromlastflussanalyse im Klima- & Energiestrategieszenario.....	92
Abbildung 7-17: Vergleich der Rampenrate zwischen Residuallast und Advanced-Case im Klima- & Energiestrategieszenario	93
Abbildung 7-18: Stromlastflussanalyse anhand von Beispielwochen im Klima- & Energiestrategieszenario	94
Abbildung 7-19: Gaslastflussanalyse im Klima- & Energiestrategieszenario	94
Abbildung 7-20: Energiemengenanalyse des Stromsektors im Klima- & Energiestrategieszenario	95
Abbildung 7-21: Energiemengenanalyse des Gassektors im Klima- & Energiestrategieszenario.....	96
Abbildung 7-22: Verbrauch und Erzeugung der Hybridelemente im Klima- & Energiestrategieszenario	97
Abbildung 7-23: Detaillierte zeitliche Analyse der Leitungsüberlastung im AC.....	98
Abbildung 7-24: Leitungsüberlastung im Klima- & Energiestrategieszenario.....	99
Abbildung 7-25: Stromerzeugung und -verbrauch im ambitionierten Zielszenario (BC).....	101
Abbildung 7-26: Stromlastflussanalyse im ambitionierten Zielszenario	102
Abbildung 7-27: Stromlastflussanalyse anhand von Beispielwochen im ambitionierten Zielszenario.....	102
Abbildung 7-28: Gaslastflussanalyse im ambitionierten Zielszenario.....	103
Abbildung 7-29: Energiemengenanalyse des Stromsektors im ambitionierten Zielszenario	104
Abbildung 7-30: Energiemengenanalyse des Gassektors im ambitionierten Zielszenario	104

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 7-31: Verbrauch und Erzeugung der Hybridelemente im ambitionierten Zielszenario.....	105
Abbildung 7-32: Vergleich des Primärenergiebedarfs im ambitionierten Zielszenario	105
Abbildung 7-33: Leitungsüberlastung im ambitionierten Zielszenario (BC)	106
Abbildung 7-34: Vergleich der Stromerzeugung von erneuerbaren Energiequellen und des Stromverbrauchs zwischen den Zukunftsszenarien und dem netzdienlichen Referenzszenario	108
Abbildung 7-35: Vergleich der Residuallastverläufe im Stromsektor zwischen dem netzdienlichen Referenzszenario und den Zukunftsszenarien (Wintertage)	109
Abbildung 7-36: Vergleich der Residuallastverläufe im Stromsektor zwischen dem netzdienlichen Referenzszenario und den Zukunftsszenarien (Sommertage).....	110
Abbildung 7-37: Vergleich der exportierten Strommenge im BC der Zukunftsszenarien.....	111
Abbildung 7-38: Vergleich des fossilen Energieverbrauchs zwischen den Zukunftsszenarien	112
Abbildung 7-39: Vergleich der Überlastungsstunden im elektrischen Netz nach Zukunftsszenarien und Fällen.....	113
Abbildung 7-40: Örtliche Analyse der Residuallast im Stromsektor. Im Referenzszenario ist die summierte Jahresresidualenergie je Bezirk dargestellt. In den Zukunftsszenarien die Änderung der Residualenergie dazu.....	114
Abbildung 10-1: Vergleich der Entwicklungen des Stromverbrauchs zwischen den Zukunftsszenarien (eigene Darstellung mit Daten von [9])	129
Abbildung 10-2: Vergleich der Entwicklungen des Gasverbrauchs zwischen den Zukunftsszenarien (eigene Darstellung mit Daten von [9])	129
Abbildung 10-3: Vergleich der Entwicklungen des Wärmeverbrauchs zwischen den Zukunftsszenarien(eigene Darstellung mit Daten von [9]).....	130
Abbildung 10-4: Vergleich der Entwicklungen des Verkehrsverbrauch zwischen den Zukunftsszenarien(eigene Darstellung mit Daten von [9]).....	130
Abbildung 10-5: Vergleich der Entwicklungen des Gesamtverbrauchs zwischen den Zukunftsszenarien (eigene Darstellung mit Daten von [9])	131

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 3-1: Kennwerte des Pumpspeicherkraftwerks Ranna	12
Tabelle 3-2: Kennwerte von Li-Ionen Akkumulatoren	14
Tabelle 3-3: Übersicht von weiteren Stromspeichern	14
Tabelle 3-4: Kenndaten von Wärmepumpen	17
Tabelle 3-5: Vergleich der verschiedenen Elektrolysetechnologien	20
Tabelle 3-6: Kennwerte von Power-to-Gas und Gasspeicher in Oberösterreich	23
Tabelle 3-7: Übersicht von weiteren relevanten Sektorkopplungstechnologien	24
Tabelle 3-8: Übersicht von weiteren relevanten Speichertechnologien.....	25
Tabelle 4-1: Vergleich der Werte von Cerbe [64] und der berechneten Werte	37
Tabelle 5-1: Wasserkraftpotentiale in Oberösterreich	44
Tabelle 5-2: Windkraftpotentiale in Oberösterreich.....	45
Tabelle 5-3: Biomassepotentiale in Oberösterreich.....	46
Tabelle 5-4: Zusammenfassung der Potentiale für PV und Solarthermie	47
Tabelle 5-5: Zusammenfassung der Strompotentiale erneuerbarer Energieträger in Oberösterreich	47
Tabelle 6-1: Berücksichtigte Fernwärmenetze in Oberösterreich	59
Tabelle 6-2: Speicher im netzdienlichen Referenzszenario (FWSP...Fernwärmespeicher).....	61
Tabelle 6-3: Systemdienliche Hybridelemente im netzdienlichen Referenzszenario	62
Tabelle 6-4: Verbrauchsentwicklung Trendszenario	63
Tabelle 6-5: Übersicht des Ausbaus der erneuerbaren Energiequellen im Trendszenario.....	65
Tabelle 6-6: Verteilung auf Zellebene	65
Tabelle 6-7: Verbrauchsentwicklung Klima- & Energiestrategieszenario	66
Tabelle 6-8: Ausbau der erneuerbaren Energiequellen im Klima- & Energiestrategieszenario	67
Tabelle 6-9: Verbrauchsentwicklung nach dem ambitionierten Zielszenario.....	68
Tabelle 6-10: Ausbau der erneuerbaren Energiequellen im ambitionierten Zielszenario.....	68
Tabelle 6-11: Parameter eines typischen Haushaltswärmespeichers [21]	70
Tabelle 6-12: Parameter des elektrischen Zellspeichers pro Haushalt [21].....	71
Tabelle 6-13: Parameter der Power-to-Gas-Anlage	72
Tabelle 7-1: Leitungsüberlastungen im Trendszenario	88
Tabelle 7-2: KPIs des Trendszenarios	90
Tabelle 7-3: Leitungsüberlastungen im Klima- & Energiestrategieszenario	98
Tabelle 7-4: KPIs des Klima- & Energiestrategieszenario	100
Tabelle 7-5: Leitungsüberlastungen im ambitionierten Zielszenario.....	106
Tabelle 7-6: KPIs des ambitionierten Zielszenarios.....	107
Tabelle 7-7: Zusammenfassung der KPIs der Zukunftsszenarien	115

Tabellenverzeichnis

Tabelle 10-1: Detaillierte Leitungsüberlastungen im Klima- & Energiestrategieszenario	131
Tabelle 10-2: Detaillierte Leitungsüberlastungen im ambitionierten Zielszenario.....	132

1 EINLEITUNG

Der Anteil von erneuerbaren Energieträgern am Bruttoendenergieverbrauch 2016 lag in Österreich mit 33,5% im Spitzenfeld der Europäischen Union. Das Ziel bis 2020 von 34% ist beinahe erreicht [1]. Wasserkraft zur Stromerzeugung und Biomasse hauptsächlich zur Wärmeerzeugung an der erneuerbaren Energieerzeugung den jeweils größten Anteil. Studien wie die #Mission2030 [2] oder der Fahrplan 2030 [3] von Österreichs Energie sind sich einig, dass die Klimawende nur durch den Ausbau aller erneuerbaren Energieträger erfolgen kann. Österreich sollte deshalb den Ausbau forcieren und weiterhin versuchen eine Vorreiterrolle in der Klimapolitik zu spielen. Somit kann es gelingen die Klimaschutzziele mittel- und langfristig zu vertretbaren Kosten und unter Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu erreichen.

Die Studie Renewables4Industrie [4] hat aber auch gezeigt, dass der vollständige Ausbau von erneuerbaren Energieträgern nicht ausreichen wird, um den Primärenergiebedarf zu decken. 40% Primärenergieeinsparung wird nötig sein um eine erneuerbare und heimische Deckung des Energiebedarfs zu schaffen [4]. Ein Ansatz zur Lösung dieses Problems stellt eine exergieorientierte Sektorkopplung und kaskadische Energienutzung dar. Sektorkopplung ist die Verknüpfung der momentan separat agierenden Energiesektoren Strom-, Gas-, Wärme- und Verkehrswirtschaft. Durch diese Verknüpfung und einer exergieorientierten Umwandlung von Energie kann Primärenergie eingespart und ein effizienteres Energiesystem geschaffen werden.

Außerdem speisen Windkraft und Photovoltaik volatil ins elektrische Netz ein, was zunehmend zu einem Problem wird. Bestehenden Übertragungsleitungen im Stromnetz können dabei entstehenden Erzeugungsspitzen nicht mehr transportieren. Es sind auch nicht genügend Flexibilitätsoptionen und Speichermöglichkeiten im Stromnetz vorhanden, um diese Spitzen zu reduzieren. Eine Verbindung der verschiedenen Energienetze über Sektorkopplungstechnologien kann in Zeiten mit negativen Residuallasten (Überschussstrom) die Energie in anderen Energiesysteme wie Wärme-/Gasnetzen über sogenannte Power-to-X-Technologien speichern. Ist zu wenig Energie aus erneuerbaren Energiequellen vorhanden, kann die zuvor eingespeicherte Energie genutzt werden, um die Erzeugung an den Verbrauch im elektrischen Netz wieder anzupassen.

Die Sektorkopplung wird eines der zentralen Elemente für eine erfolgreiche Klimapolitik und das Erreichen der Klimaschutzziele sein. Sie kann Primärenergie bzw. fossile Energie einsparen und zugleich Flexibilitätsoptionen im Stromsektor, durch speichern des Überschussstroms in andere Sektoren, bereitstellen. Zudem bietet die Sektorkopplung die Möglichkeit, schwer

dekarbonisierbare Sektoren wie den Verkehrssektor durch die Elektrifizierung auf erneuerbare Energiequellen umzustellen.

Für Energieversorgungsunternehmen wie der Energie AG Oberösterreich ist es deshalb umso wichtiger, frühzeitig mit Analysen im Bereich der Sektorkopplung zu beginnen, um für spätere technische, rechtliche und wirtschaftliche Problemstellungen gewappnet zu sein. Die Frage seitens der Energie AG lautet daher, welche Optionen in Zukunft zur Verfügung stehen, um den Herausforderungen und Anforderungen an ein sicheres und dekarbonisiertes Energiesystem zu begegnen.

Das Thema der Sektorkopplung ist ein sehr weitgefächertes Gebiet. In diese Arbeit entschied man sich für die Verwendung des Lastflussberechnungsprogramms HyFlow, da dadurch Vorteile, Auswirkungen und Probleme von Sektorkopplung analysiert werden können. Es sollen daher anhand von zuvor definierten Szenarien und einer durchgeführten Case-Study, Sektorkopplungstechnologien in das bestehende Energiesystem integriert werden. Somit können Rückschlüsse auf Örtlichkeiten (Wo?), Technologien (Womit?) und Kapazitäten (Wie viel?) von Sektorkopplungen in Zukunft gemacht werden.

2 AUFGABENSTELLUNG

Ziel dieser Arbeit ist es zu ermitteln, welche Sektorkopplungsoptionen sich als besonders zielführend erweisen, wie sich diese unterscheiden (Zeitkonstante), an welcher Stelle diese in die bestehende Infrastruktur integriert werden können und welcher Leistungs- und Energiebedarf grundsätzlich an Sektorkopplung benötigt wird. Aufgrund des umfassenden und komplexen Themas wird in viele Fällen auf Detailberechnungen verzichtet und es werden oftmals Abschätzungen getroffen, um die Kernfrage des Themas beantworten zu können. Der Schwerpunkt der Arbeit liegt auf technologischer Seite, was bedeutet, dass betriebswirtschaftliche Aspekte im Hintergrund stehen und Regelstrategien und Auslegungen nach technischen Kriterien erfolgen.

Vor Bearbeitung der Kernfrage dieser Arbeit wird zunächst die Frage der Sektordefinition gestellt. Es wird dabei untersucht, wie die Aufteilung der zu koppelnden Sektoren für diese Aufgabenstellung am besten erfolgen sollte. Betrachtet werden dabei folgende Sektordefinitionen:

- Verbrauchssektoren
- Wirtschaftssektoren
- Einteilung nach Energieträgern
- Einteilung nach Technologien

Anschließend werden in Kapitel 3.2 die wichtigsten angewandten Technologien im Bereich der Sektorkopplung und Speicherung von Energien beschrieben. Eine Potentialanalyse der erneuerbaren Energiemengen in Oberösterreich, sowie eine Verbrauchsanalyse der in Oberösterreich eingesetzten Energieträger Strom, Gas, Wärme und Verkehr werden danach durchgeführt. Zusammen bilden diese drei Recherchen die Grundlage für die eigentliche Analyse mit dem Programm HyFlow. Es handelt sich dabei um ein „operational model“ zur rein technischen Analyse von hybriden Netzen basierend auf einem zellularen Ansatz. Ausgehend vom Status quo und einem netzdienlichen Referenzszenario, welches die derzeitige Situation nach Implementierung bestehender Sektorkopplungstechnologien in das Programm darstellt, werden verschiedenste Szenarien entwickelt und untersucht. Diese sollen Aufschluss über Sektorkopplungspotentiale und die Auswirkungen von Sektorkopplungstechnologien auf ein hybrides Netz geben. Die zuvor gestellten Fragen sollen beantwortet und die Ziele der Arbeit somit erfüllt werden. Im nachfolgenden Punkt sind Forschungsfragen zur Beantwortung der Aufgabenstellung und Nichtziele nochmals zusammengefasst.

2.1 Forschungsfragen

- Ab welchem Ausbaugrad von erneuerbaren Energieerzeugern werden Kopplungsoptionen nötig werden?
- Wie wirken sich ändernder Verbrauch und erneuerbare Energieerzeuger auf das Energiesystem aus?
- Welche Sektorkopplungstechnologien eignen sich in naher und ferner Zukunft?
- Wo im betrachteten Gebiet des elektrischen Netzes wird ein Handlungsbedarf aufgrund von Leitungsüberlastungen entstehen?
- Ist eine erneuerbare Eigenversorgung bei vollständigem Ausbau der erneuerbaren Energieträger im betrachteten Gebiet möglich?
- Wie viel Überschussstrom wird zur Verfügung stehen?
- Welche Auswirkungen haben Sektorkopplungstechnologien bei angenommenem Ausbau auf das elektrische Netz?

Nichtziele:

- Ökonomische Analyse
- Handlungsempfehlungen im rechtlichen und politischen Bereich
- Nicht absehbare Zukunftstechnologien oder Technologien mit momentan ungewisser Perspektive

3 THEORETISCHER HINTERGRUND

Zahlreiche Studien zur Transformation des Energiesystems bzw. zur Energiewende sprechen bereits davon, dass die Klimaziele ohne Sektorkopplung nicht erreicht werden können [5–7]. Auffallend dabei ist, dass im Allgemeinen keine Einigkeit über die Sektordefinition herrscht. In diesem Kapitel soll genauer auf die Sektordefinition, die in dieser Arbeit verwendet wird, eingegangen werden. Diese beruht nicht auf allgemeinen Definitionen oder der Mehrheit der Anwendung der Definitionen, sondern ist konkret auf die Problemstellung dieser Arbeit zugeschnitten. Abschließend wird in diesem Kapitel noch auf die wichtigsten Sektorkopplungs- und Speichertechnologien dieser Arbeit eingegangen.

3.1 Sektordefinition

Grundsätzlich muss zwischen der Definition des Begriffes „Sektorkopplung“ und der Aufteilung der Sektoren, sprich in welche Bereiche man die gesamte Energieversorgung/Energiewirtschaft einteilt, unterschieden werden. Wietschel et al. [8] haben versucht eine klare Definition für den Begriff Sektorkopplung zu schaffen bzw. das Durcheinander der verschiedenen Möglichkeiten zur Definition zu entwirren.

„Sektorkopplung bezeichnet den fortschreitenden Prozess der Substitution fossiler Energieträger durch weit überwiegend erneuerbar erzeugten Strom oder durch andere erneuerbare Energieträger und nachhaltige Energienutzungsformen in neuen sektorenübergreifenden Anwendungen oder durch verstärkte Nutzung bekannter sektorenübergreifender Anwendungen.“

Primäres Ziel der Sektorkopplung ist die Senkung der Treibhausgasemissionen durch Substitution fossiler Energieträger, weshalb bei den Energieträgern primär die Erneuerbaren im Fokus stehen. Sekundäre Ziele (Co-Benefits) können in der Nutzung von Freiheitsgraden der Optimierung innerhalb eines zunehmend und perspektivisch vollständig dekarbonisierten Energie- und Wirtschaftssystems sowie durch einen Beitrag zur Flexibilisierung und Energieeffizienzsteigerung entstehen.“ [8] S. 48

Vereinfacht ausgedrückt versteht diese Studie unter der Sektordefinition die Nutzung erneuerbaren (Überschuss-)Stroms in anderen Sektoren, sowie kann dadurch eine Flexibilitäts- und Energieeffizienzsteigerung erreicht werden. Für diese Arbeit ist eine Definition des Begriffes „Sektorkopplung“ weniger interessant. Relevanter ist hier die Aufteilung der Sektoren. Aus [8] und aufgrund weiterer Artikel [5–7] ergaben sich vier mögliche zu untersuchende Sektoraufteilungen:

- Verbrauchssektoren
- Wirtschaftssektoren
- Einteilung nach Energieträgern
- Einteilung nach Technologien

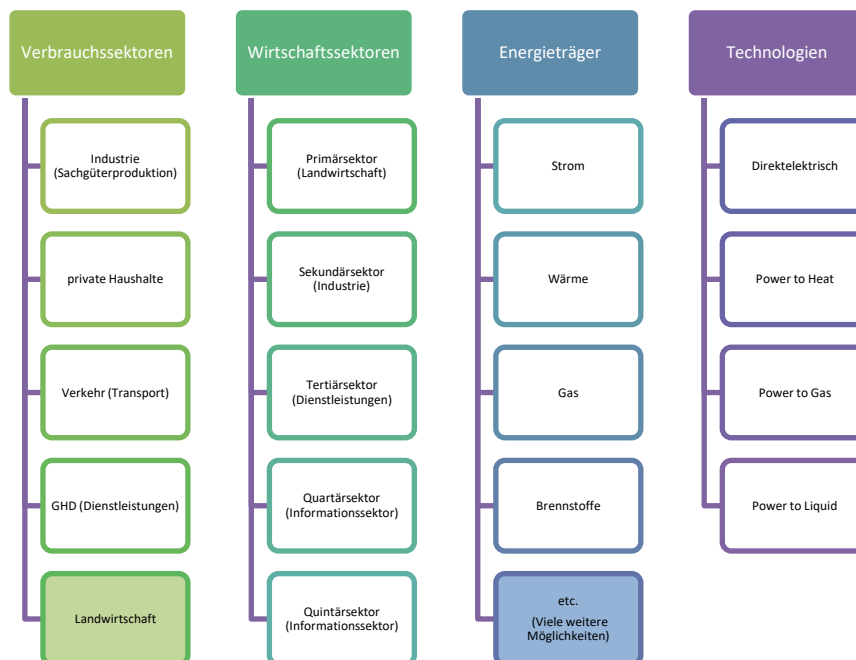


Abbildung 3-1: Überblick der möglichen Sektordefinitionen. Färbig hinterlegt sind optionale Einteilungen.

3.1.1 Sektoraufteilungen

3.1.1.1 Verbrauchssektoren

Diese Einteilung der Sektoren gliedert sich nach verschiedenen Verbrauchstypen. Sie findet in Statistiken wie z.B. in [9, 10] aber auch in diversen Forschungsarbeiten [5] Anwendung. Die Sektoren Industrie und Haushalte kommen in allen Studien vor. Unterschiede gibt es nur in der Berücksichtigung von Verkehr, Landwirtschaft oder GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistung). Die Energiewirtschaft wird bei energietechnischen Fragestellungen oftmals zusätzlich angeführt. Der Vorteil dieser Aufteilung besteht darin, dass bereits viele statistische Daten zur Erhebung der Verbräuche der Sektoren bestehen.

3.1.1.2 Wirtschaftssektoren

Diese Einteilung der Sektoren stützt sich auf der sogenannten „Drei-Sektoren-Hypothese“. Dies ist eine ökonomische Theorie, welche die Volkswirtschaft in Urproduktion (Primär), Güterveredelung (Sekundär) und Verwaltung/Dienstleistungen (Tertiär) einteilt. Da in der heutigen Zeit der Digitalisierung der Umgang mit Daten/Information immer wichtiger wird und der tertiäre Sektor starke Heterogenitäten aufwies, wurden mittlerweile auch ein

Quartär- und Quintärsektor (Informationssektoren) hinzugefügt, welche Tätigkeiten beinhalten, die sich mit der Erstellung, Verarbeitung und dem Verkauf von Informationen beschäftigen. [11]

3.1.1.3 Einteilung nach Energieträgern

Die Idee hinter dieser Aufteilung ist, dass Energieträger als eigene Sektoren definiert werden. Neben der direkten Verwendung von Energieträgern können diese auch nach der Umwandlungskette in Primär-, Sekundär, End- und Nutzenergie eingeteilt werden. Eine andere Möglichkeit besteht in der Unterscheidung von leitungsgebundenen und nicht leitungsgebundenen oder fossilen und regenerativen Energieträgern. Eine Kombination aus diesen vielen Aufteilungsmöglichkeiten oder mit den Verbrauchssektoren stellt ebenfalls eine Alternative dar. In [6, 12] wird eine Kombination verwendet, welche die Sektoren in Strom, Wärme, Verkehr und Industrie aufteilt. Diese Sektoren werden auch als „Sektoren der Energiewirtschaft“ bezeichnet.

3.1.1.4 Einteilung nach Technologien

Eine komplett andere Herangehensweise die von [8] diskutiert wird, ist die Aufteilung nach betrachteten Technologien. Für diese Einteilung muss jedoch der Begriff Sektorkopplung mit dem Begriff Power-to-X gleichgesetzt werden. Dadurch rückt erneuerbarer Strom mit negativen Residuallasten und volatilen Einspeisecharakteristiken und dessen Speicherung in andere Energienetze in den Mittelpunkt und weniger die gesamtheitliche Verbindung aller Energiesysteme.

3.1.2 Verwendete Sektoraufteilung und das Konzept der Sektorkopplung

Die Aufgabenstellung sieht vor, Sektorkopplungspotentiale und deren Standorte, Kapazitäten sowie Auswirkungen zu bestimmen. Eine Aufteilung nach den Sektoren der Energiewirtschaft bietet sich an, da auch Sektorkopplung zwischen diesen Sektoren stattfindet. Eine separate Betrachtung der Industrie ist schwierig, da dafür benötigte Daten nur schwer zu erhalten sind, wodurch nur die drei Sektoren Strom, Wärme und Verkehr verwendet werden. Der Energieträger Gas wird zudem als zusätzlicher Sektor aus dem Wärmesektor abgespalten, da er für die Sektorkopplung aufgrund der Technologie Power-to-Gas eine wichtige Möglichkeit zur Nutzung von erneuerbar erzeugtem Strom darstellt. Somit ergibt sich eine Einteilung der Sektoren für diese Arbeit wie in Abbildung 3-2 dargestellt. Grüne Pfeile stellen erneuerbare Energiequellen dar, schwarze Pfeile importierte und exportierte Energiemengen in den Sektoren Strom und Gas. Im Wärme- und Verkehrssektor wird angenommen, dass keine

Importe oder Exporte stattfinden. Anders farbige Pfeile stehen für mögliche Sektorkopplungstechnologien.

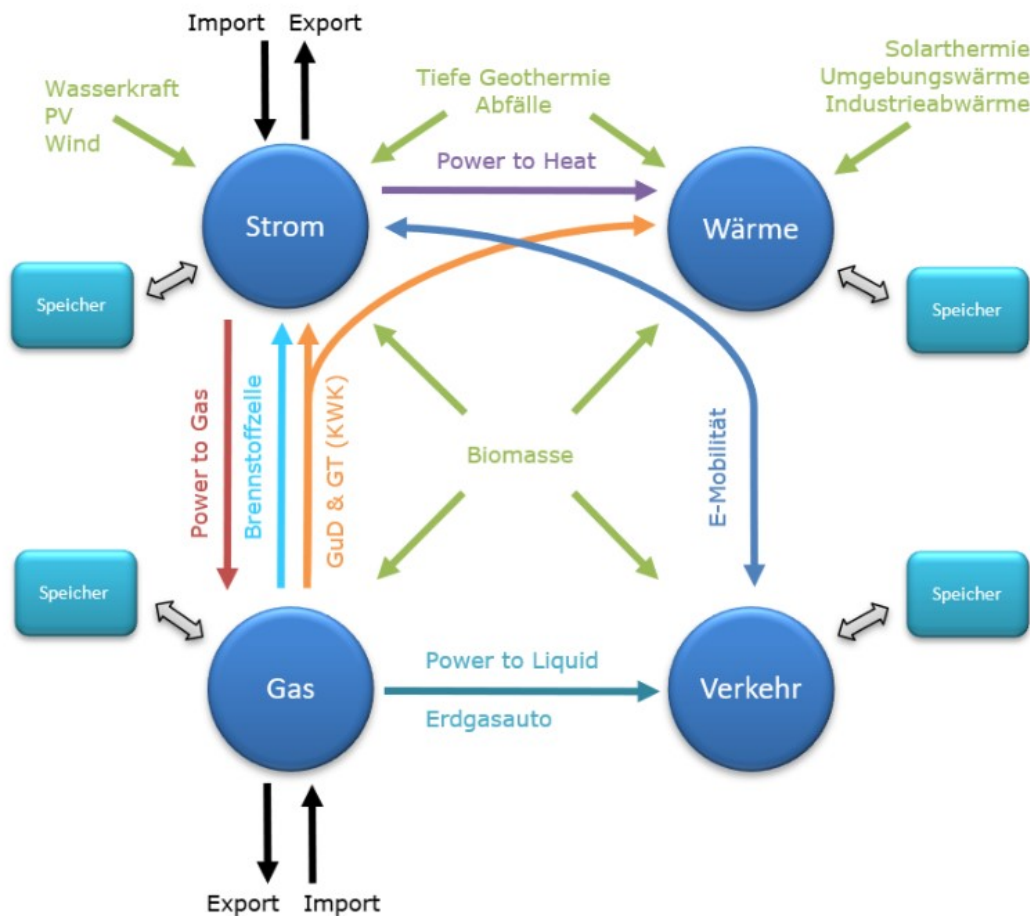


Abbildung 3-2: Verwendete Sektordefinition in dieser Arbeit.

Um ein Abregeln von PV (Photovoltaik) und Windkraft im Stromsektor aufgrund von Überlastungen im elektrischen Netz zu verhindern, kann die Sektorkopplung genutzt werden, um diese Energie in anderen Sektoren direkt zu nutzen oder zu speichern und so die benötigten Flexibilitäten bereitzustellen. Sektorkopplungstechnologien wie die Wärmepumpe (Power-to-Heat der 2. Generation) können dafür sorgen, dass es im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugern wie Gas- oder Ölbrennern zu erheblichen Energieeinsparungen kommt. Der Wärmesektor hat keinen abgewandten Pfeil, sprich es soll keine Wärmenergie in andere Sektoren transformiert werden. Der Grund dafür ist die Betrachtung des Sektors als reinen Endenergieträger. Aufgrund der kaskadischen Energienutzung, die in Punkt 3.1.3 erklärt wird, fällt Abwärme nur in jenen Temperaturbereichen an, die nicht mehr zur Produktion von Dampf/Strom geeignet ist, da höhere Temperaturniveaus in Betrieben selbst genutzt werden.

Die Kopplung des Gassektors mit dem Stromsektor erfolgt durch die Power-to-Gas Technologie. Dabei wird zwischen der Umwandlung von Strom in Wasserstoff (Power-to-H₂) unter direkter Verwendung bzw. Speicherung, dem Beimischen des erzeugten Wasserstoffs ins bestehende Erdgasnetz (Power-to-H₂/CH₄) und der Umwandlung von Strom zu Methan über den Zwischenschritt der Wasserstoffproduktion (Power-to-CH₄) unterschieden. In dieser Arbeit wird letzteres verwendet, da die ersten beiden Optionen aus rechtlichen und technologischen Gründen (siehe Punkt 3.2.3) aus momentaner Sicht noch zu viele Unsicherheiten aufweisen. Grundsätzlich bietet sich aber die Kopplung von Gas- und Stromsektor an, da mit Gas alle Sektoren beliefert werden können, eine bestehende Infrastruktur existiert und die Energie in bereits vorhandenen Speichern gelagert werden kann. Somit kann im Sommer bei Wind und Sonne Energie in den Erdgasspeichern eingespeichert werden und im Winter für den steigenden Wärme- und Strombedarf durch Kraft-Wärme-Kopplung, auch in Zeiten von Dunkelflauten, verwendet werden. Zusammen entspricht dies einer Kopplung der leitungsgebundenen Infrastrukturen für Gas, thermischer und elektrischer Energie, einem sogenannten hybriden Netz.

Die Kopplung zwischen dem Strom- und Verkehrssektor kann über die Elektromobilität erfolgen. Elektro-Autos werden vor allem für Kurzstrecken und den Individualverkehr angedacht, da so Umwandlungsverluste minimiert werden. An das Netz angeschlossene Elektro-Autos können auch durch Lademanagement zusätzliche Flexibilitäten für das Stromnetz bereitstellen. Zum einen soll in Zukunft der Zeitpunkt bzw. Ladeleistung der E-Autos so gewählt werden, dass Lastspitzen vermieden werden und Überschussstrom genutzt werden kann. Zum anderen könnte der Speicher der E-Autos auch als Zwischenspeicher dienen. Diese beiden Konzepte werden als „Vehicle-to-Grid“ bezeichnet.

Zwischen dem Gassektor und dem Verkehrssektor kann über Erdgasautos oder wasserstoffbetriebene Fahrzeugen eine Kopplung stattfinden und somit jene Bereiche im Verkehrssektor mit erneuerbarer Energie versorgen, welche für Elektrofahrzeuge nicht geeignet sind (Einsatzzwecke mit großer Reichweite oder schwer zugänglichen Bereichen mit gering ausgebauter elektrischer Infrastruktur).

3.1.3 Kaskadische Energienutzung

Energieeffizienz ist ein wichtiger Bestandteil der Energie- und Klimaziele in Österreich [2] bzw. zur Dekarbonisierung unseres Energiesystems. Die Studie Renewables4Industry [4] hat zum Beispiel gezeigt, dass ohne Primärenergieeinsparung von 130 TWh (auf Basis des heutigen Verbrauchs) in Österreich keine vollständige Dekarbonisierung stattfinden kann. Energieeffizienzmaßnahmen zu bestimmen ist jedoch nicht Ziel dieser Arbeit, trotzdem wird

hier auf die Wichtigkeit dieses Themas hingewiesen. In Folge einer energieeffizienten Versorgung ist zum Thema der Sektorkopplung die kaskadische Energienutzung bzw. exergieorientierte Sektorkopplung hervorzuheben um Primärenergie einzusparen. Strom besteht zu 100% aus Exergie, sprich dieser Energieträger unterliegt nicht dem Carnot-Wirkungsgrad und könnte in einem reversiblen Prozess zur Gänze in mechanische Arbeit umgewandelt werden. Da bei der Sektorkopplung der Überschussstrom in andere Sektoren mit anderen Energieträgern umgewandelt wird, sollte diese Umwandlungskette einem „Exergieeffizienzprinzip“ unterliegen, welches einen Exergieverlust verhindern soll und Umwandlungstechnologien nach den Exergieverlusten reiht. Man spricht in diesem Zusammenhang von kaskadischer Energienutzung. Es sollen somit hochexergetische Energieträger zur Deckung hochexergetischer Bedarfe verwendet werden. Zum Beispiel soll Hochtemperaturwärme zur Versorgung industrieller Prozesse verwendet werden. Die niederexergetische Abwärme kann zur Wärmeversorgung umliegender Regionen dienen. Somit ist nach der direkten Verwendung oder Speicherung des hochexergetischen Stroms die Wärmepumpe aufgrund des hohen exergetischen Wirkungsgrads als zweite Technologie in der kaskadischen Energienutzung bei Stromüberschuss gereiht. Diese schafft es, aus 1 kWh Strom 3 bis 4 kWh Wärme zu erzeugen. Die weitere Reihung der Technologien vom Ausgangsenergieträger Strom nach rein technologischen Aspekten und der kaskadischen Energienutzung sieht daher folgendermaßen aus:

Stromüberschuss:

1. Direkte Stromnutzung (Stromspeicher, E-Mobilität)
2. Wärmepumpe (PtH 2. Generation; Einsatz sofern Wärmebedarf oder Speicherplatz)
3. Elektrolyse (Power to H₂)
4. Methanisierung (Power to CH₄)
5. Power to Liquid
6. Elektrodenkessel/Heizstab (Power to Heat 1. Generation)

Strommangel:

1. Nutzung der Energie aus Stromspeicher
2. Brennstoffzelle
3. GUD mit KWK (KWK-Einsatz sofern Wärmebedarf oder Speicherplatz)
4. GUD ohne KWK

3.2 Technologien der Sektorkopplung

Im vorigen Punkt dieser Arbeit wurden bereits kurz mögliche Sektorkopplungstechnologien genannt. Unter Abbildung 3-2 ist bereits eine Übersicht der Technologien zu erkennen. In diesem Punkt wird nun detaillierter auf die im Programm angewendeten Speicher und Sektorkopplungstechnologien eingegangen, die über Kennzahlen beschrieben werden. Zur Vollständigkeit werden weitere relevante, jedoch in dieser Arbeit nicht eingesetzte Technologien anschließend in Tabellen mit Literaturangaben zusammengefasst.

3.2.1 Direkte Stromnutzung (Stromspeicher)

Gemeint ist mit direkter Stromnutzung Überschussstrom direkt im elektrischen Netz zu nutzen bzw. so zu speichern, dass die Energie wieder in Form von elektrischer Energie zu Verfügung steht. Darunter fällt auch die E-Mobilität, da sie als Endenergie Strom benötigt bzw. durch das Konzept von „Vehicle-to-Grid“ auch als Stromspeicher fungieren könnte. In dieser Arbeit kommen zwei verschiedene Technologien zur Anwendung. Das sind zum einen Pumpspeicherkraftwerke, die große Energiemengen speichern und zum anderen Li-Ionen-Akkumulatoren, die in Elektrofahrzeugen und als Heimspeicher in Kombination mit Photovoltaik zur Anwendung kommen.

3.2.1.1 Pumpspeicher (Stunden-, Tagesspeicher)

Pumpspeicherkraftwerke sind die wichtigsten Speicher im derzeitigen elektrischen Netz. Dabei wird Wasser von einem Unterwasser über eine Pumpe in ein höher gelegenes Speicherbecken gepumpt. Bei Strombedarf wird das Gefälle und die dabei entstehende Druckdifferenz genutzt um mit einer Turbine und einem Generator wieder Strom zu erzeugen. Der Gesamtwirkungsgrad liegt dabei zwischen 75 bis 80% [13]. Die gespeicherte Energiemenge kann trotz geringer Energiedichte (Speicherenergie je Masse- oder Volumeneinheit) durch groß angelegte Speicherseen sehr hoch sein. Das Pumpspeicherkraftwerk in Ranna (Oberösterreich) besitzt ein Regelarbeitsvermögen von 47.700 MWh und eine Energiedichte von 0,45 Wh/kg [14]. Im Vergleich dazu hat das derzeit größte Batteriespeicherkraftwerk in Australien eine Speicherkapazität von lediglich 129 MWh [15]. Die Energiedichte liegt jedoch mit bis zu 180 Wh/kg wesentlich höher [16]. Mit Erdgasspeichern können sie in punkto einspeicherbarer Energiemenge dennoch nicht mithalten, da zum Beispiel der Speicher in Puchkirchen/Haag eine Kapazität von 12.200 GWh hat, was auch auf die höhere Energiedichte von Erdgas (~14.000 Wh/kg [17]) zurückzuführen ist [18]. Ein Vorteil von PSKW ist, dass Leistung (Turbinen-/Pumpenleistung) und Energie (Speicherbeckengröße und Gefälle) getrennt voneinander dimensionierbar sind. Da die Investitionskosten aber mit der Dauer der Speicherung und Beckengröße ansteigen, werden

Pumpspeicherkraftwerke meist als Stunden- und Tagesspeicher eingesetzt. Der Nachteil der Pumpspeicherkraftwerke ist, dass es durch den Bau von Pumpspeicherkraftwerken zu einem erheblichen Eingriff in die Ökologie und das Landschaftsbild kommt, wodurch nur schwer neue Pumpspeicherkraftwerke genehmigt bzw. gebaut werden können und deshalb das Potential in Österreich beschränkt ist.

Im Netz der Energie AG Oberösterreich wird momentan nur ein PSKW (Pumpspeicherkraftwerk) betrieben, daher sind die Daten dieses PSKW in der Tabelle 3-1 dargestellt.

Tabelle 3-1: Kennwerte des Pumpspeicherkraftwerks Ranna

Eigenschaft	Pumpspeicherkraftwerk Ranna
Engpassleistung	19 MW ^[14]
Regelarbeitsvermögen	47.700 MWh ^[14]
Wirkungsgrad	75 – 80% ^[13]
Selbstentladung	≈0%
Zeitkonstante	Stunden- bzw. Tagesspeicher

3.2.1.2 Li-Ionen Akkus (Stundenspeicher)

Li-Ionen Akkus haben in den letzten Jahren eine rasante Entwicklung durchlaufen und sind mittlerweile bei einem Leistungs- und Energiepreis angelangt, der im internationalen Wettbewerb mit anderen elektrochemischen Akkumulatoren konkurrieren kann (300 – 350 €/kWh [19]).

Diese Akkumulatoren bestehen aus zwei Elektroden, einem Elektrolyten und einem Separator. Als Anode wird Graphit oder Lithium-legiertes Material verwendet. Die Kathode besteht aus Lithium-Metalloxiden, wobei meist Mangan, Nickel oder Cobalt als Metall verwendet wird. Der Elektrolyt fungiert als Lithiumionenleiter und kann flüssig oder als Polymer ausgeführt sein. Während des Entladevorgangs wandern Lithium-Ionen von der Anode durch den Elektrolyten zur Kathode, wo sie eingelagert werden. Gleichzeitig werden Elektronen freigesetzt, welche als elektrische Energie an den Elektroden abgegriffen werden können. Beim Laden kommt es genau zum umgekehrten Vorgang. [20]

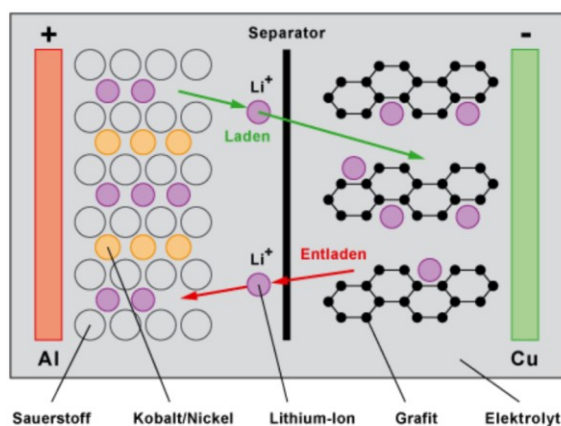


Abbildung 3-3: Aufbau einer Lithium-Ionen-Zelle [16]

Die Vorteile von Li-Ionen-Akkus sind vielfältig. Sie haben im Vergleich zu anderen Akkumulatoren hohe spezifische Energien (speichern fast doppelt so viel Energie bei gleichem Gewicht als NiMH-Akkus [16]), sind durch Module quasi beliebig skalierbar und zeigen geringe Selbstentladung sowie einen geringen Memory-Effekt [16]. Schwierigkeiten aus technischer Sicht bestehen lediglich im balancing bei modular aufgebauten Akkumulatoren. Gemeint ist dabei ein ungleichmäßiges Aufladen aller Zellen wodurch es zu Tiefen- und Überladungen einzelner Zellen kommen kann, die zu Schäden bis hin zur Zerstörung dieser führen können.

Die Vorteile sind es, die diese Technologie für die Automobilindustrie interessant gemacht und zukünftig eine Elektrifizierung des Verkehrssektors zur Folge haben könnten. Jedoch hat man noch mit geringen Reichweiten (niedrige Energiedichte) und langen Ladezeiten der Elektrofahrzeuge zu kämpfen (im Vergleich zum Verbrennungsmotor). Im Bereich der Sektorkopplung könnte die Li-Ionen-Technologie aufgrund seiner Modularität ebenfalls eine Schlüsseltechnologie sein. Durch das im Punkt 3.1.2 bereits angesprochene Konzept von „Vehicle to Grid“ könnten somit auch Flexibilitäten im elektrischen Netz bereitgestellt werden.

Erste groß angelegte Batteriespeicherkraftwerke wurden ebenfalls bereits realisiert, um über diese Technologie Strom über lange Zeiträume und große Energiemengen speichern zu können. In Australien wurde Ende 2017 ein solches Speicherkraftwerk errichtet und verfügt über eine Leistung von 100 MW und einer Kapazität von 129 MWh [15]. Ein Kostenvergleich verschiedener Langzeitspeichertechnologien ist schwer möglich, da eine Vielzahl verschiedener Faktoren diese beeinflussen, wodurch schwer abzuschätzen ist, ob diese Batteriespeicherkraftwerke wirtschaftlich betrieben werden können. Li-Ionen-Akkumulatoren finden derzeit aber vor allem in elektrischen Kleingeräten wie Handys oder Laptops Anwendung. Auch als dezentraler Heimspeicher könnten sie fungieren und so in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen zu einer Dezentralisierung der Stromerzeugung führen. In der Analyse werden sie deshalb als dezentrale elektrische Speicher eingesetzt.

Tabelle 3-2: Kennwerte von Li-Ionen Akkumulatoren

Eigenschaft	Li-Ionen-Akku
Maximal installierte Leistung	unbegrenzt (100 MW ^[15])
Maximale Speicherkapazität	unbegrenzt (129 MWh ^[15])
Leistung von Heimspeichern	4,8 kW ^[21]
Speicherkapazität von Heimspeichern	7,2 kWh ^[21]
Systemwirkungsgrad	90 - 95% ^[22]
Selbstentladung pro Tag	0,01% pro Tag ^[22]
Zeitkonstante	Stundenspeicher
Investitionskosten	300 – 350 €/kWh ^[19]

Li-Ionen Akkumulatoren werden fortlaufend weiterentwickelt, wobei eine treibende Kraft für dessen Fortschritt die Automobilindustrie ist. Der stetige Preisabfall je Energieeinheit des Akkumulators wird laut Prognosen auch in den nächsten Jahren fortschreiten, wodurch diese Technologie immer lukrativer werden wird.

3.2.1.3 Weitere Stromspeicher

In der nachfolgenden Tabelle sind weitere ausgewählte Stromspeichertechnologien aufgelistet. Neben Anwendung, Systemwirkungsgrad und TRL (Technology Readiness Level) sind auch Literaturangaben angegeben.

Tabelle 3-3: Übersicht von weiteren Stromspeichern

Technologie	Anwendung	η	TRL	Literatur
NiMH-Akkumulatoren	Elektrische Kleingeräte	70% ^[23]	9	[19, 24]
Blei-Akkumulatoren	USV Starterbatterie	80% ^[22]	9 ^[19]	[19, 22, 25]
Redox-Flow-Batterien	Mehrstündige bis langfristige Anwendungen	>75% ^[22]	8-9 ^[19]	[19, 22, 26]
Schwungradspeicher	USV Rekuberation von Bremsenergie	Bis 90% ^[19]	4/9* ^[19]	[19]
Druckluftspeicher	Netzstabilisierung Netzunabhängiger Wiederaufbau	50-70% ^[19]	3-7 ^[19]	[19, 22]

USV...Unterbrechungsfreie Spannungsversorgung; * Kurzzeitig → TRL 9; Langzeitig → TRL 4;

3.2.1.4 Fazit

Es hat sich gezeigt, dass Bestrebungen existieren, Stromspeicher in Richtung Langzeitspeicher zu entwickeln. Momentan existiert aber keine Technologie die sowohl ausreichend Entwicklung als auch Kapazität verfügt um als Langzeitspeicher zu fungieren. Die Redox-Flow-Batterie hat in Zukunft evt. das Potential als Langzeitspeicher zu fungieren. Projekte in dementsprechender Richtung existieren bereits [26]. Die direkte Stromnutzung wird ein wichtiger Bestandteil der Sektorkopplung werden, da somit der qualitativ hochwertige Strom erhalten bleibt. Speicherpotentiale werden in Zukunft in den Li-Ionen Akkumulatoren und evt. in den Redox-Flow-Batterien liegen. Der Li-Ionen-Technologie wird dabei das größte Potential zugeordnet mit verschiedensten Anwendungsmöglichkeiten wie z.B. als Batteriespeicherkraftwerke, dezentrale Heimspeicher in Kombination mit PV-Anlagen und Elektroautos. Pumpspeicherkraftwerke sind vom Potential her sehr beschränkt. Hier sollte der Fokus auf der Effizienzsteigerung bestehender Anlagen liegen. Für Redox-Flow-Batterien gilt, in näherer Zukunft die Kosten für kleine als auch große Anlagen drastisch zu senken, um mit anderen Speichertechnologien konkurrieren zu können.

3.2.2 Wärmepumpe (Power to Heat der 2. Generation)

Als Power to Heat zweiter Generation wird die Wärmepumpe bezeichnet. Die Wärmepumpe ist ein Gerät, welches thermische Energie aus einem Stoff mit niedriger Temperatur (meist Umgebung) aufnimmt und als Nutzenergie auf ein beheizendes System mit höherer Temperatur (Raumwärme) überträgt. Dazu muss Antriebsenergie meist in Form von elektrischer Energie zugeführt werden. Ein vereinfachtes Schaltbild ist in Abbildung 3-4 zu sehen. [27]

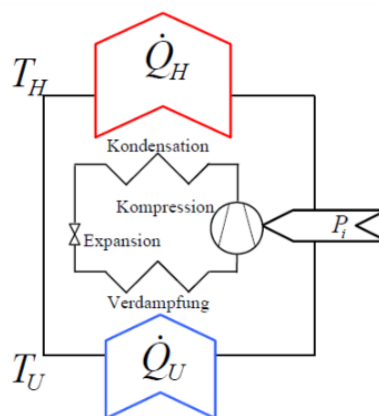


Abbildung 3-4: Wärmepumpenkreislauf mit Energieströme [27]

Abbildung 3-5 zeigt, warum die Wärmepumpe nach der kaskadischen Energienutzung als zweite Technologiestufe gereiht ist. In der Studie der TU München [28] werden dabei

verschiedene Heizsysteme nach deren nicht-regenerativen Primärenergiebedarf in den Jahren 2011, 2020 und 2030 verglichen. Es lässt sich klar erkennen, dass zum jetzigen Zeitpunkt, aber auch in Zukunft durch einen Ausbau von erneuerbaren Energieträgern im Stromsektor es zu einer wesentlichen fossilen Primärenergieeinsparung durch Wärmepumpen kommen kann. Zudem können Wärmepumpen durch die Kopplung von Wärme- und Stromsektor regionalen und überregionalen Überschussstrom nutzen. Sole/Wasser-Wärmepumpen schneiden dabei besser ab, da sie einen höheren Wirkungsgrad als Luft/Wasser-Wärmepumpen aufweisen. In Zukunft wird simultanes Heizen und Kühlen im Wohnbereich ein großes Thema werden sowie gleichzeitig die Regelung von Wärmepumpen als Flexibilitätsoption.

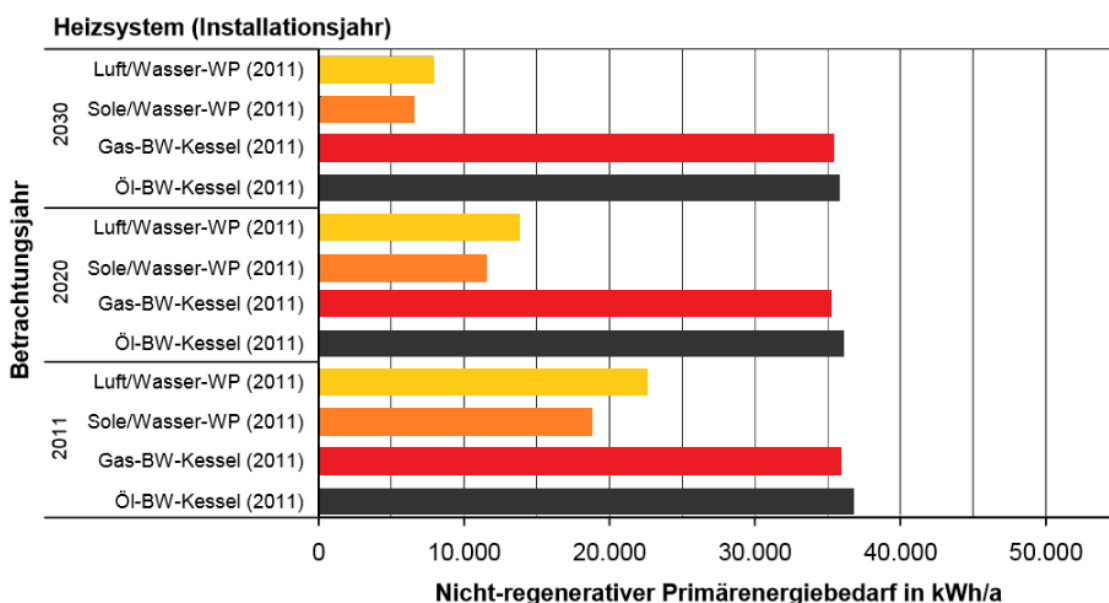


Abbildung 3-5: Vergleich von Wärmeerzeugungstechnologien nach deren nicht regenerativen Primärenergiebedarf in unterschiedlichen Betrachtungsjahren (Eigene Darstellung nach [28])

Eine Studie der TU Wien [29] besagt, dass bei Verfügbarkeit von Anergiequellen (z.B. Niedertemperaturabwärme, Geothermie) Wärmepumpen durchaus auch in Fernwärmenetzen zukünftig wirtschaftlich sein könnten, sofern nicht andere Wärmequellen mit höheren Temperaturniveaus zur Verfügung stehen und dadurch die Wärmepumpe verdrängen. Das derzeitige Problem, warum Wärmepumpen nicht in thermischen Netzen oder industriellen Prozessen eingesetzt werden ist somit meist nicht die Wirtschaftlichkeit oder technische Herausforderungen, sondern vielmehr fehlende Information und zu geringer Bekanntheitsgrad von Möglichkeiten der Wärmepumpe [30].

Aus diesen Erkenntnissen lässt sich für diese Arbeit ableiten, dass Wärmepumpen in Fernwärmenetzen vor allem dort Sinn machen, wo Abwärme vorhanden ist, welche nicht direkt im Fernwärmenetz genutzt werden kann. Sofern Abwärme direkt genutzt werden kann,

ist diese natürlich der Wärmepumpe vorzuziehen. Im Bereich der dezentralen Wärmeversorgung ist die Wärmepumpe eine ausgereifte Technologie und findet bereits oft Anwendung.

Für Maximalkennwerte von Wärmepumpen wurde sich wiederum an bestehenden Pilotprojekten orientiert. In diesem Fall ist es das Projekt der Wien Energie in Simmering, wo eine Großwärmepumpe mit einer Maximalleistung von 39 MW thermischer Leistung installiert wurde. [31]

Aus dem COP in Tabelle 3-4 ist ersichtlich, dass aus 1 kWh Strom 3 bis 4 kWh Wärme erzeugt werden können, wodurch ansonsten nicht nutzbare Wärme wieder genutzt werden kann.

Tabelle 3-4: Kenndaten von Wärmepumpen

Eigenschaften	Wärmepumpe
Maximale Leistung (th. Leistung)	39 MW ^[31]
Typische Leistungswerte (el. Leistung)	2 - 20 kW bzw. bis 2.500 kW ^[32]
COP	2,8 – 3,1 bzw. 3,4 – 3,9 (Luft bzw. Sole) ^[28]

3.2.3 Power to Gas

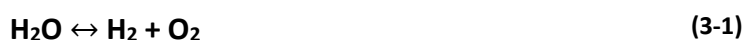
Bei Power-to-Gas können drei Optionen unterschieden werden:

1. Power-to-H₂: Strom wird in Wasserstoff mittels Elektrolyse umgewandelt und in einer eigenen Infrastruktur gespeichert bzw. transportiert
2. Power-to-H₂/Methan: Strom wird in Wasserstoff mittels Elektrolyse umgewandelt und zu Erdgas zugemischt
3. Power-to-Methan: Strom wird zunächst in Wasserstoff mittels Elektrolyse umgewandelt und dann durch Zugabe von CO₂ zu Erdgas weiter methanisiert

In den darauffolgenden Unterpunkten werden Vor- und Nachteile der Optionen diskutiert und es wird näher auf die Umwandschritte eingegangen.

3.2.3.1 Power-to-H₂

In allen Optionen muss der Weg über die Elektrolyse und damit die Spaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff gegangen werden (Gleichung 3-1). Ausgangsenergieform ist dabei Strom, welcher in chemische Energie, in diesem Fall Wasserstoff, umgewandelt wird.



Zum jetzigen Zeitpunkt werden 3 mögliche Technologien angedacht, diese Elektrolyse durchzuführen:

- Alkalischer Elektrolyseur
- Membranelektrolyseur (PEM)
- Hochtemperatur-Elektrolyseur (SOEC)

Die **Alkalische Zelle** bestehend aus einem Elektrolyten aus KOH, einem Diaphragma als Ionentransporteur und gleichzeitigem Separator von Produktgasen und zwei Elektroden [33]. Sie ist die älteste bekannte und auch ausgereifteste Technologie. Es gibt bereits Anlagen bis zu 140 MW, die Wasserstoff für die Herstellung von Düngemittel erzeugen [34]. Entwicklungen dieses gut erforschten Systems werden meist in Richtung kompakterer Bauweise und Erhöhung der Stromdichte betrieben [34].

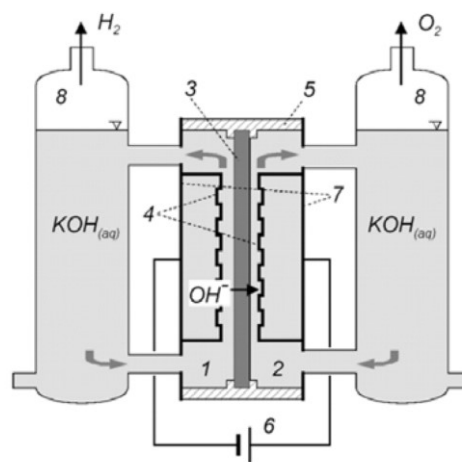


Abbildung 3-6: Aufbau einer alkalischen Zelle [33]

Die **PEM-Zelle** besteht aus einer Anode und einer Kathode welche im Gegensatz zur alkalischen Zelle durch eine saure Membran voneinander getrennt sind. Das Material der Membran ist fest und besteht z.B. aus Nafion® (Festelektrolyt). [22]

Der wesentliche Vorteil der PEM-Zelle gegenüber der alkalischen Zelle ist ihr schnelles Start- und Stoppverhalten, höherer Wirkungsgrad sowie die Möglichkeit der Teillast- und Überlastfähigkeit. Somit eignet sie sich besonders zur Nutzung der volatilen negativen Residuallasten. Außerdem kann auf einen Kalilaugen-Kreislauf verzichtet werden, was zu einem wesentlich leichteren Systemaufbau führt. Dadurch ist diese Zelle in den letzten Jahren verstärkt in den Fokus der Forschung gelangt. Hauptziel dabei ist die Erhöhung der aktiven Zellfläche. Ebenfalls wird eine Erhöhung der Stromdichte angestrebt. Ein Nachteil der PEM ist, dass korrosionsbedingt der Einsatz von teureren Materialien nötig ist, was sich auch auf die Gesamtkosten des Systems negativ auswirkt. [34]

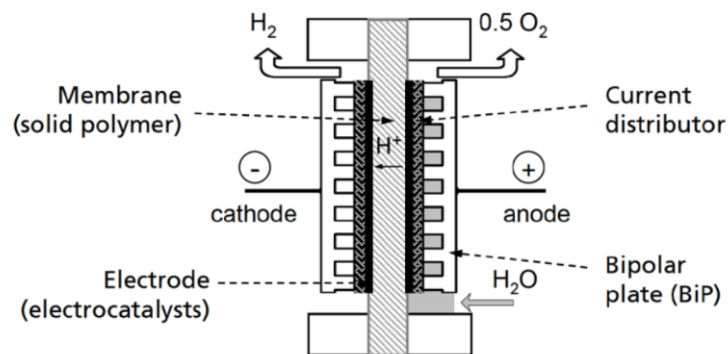


Abbildung 3-7: Aufbau einer PEM-Zelle [33]

Die **Hochtemperatur-Wasserdampfelektrolyse (SOEC)** befindet sich derzeit noch im Forschungs- und Entwicklungsstadium. Hingegen den zuvor genannten Technologien handelt es sich hier um eine Hochtemperatur-Technologie mit Betriebstemperaturen von 750 bis 1000°C. Das ermöglicht eine Nutzung der hohen Temperaturen und somit eine „Gas-Wärmekopplung“ was durchaus ein Vorteil sein kann. Darunter versteht man ähnlich wie bei der Kraft-Wärme-Kopplung die kombinierte Nutzung zweier Energieformen. Bei der SOEC wird somit Wasserstoff erzeugt. Zugleich kann die Abwärme dieses Hochtemperaturprozesses für z.B. Heizzwecke genutzt werden. Es wird zudem angedacht die SOEC als „reversible Festoxidzelle“ zu betreiben. Da die SOEC aus den gleichen Komponenten wie die SOFC (Solid-Oxid-Fuel-Cell) besteht, versucht man bei der „reversiblen Festoxidzelle“ die getrennten Systeme in eine Einheit zu vereinen und so eine flexible Kopplungstechnologie zwischen Strom- und Gassektor zu schaffen. Man kann daher je nach Bedarf entweder Strom in Gas oder Gas in Strom umwandeln. Die Vorteile die man sich dadurch erhofft sind niedrigere Investitionskosten bei gleichzeitig hohem Wirkungsgrad. Zudem hat man den Vorteil nicht nur reinen Wasserstoff, sondern auch Erdgas, Alkohole, Diesel und weitere Substanzen als Input einsetzen zu können um Strom zu erzeugen. Probleme der SOEC bzw. der SOFC sind allerdings noch die Lebensdauer, große Innenwiderstände und hohe Kosten. [35]

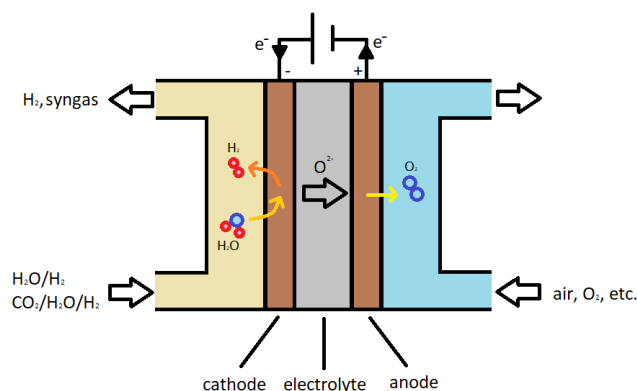


Abbildung 3-8: Aufbau einer SOEC (eigene Darstellung nach [35])

In Tabelle 3-5 sind die 3 Technologien gegenübergestellt. Es kann zusammengefasst werden, dass die PEM-Zelle für Anwendungen der Sektorkopplung in naher Zukunft die am besten geeignete Technologie darstellt. Sie wird zum Teil schon kommerziell vertrieben und weist im Gegensatz zur alkalischen Zelle bessere dynamische Eigenschaften auf. Langfristig muss abgewartet werden, wie sich die SOEC in punkto Lebensdauer und Kosten entwickelt, da diese vor allem beim Wirkungsgrad besser als die anderen Technologien dasteht.

Tabelle 3-5: Vergleich der verschiedenen Elektrolysetechnologien

Eigenschaft	Alkalische Zelle	PEM	SOEC
Temperatur	80°C ^[34]	60°C ^[34]	750 – 1.000°C ^[34]
Druck	10 - 20 bar ^[34]	30 – 100 bar ^[34]	bis zu 10 bar ^[34]
Wirkungsgrad	45 – 70% ^[36]	45 – 75% ^[36]	37 kWh _{el} /kg H ₂ (90%) ^[37]
Max. Leistungsaufnahme	Bis zu 140 MW ^[34]	Bis zu 6 MW ^[38]	k. A.
Typische Leistungsaufnahme	5 kW bis 3,5 MW	kW-Bereich	k. A.
TRL-Level	7-9 ^[39]	7-8 ^[39]	6-7 ^[39]
Investitionskosten	650 – 1500 €/kW ^[39]	1860 – 6000 €/kW ^[39]	> 2000 €/kW ^[39]
Kosten 2030	600 – 800 €/kW ^[39]	500 – 1270 €/kW ^[39]	300 – 1000 €/kW ^[39]

3.2.3.2 Power-to-H₂/CH₄

Gleich wie beim vorhergehenden Konzept wird auch in dieser Variante Wasserstoff durch Elektrolyse erzeugt und somit Energie in chemischer Form gespeichert. Der Unterschied besteht in der weiteren Lagerung und Transport des Wasserstoffes. In der ersten Option muss der erzeugte Wasserstoff entweder in großen stationären Wasserstoffspeichern gespeichert und über kleine mobile Speicher transportiert werden, oder es wird ein eigens für Wasserstoff konzipiertes Infrastrukturnetz äquivalent zum Erdgasnetz aufgebaut. Das ist mit erheblichen Investitionskosten verbunden.

Im zweiten Konzept kann zur Vermeidung der Investitionskosten der erzeugte Wasserstoff dem Erdgas zugemischt und somit über die bestehende Erdgasinfrastruktur transportiert bzw. gespeichert werden. Dabei müssen allerdings Richtlinien eingehalten werden. Zum einen gelten regulatorische Rahmenbedingungen wie die ÖVGW-Richtlinie G31, die den molaren Anteil von Wasserstoff im Erdgasnetz auf 4 mol% beschränkt. Zum anderen sind es technische Kriterien, welche eine hohe Wasserstoffbeimischung verhindern. Im Artikel von Lehner et al. [40] wurde bereits berichtet, wie sich Wasserstoff auf bestehende Infrastrukturbestandteile des Erdgasnetzes auswirken würde. Es wird zusammengefasst postuliert, dass ein Zumischen

von bis zu 10 vol% H₂ im jetzigen Erdgasnetz kein Problem darstellen wird. Darüber hinaus sind es vor allem die Endverbraucher wie Gasturbinen, die Probleme machen könnten. Es ergeben sich zudem keine technischen Aspekte, die grundsätzlich eine Zumischung von Wasserstoff unter den 10 vol% ausschließen. [40]

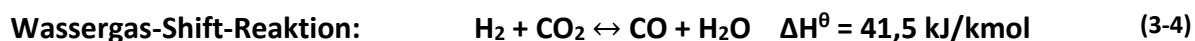
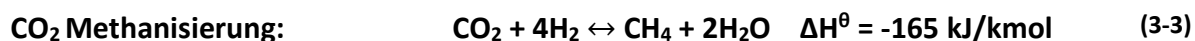
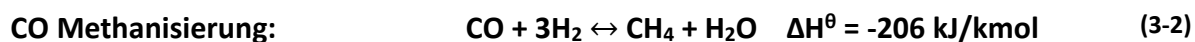
Porenspeicher im Zusammenhang mit höherem H₂-Gehalt wurden von dem Forschungsprojekt Underground Sun Storage [41] untersucht. Es kam zum Ergebnis, dass bei einem Anteil von bis zu 10 vol% H₂ im Erdgas keine Auswirkungen auf den Speicher bzw. auf die Zusammensetzung des Erdgases nach 100 Tagen festgestellt werden konnten. Höhere Konzentrationen müssten noch untersucht werden.

In einem weiteren Forschungsprojekt genannt Underground Sun Conversion [42] wird aufbauend auf den Ergebnissen von [41] versucht, zusammengelagerten Wasserstoff und Kohlendioxid durch mikrobiologische Prozesse in erneuerbares Erdgas umzuwandeln. Konkrete Ergebnisse dieses Projekts sind allerdings noch nicht bekannt.

Summa summarum ist die Beimischung von Wasserstoff in das vorhandene Erdgasinfrastrukturnetz eine aussichtsreiche Möglichkeit und technisch bis zu 10 vol% derzeit möglich. Jede Zumischung sollte allerdings zuvor überprüft werden. Längerfristig gedacht muss die vorhandene Infrastruktur entweder mit 100% Wasserstoff betreibbar sein oder es benötigt eine weitere anteilmäßige Erzeugung von Erdgas entweder aus Biomasse, biologischen Prozessen in Porenspeichern oder über PtG.

3.2.3.3 Power-to-CH₄

Dritte und letzte Option von Power-to-Gas ist die Umwandlung von Strom über Wasserstoff bis hin zu Erdgas. Der Vorteil ist, dass im Gegensatz zur Wasserstoffbeimischung keine Probleme mit Endverbrauchern entstehen und auch jeder bereits vorhandene Erdgasspeicher ohne Bedenken genutzt werden kann [43]. Nachteil ist der zusätzlich entstehende Energieverlust. Es gibt dabei zwei Kohlenstoffträger (Gleichung 3-2 (CO) & 3-3 (CO₂)), die für eine Methanisierung in Frage kommen.



Die CO-Methanisierung ist eine Reaktion von Kohlenmonoxid mit Wasserstoff zu Wasser und Methan. Die Methanisierung durch CO₂ erfolgt über zwei Teilreaktionen, wobei im ersten Schritt die umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (Gleichung 3-4) abläuft um aus CO₂

Kohlenmonoxid und Wasser zu erzeugen. Die zweite Reaktion ist wiederum die CO-Methanisierung. Die Summenreaktion nach 3-3 ist genau wie die CO-Methanisierung exotherm, wodurch zum Beispiel eine Nutzung der Abwärme für den Betrieb einer SOFC oder SOEC möglich wäre und somit eine Kombination aus beiden den Wirkungsgrad deutlich anheben könnte. Zu beachten ist auch das Nebenprodukt Wasser, welches nach der Reaktion (durch Kondensation) abgetrennt werden muss. CO als Reduktionsmittel schneidet besser ab, da vier von sechs Wasserstoffatomen im Methan gebunden werden können. Bei CO₂ sind es lediglich die Hälfte, wodurch es zu Einbußen in der Effizienz kommt. [44]

In Zukunft ist auch zu diskutieren, aus welchen Quellen bei Verwendung der Technologie CO₂ bzw. CO herangezogen wird. In Abbildung 3-9 sind mögliche CO und CO₂ Quellen dargestellt.

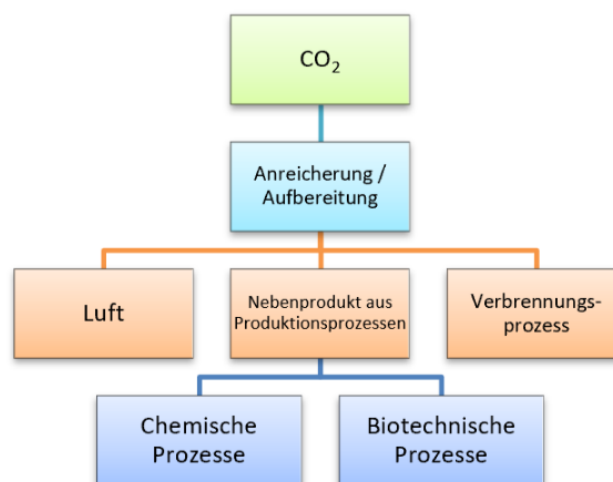


Abbildung 3-9: Quellen von CO₂. Eigene Darstellung nach [45]

Die wünschenswerteste CO₂-Quelle stellt die **Luft** dar. In der Luft sind aber lediglich 400 ppm an CO₂ enthalten, wodurch der technische und energetische Aufwand im Vergleich zum Output sehr groß ist. CO₂ aus **Vergärungs- und Vergasungsprozessen** von Biomasse stellt die lukrativste Quelle von CO₂ dar. Dabei gibt es wieder mehrere Möglichkeiten. Erwähnenswert ist vor allem das abgetrennte CO₂ bei der Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz. Bislang wurde es in die Atmosphäre entlassen, könnte aber für die Methanisierung genutzt werden. In **Industrie Prozessen** (z.B. Stahl- und Zementherstellung, chemische Industrie, Brauereien) fällt ebenfalls CO₂ als Abgas bzw. Reststoff an und oftmals auch in sehr reiner Form. Dies wäre eine kostengünstige Beschaffungsmöglichkeit. Letzte hier diskutierte Möglichkeit für CO bzw. CO₂ Quelle kommt aus **Verbrennungsprozessen**. Dabei wird CO₂ aus den Abgasen separiert. Zum einen ergibt sich dabei jedoch das Problem, dass es nur zu einer zeitlichen Verschiebung der Emission von CO₂ in die Atmosphäre aus fossilen Energieträgern kommt (nicht CO₂-neutral)

und zum anderen ist nicht klar, wer die Kosten für den Abscheidungsprozess (Kraftwerksbetreiber oder PtG-Betreiber) übernehmen soll. [46]

In Tabelle 3-6 wird auf die technischen Kenngrößen und Speicher der Power-to-CH₄-Technologie eingegangen. Dabei ist die extreme Größe der bereits vorhandenen Speicherkapazität in Oberösterreich und Salzburg von 66.681 TWh hervorzuheben.

Tabelle 3-6: Kennwerte von Power-to-Gas und Gasspeicher in Oberösterreich

Eigenschaft	Wert
Wirkungsgrad	80% * $\eta_{\text{H}_2\text{-Erzeugung}}$ [47]
Speicherkapazität OÖ & Salzburg	66.681 TWh [18]
Maximale Ausspeicherleistung	30.992 MW [18]
Maximale Einspeicherleistung	26.192 MW [18]
Literaturquellen zur Vertiefung	[43, 44, 47, 48]

3.2.3.4 Fazit

Aus rein technischer Sicht gesehen bietet die Option von Power-to-CH₄ eine einfache Lösung, um langfristig erneuerbare elektrische Energie zu speichern. Die bestehende Infrastruktur des Erdgasnetzes sowie das Speicherpotential von Erdgas sprechen für diese Technologie. Wie bereits im Punkt Power-to-H₂/CH₄ diskutiert, muss der erzeugte Wasserstoff aus Elektrolyse nicht vollständig methanisiert werden, um weitere Umwandlungsverluste zu vermeiden. Wie sich die Konzentration von Wasserstoff im Erdgasnetz weiterentwickelt bleibt abzuwarten. Bis zu 10 vol% könnten bereits jetzt im Erdgasnetz zugemischt werden. Regenerativ hergestellte, gasförmige Energieträger bieten die Möglichkeit den Verkehrssektor zu dekarbonisieren, sowie weiterhin Hochtemperaturprozesse in einem dekarbonisierten Energiesystem zu führen. Um kurzfristige Flexibilitäten (Stunden- und Tagesspeicher) im Stromsektor zur Verfügung zu stellen, wird sich diese Technologie vor einem hohen Ausbaugrad an erneuerbaren Energiequellen womöglich nicht durchsetzen, da hierfür andere Technologien günstiger zu realisieren sind [47]. Zur Abdeckung sogenannter „Dunkelflauten“ ist es vorstellbar, Power-to-Gas als Vorbeugungsmaßnahme in der Stromversorgung zu treffen.

3.2.4 Weitere Speicher- und Sektorkopplungstechnologien

In den nachfolgenden Tabellen werden weitere relevante Speicher- und Sektorkopplungstechnologien aufgelistet. Die Tabellen bieten eine Übersicht über weitere Technologien und durch Angaben von Literaturquellen könne weitere Informationen nachgeschlagen werden.

Tabelle 3-7: Übersicht von weiteren relevanten Sektorkopplungstechnologien

Technologie	Prozess	Typische Leistung	η	TRL	Einsatzzweck	Literatur
Gasbrenner	$g \rightarrow h$	variabel	95% ^[49]	9	Heißwasser-, Raumwärmeerz. Prozesswärmeerz.	[50]
Gasmotor	$g \rightarrow p/h$	4,4 MW _{el} ; 4,6 MW _{th} *	45%*	9	BHKW (KWK) Antrieb	[50]
Gaskraftwerk (GuD)	$g \rightarrow p/h$	50 – 838 MW ^[51]	40% ^[49] (58%*)	9	Stromerz. / KWK Bereitstellen von Regelenergie	[50]
Brennstoffzelle	$g \rightarrow p/h$	kW bis einige MW ^[50]	Bis zu 65% _{el} ^[52]	3-8 ^[19]	Fahrzeugantrieb Energieautarke Systeme Stationäre Anwendung	[50, 52]
Power to Liquid	$g \rightarrow l$	k.A.	k.A.	5-7	Treibstoffherz. Chemikalienerz.	[39, 48]
Widerstands- heizung	$p \rightarrow h$	variabel	100% ^[49]	9	Heißwasser-, Raumwärmeerz. Erz. von Ausgleichsenergie	[53]
Absorptions- kältemaschine	$h \rightarrow k$	15 – 5500 kW ^[54]	COP: 0,3 – 1,3 ^[54]	8-9	Kälteerzeugung aus Wärme	[54]

*Angaben von Anlagen der Energie AG; g...Gas; p...Strom; h...Wärme; l...Treibstoffe (Verkehr); k...Kälte

Tabelle 3-8: Übersicht von weiteren relevanten Speichertechnologien

Technologie	Sektor	Speicherkapazität	η	Literatur
Kurzzeitwärmespeicher	h → h	Bis zu 1.350 MWh*	95% ^[49]	[55]
Langzeitwärmespeicher	h → h	Bis zu 900.000 m ³ (~52.200 MWh) ^[56]	75% ^[49]	[55, 57]
Gasspeicher	g → g	66.681 TWh (Summe RAG) ^[18]	k.A.	[18]

*Angaben von Anlagen der Energie AG; g...Gas; p...Strom; h...Wärme; l...Treibstoffe (Verkehr)

4 PROGRAMM HYFLOW

Für die Analyse der Potentiale der Sektorkopplung wurde das am Energieverbundtechnikinstitut der Montanuniversität Leoben entwickelte Softwarepaket HyFlow verwendet. In [21, 58] ist eine detaillierte Beschreibung des Programmes zu finden. In dieser Arbeit werden in den nachfolgenden Unterpunkten lediglich die Programmbausteine, die Gründe für die Wahl dieses Programmes und vorgenommene Änderungen beschrieben.

4.1 Auswahl des Programms

Sektorkopplung und damit die Schaffung eines verschränkten Energienetzes bilden die Ausgangslage dieser Arbeit. Ein gekoppeltes Energienetz bedeutet, dass alle Energieformen in Wechselwirkung zueinanderstehen und zwischen den momentan isolierten Energienetzen umgewandelt werden können. Die Analyse der Potentiale dieser Wechselwirkungen, die durch Sektorkopplungstechnologien umgesetzt werden, soll durch eine Modellierung dieses verschränkten Energienetzes, oder auch hybrides Netz genannt, erfolgen.

Das „operational-model“ HyFlow, welches an der Montanuniversität Leoben am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik entwickelt wurde kann sowohl Auswirkungen als auch Entwicklungen von hybriden Netzen analysieren. Dieses Programm wurde in MATLAB® programmiert. Der Name HyFlow steht für Hybrid-Flow-Model. Es kann dazu verwendet werden, Lastflusssimulationen von Energienetzen der Energieträger Strom, Gas und Wärme parallel zu berechnen und Sektorkopplungstechnologien sowie Speicher einzubinden und deren Auswirkungen zu analysieren. Die Spezifikationen der Energienetze können zudem vor Beginn der Berechnung individuell nach Anforderung verändert werden. Somit lassen sich auch zukünftige Entwicklungen von Netzstrukturen analysieren. Aus einer Programmstudie von [21] ging hervor, dass andere Programme meist nicht in der Lage sind hybride Netze zu simulieren, oder sie verwenden meist monetär bewertete Energiesystemmodellierungen, was für diese Aufgabenstellung nicht passend gewesen wäre. Somit bietet sich das Programm HyFlow an, um die Potentiale der Sektorkopplung in Oberösterreich zu analysieren. [21, 58]

4.2 Programmstruktur und -elemente [21, 58]

Um die genauen Abläufe und den Mehrwert der Berechnung des Programmes zu verstehen müssen die darin enthaltenen Bausteine bekannt sein. In den folgenden Punkten wird näher auf die grundlegenden Programmbausteine eingegangen.

4.2.1 Zellularer Ansatz

Um das bestehende Energiesystem abzubilden wird in diesem Programm ein sogenannter zellularer Ansatz verwendet. Das bedeutet, dass das zu betrachtende Gebiet in Zellen eingeteilt wird, die über Verbindungsleitungen miteinander verbunden sind. Die Größe einer Zelle kann dabei frei gewählt werden und sollte einen Kompromiss zwischen Detaillierungsgrad des Modells und Rechenaufwand darstellen. Je mehr Zellen man verwendet, desto genauer aber auch länger wird die Berechnung sein. Die Größe der Zelle kann dabei je nach Anforderung von der Größe eines Hauses bis hin zu der eines Staates sein. Jede dieser Zellen kann im Programm eine Residuallast pro Energieträger (Strom, Wärme, Gas) zugewiesen werden. Als Residuallast wird nach Sterner und Stadler der Verbrauch abzüglich der Erzeugung von volatilen erneuerbaren Energiequellen definiert (Gleichung 4-1) [59].

$$\text{Residuallast} = \text{Verbrauch} - \text{volatile erneuerbare Energieträger} \quad (4-1)$$

Somit stellt eine positive Residuallast einen Bedarf und eine negative Residuallast einen Überschuss an Energie der jeweiligen Energieform dar, die durch flexible Energieerzeuger/-verbraucher oder Import/Export von Energie ausgeglichen werden kann. Die genaue Einteilung der Zellen für das betrachtete Gebiet der hier geltenden Aufgabenstellung ist unter Punkt 6.1.1 zu finden. Weitere Informationen zu dem zellularen Ansatz bzw. der Verwendung des zellularen Ansatzes im Programm HyFlow sind in folgenden Literaturen zu finden [21, 58, 60, 61].

4.2.1.1 Zellebenen

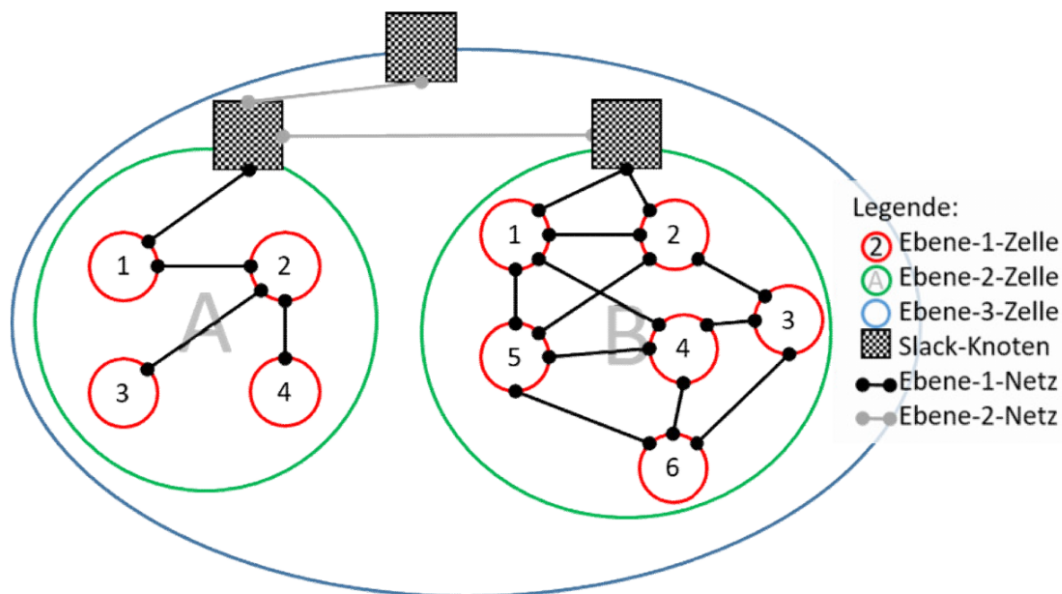


Abbildung 4-1: Zellebenen und Struktur je Energieträger im Programm HyFlow [58]

Das Programm HyFlow unterstützt insgesamt 3 verschiedene Ebenen, die wie in der Abbildung 4-1 dargestellt miteinander zusammenhängen und für jeden Energieträger gültig sind. Die Ebene 1 bildet die unterste Ebene des Modells. In jeder Zelle der Ebene 1 kann ein Hybridelement (Kopplungsmöglichkeit zwischen den Energienetzen unterschiedlicher Energieträger; Sektorkopplungstechnologie), für jeden Energieträger der Zelle ein Speicher und für jeden Energieträger der Zelle auch die Residuallast definiert werden. In einer Verknüpfungsmatrix werden die Verbindungen zwischen den Zellen dieser Ebene und deren Eigenschaften je Energieträger definiert und gespeichert.

In der Ebene 2 der mittleren Ebene können nur Verbindungen zwischen Zellen der Ebene 2 definiert werden. Zellen dieser Ebene können keine Speicher, Hybridelemente oder Residuallastverläufe zugeordnet werden.

Die oberste Ebene ist die Ebene 3, die als sogenannter Slack-Knoten wie eine Blackbox fungiert, da sie alle anderen Zellen niedrigerer Ebene beinhaltet und nie mehr als eine Zelle der Ebene 3 existieren kann. Der Lastfluss der Ebene 3 Zelle ist nicht die Summe der Residuallasten der Ebene 2, sondern wird durch eine Lastflussberechnung dieser ermittelt und ist um die Netzverluste entweder höher (Lastfluss in das System) oder niedriger (Lastfluss aus dem System).

Für den Energietransfer aus einer Zelle der Ebene 2 oder 3 wird immer ein Slack-Knoten definiert. Er dient als Bezugspunkt für die Spannungs- oder Druckebene und lässt auch den Lastfluss aus und in diese Zelle zu. Der Grund für die Wahl von 3 verschiedenen Ebenen ist auf verschiedene Netzebenen zurückzuführen. Somit soll im Energienetz die Ebene 2 für eine höhere Spannungs- oder Druckebene und Ebene 1 Zellen für eine niedrigere Spannungs- oder Druckebene verwendet werden. Wichtig für das Verständnis ist allerdings, dass für jede Ebene 2 Zelle immer nur ein Slack-Knoten definiert werden kann, was bei der Zellenzuordnung berücksichtigt werden muss.

4.2.2 Lastflussberechnung im elektrischen Energiesystem

Das Kernstück des Programmes bildet die DC-Lastflussberechnung im elektrischen Energiesystem. Sie ist eine Methode, um elektrische Energieversorgungsnetze zu modellieren und zu analysieren. Somit lassen sich stationäre Zustände von Netzstrukturen untersuchen. Es gibt unterschiedlichste Verfahren, um den Lastfluss eines elektrischen Netzes zu analysieren. Im Programm HyFlow wurde eine DC-Lastflussberechnung verwendet, da diese einfach umzusetzen ist und einen geringen relativen Fehler von meist unter 5% zur Wechselstromlastflussberechnung aufweist [62]. Basis für diese Berechnung bilden die zuvor definierten Zellen, die mithilfe von Verbindungen ein Energienetz darstellen. Die dabei

verwendeten Verbindungen sind unabhängig von Energieträgern, sprich jeder Energieträger kann eigenständig seine Verbindungen wählen und somit ein reales Energienetz nachbilden. Die DC-Lastflussberechnung wird nur im elektrischen Netz angewandt, im Erdgas und Wärmenetz wurde die bisherige Lastflussberechnung im Rahmen dieser Arbeit überarbeitet. Konkrete Angaben dazu sind unter Punkt 4.3.1 zu finden. Am Lehrstuhl für Energieverbundtechnik gibt es aber auch bereits Bestrebungen HyFlow im elektrischen Netz auf eine AC-Lastflussberechnung umzustellen, um eine genauere Berechnung zu erhalten. Als Ergebnis dieser Berechnung erhält man den Lastfluss aller Verbindungen sowie den benötigten oder überschüssigen Lastfluss in/aus dem System. Zudem werden Netzverluste, die abhängig vom Leitungswiderstand, Leistung und Spannung der Verbindungsleitung sind, ebenfalls berücksichtigt. Über den Widerstand wird jede elektrische Verbindungsleitung charakterisiert und Eigenschaften wie Material ($\rho_{\text{spez.}}$...spezifischer elektrischer Widerstand), Länge (l) und Querschnitt (A) über folgende Gleichung berücksichtigt.

$$R_{ij} = \frac{\rho_{ij,\text{spez.}} \cdot l_{ij}}{A_{ij}} \quad \text{wobei für DC gilt:} \quad Y_{ij} \cong G_{ij} = \frac{1}{R_{ij}} \quad (4-2)$$

Der Index i steht dabei für die Zelle der Lastflussherkunft und j für das Lastflussziel. In Abbildung 4-2 ist diese Definition, somit die positive Richtung des Lastflusses und die Struktur des elektrischen Netzes grafisch dargestellt.

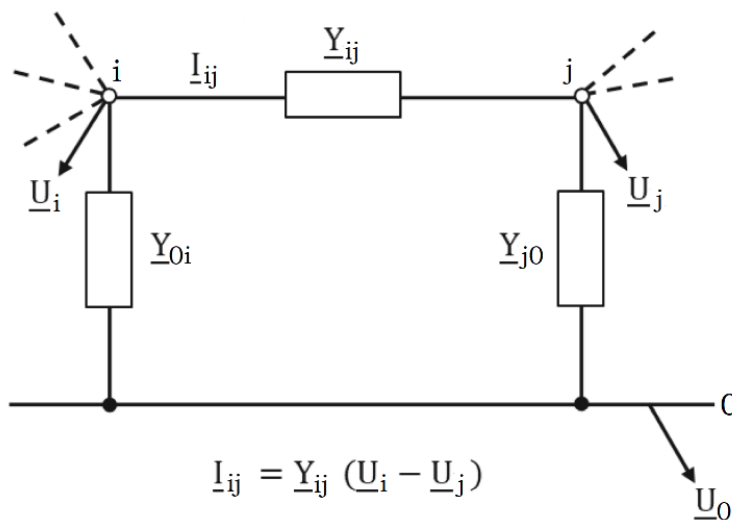


Abbildung 4-2: Definition der Lastflussrichtung

Die Spannung wird durch den Slack-Knoten (Knoten 0) festgelegt. Zusammen bilden die Verbindungen der Zellen untereinander, die Zellen mit den eingegebenen Residuallasten und die Spannung, die am Slack-Knoten angegeben wird, die Ausgangsbasis für die Berechnung des Lastflusses. Die Struktur des elektrischen Netzes wird dabei in Form einer Admittanzmatrix (Leitwertmatrix) nach Gleichung 4-3 eingegeben.

$$Y_{ij} = \frac{1}{z_{ij}} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1j} & \dots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{i1} & \dots & Y_{ii} & \dots & Y_{in} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nj} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad \text{wobei gilt:} \quad \begin{aligned} Y_{ij} &= Y_{ji} \\ -Y_{ii} &= \sum_{(j=0 \ j \neq i)}^n Y_{ij} \end{aligned} \quad (4-3)$$

Die Berechnung erfordert zudem die Anpassung der Gleichungen der Wechselstromberechnung (entspricht der Realität) zu der eines DC-Modelles. In Gleichung 4-4 ist diese Umformung zusammengefasst dargestellt. Durch null setzen des Imaginärteils ergibt sich aus der komplexen Scheinleistung (S), die das Produkt aus Spannung (U) und konjugiert komplexen Strom (\bar{I}) ist, die Wirkleistung (P). Es entsteht ein lineares Gleichungssystem, welches über das Newton-Verfahren gelöst wird. Y steht für die komplexe Admittanz und G für den elektrischen Leitwert. Genauer Informationen dazu findet man in den Arbeiten von [21, 58].

$$S_i = U_i \cdot \bar{I}_i = U_i \cdot \overline{\left(\sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot U_j \right)} \rightarrow \text{Im}(I_i, U_i, S_i) = 0 \rightarrow P_i = U_i \cdot \left(\sum_{j=1}^n G_{ij} \cdot U_j \right) \quad (4-4)$$

4.2.3 Programmelemente

Die Koppелеlemente im Programm HyFlow können in Energiespeicher und Hybridelemente eingeteilt werden. Je nachdem wird noch nach weiteren Kriterien unterteilt, die in den nachfolgenden Unterpunkten beschrieben werden:

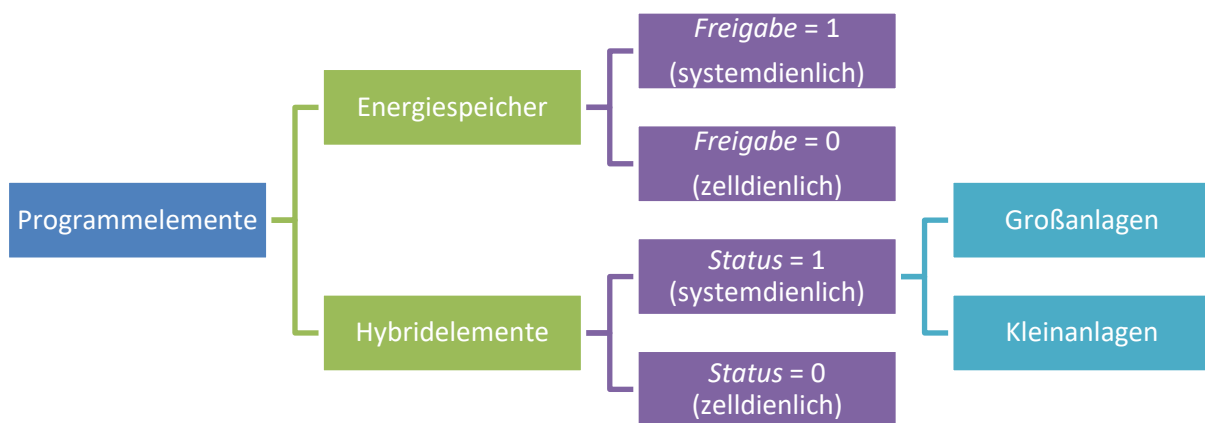


Abbildung 4-3: Einteilung der Programmelemente

4.2.3.1 Energiespeicher

Energiespeicher dienen dem zeitlichen Ausgleich von Energie. Sie werden verwendet, um in Zeiten von Überschuss Energie einzuspeichern und bei Bedarf wieder zur Verfügung zu stellen.

Es gibt dabei unterschiedlichste Technologien je nach Energieform und Zeitkonstante (Kurzzeitspeicher/Langzeitspeicher). Im Programm HyFlow kann für jede Energieform (Strom, Wärme, Gas) je Zelle der Ebene 1 ein Speicher definiert werden. Neben Speicherkapazität und Entlade-/Ladeleistung können im Programm Ein-/Auspeicherwirkungsgrad und Selbstentladung definiert werden. Ein Parameter „Freigabe“ entscheidet darüber, ob der Speicher nur von der Zelle in der er definiert wurde verwendet werden kann, oder der Speicher dem gesamten System als Speicher zur Verfügung steht. Heimspeicher oder Kleinwasserwärmespeicher werden ohne Freigabe zelldienlich betrieben, hingegen Pumpspeicherkraftwerke oder Porenspeicher dienen dem Gesamtsystem und werden somit „freigegeben“ (systemdienlich). Erstere werden nach der Residuallast der definierten Zelle auf- bzw. entladen. Zweitere orientieren sich nach dem Lastfluss aus bzw. in die Ebene 2 Zelle in der der Speicher definiert wurde.

4.2.3.2 Hybridelemente

Hybridelemente wandeln eine Energieform in andere um und koppeln damit die verschiedenen Energienetze. Im Programm HyFlow kann zwischen den drei Energieformen Strom, Wärme und Gas Energie umgewandelt werden. In Abbildung 4-4 sind mögliche Umwandlungsprozesse dargestellt.

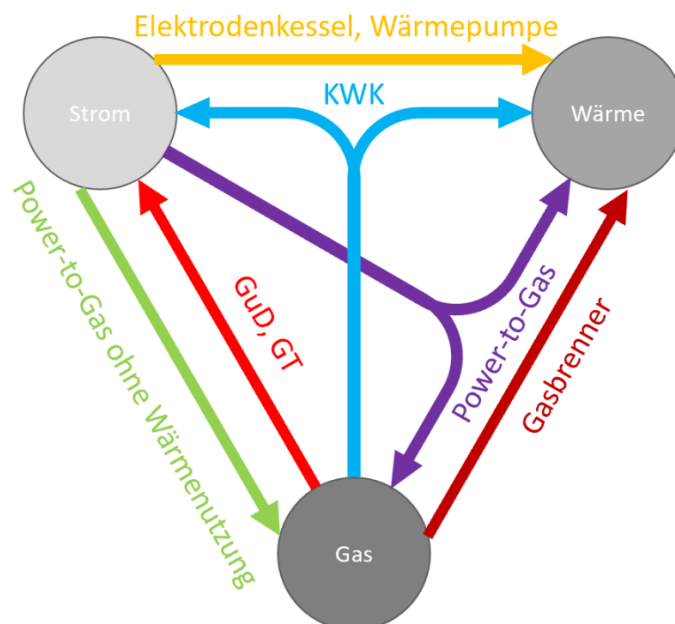


Abbildung 4-4: Mögliche Hybridelemente

Jeder Ebene 1 Zelle kann nur ein Hybridelement mit Umwandlungspfaden gemäß Abbildung 4-4 zugewiesen werden. Jedes Element kann nach deren Leistung, Rampenrate und Umwandlungswirkungsgrade charakterisiert werden. Über die Umwandlungswirkungsgrade

wird der Typ des Hybridelements bestimmt. Dem Ausgangsenergieträger wird dabei der Wirkungsgrad von 1 zugewiesen. Der Umwandlungswirkungsgrad des Outputenergieträgers ist negativ einzutragen. Ein Gaskraftwerk ohne KWK mit elektrischem Wirkungsgrad von 38% wird somit folgenderweise definiert werden:

$$\eta_{\text{Strom}} = -0.38; \eta_{\text{Wärme}} = 0; \eta_{\text{Gas}} = 1.$$

Über den Parameter *Status* wird die Arbeitsweise bestimmt. Elemente mit einem *Status=0* werden als zelldienlich definiert. Das bedeutet, dass diese Elemente nur durch zellinterne Kriterien wie Speicherstände oder Residuallastsituation aktiviert werden. Dabei handelt es sich in der Regel um kleinere Anlagen wie Microgasturbinen, Brennstoffzellen oder Wärmepumpen. Je nach Technologie wurden dafür separate Regelstrategien verwendet, die zum Teil für diese Arbeit angepasst wurden und deshalb genauer unter Punkt 4.3.3 beschrieben werden.

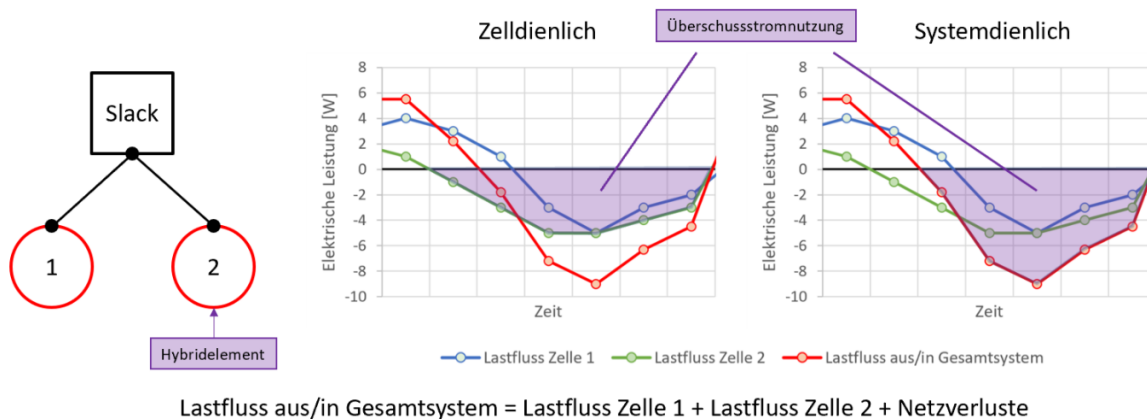


Abbildung 4-5: Unterschied von zelldienlichen und systemdienlichen Programmelementen

Systemdienliche Elemente werden nur aktiviert, sofern der Strombedarf nicht durch erneuerbare Energiequellen gedeckt werden kann, oder ein Überschuss an elektrischer Energie entsteht. Somit fokussieren sich diese Elemente immer ausschließlich auf das elektrische Netz. Sie sind deshalb darauf ausgelegt, den Stromlastfluss aus bzw. in das System zu minimieren. Hybridelemente dieser Arbeitsweise sind meist Kraftwerke und große Power-to-Gas-Anlagen, aber auch kleine Brennstoffzellen und Microgasturbinen können als systemdienlich definiert werden. Großanlagen (große Leistung) werden dabei kleinen immer vorgezogen, da diese vor allem einen geringeren Regelungsaufwand aufweisen. Einzelne große Einheiten können Umwandlungskapazitäten von einer Vielzahl von Kleinanlagen bereitstellen. Der Unterschied zwischen Groß- und Kleinanlagen wird durch die Umwandlungsleistung der systemdienlichen Hybridelemente über die Variable *pow_kw* definiert, die im Interface des Programmes geändert werden kann. Durch die Variable

$LF_3_p_min$ kann zudem im Interface der Grenzlastfluss aus/in Ebene 3 (Gesamtsystem) an elektrischer Energie definiert werden, ab dem systemdienliche Hybridelemente zugeschaltet werden. Wird somit elektrische Energie über dem Wert von $LF_3_p_min$ importiert, werden systemdienliche Kraftwerke zugeschaltet um den Import zu minimieren. Umgekehrt werden systemdienliche PtG-Anlagen erst aktiviert, wenn die exportierte Energiemenge größer als $LF_3_p_min$ ist.

4.3 Änderungen am Programm HyFlow

Da das Programm für Simulationen eines ganzen Bundeslandes noch nie zuvor angewendet wurde, mussten mehrere Änderungen im Programmcode vorgenommen werden, um solch große zusammenhängende Energienetze analysieren zu können. Außerdem wurde an mehreren Punkten die Berechnung an die Fragestellungen der Masterarbeit angepasst, die in den folgenden Punkten erläutert werden.

4.3.1 Adaptierte Lastflussberechnung in stoffgebundenen Energienetzen

Das Programm HyFlow konnte den Lastfluss von Gas und Wärme nur in eine Richtung berechnen, da dies für die zuvor gestellten Aufgabenstellungen ausreichend war. Für Ringstrukturen und große Speicher die als eigene Zellen deklariert werden sollen, wie dies im Netzgebiet von Oberösterreich der Fall ist, wird jedoch ein bidirektionaler Gasfluss benötigt. Es wurde somit die Lastflussberechnung von Gas überarbeitet, wobei für Wärme das gleiche Verfahren angewandt werden kann.

Das hier verwendete Verfahren zur bidirektionalen Lastflussberechnung wird Potentialanalyse genannt und orientiert sich an der Dissertation von Rüdiger et al [63]. Es handelt sich dabei um ein ähnliches Verfahren wie bei der Stromnetzberechnung im Programm HyFlow. Grund für die Wahl dieses Verfahrens ist, dass dieses dieselbe Struktur wie die Stromlastflussberechnung aufweist. Die dadurch äquivalente Form der Eingabeparameter führte zu geringerem Programmieraufwand bei der Adaption des Programms. Für die Berechnung mussten nun die formelmäßigen Zusammenhänge, die für Fluide gelten, in eine äquivalente Form zu der Berechnung im elektrischen Netz gebracht werden.

Die Potentialanalyse im Stromnetz verwendet ein lineares Gleichungssystem nach Gleichung 4-5, um die Potentiale der einzelnen Knoten zu berechnen.

$$P_i = U_i \cdot \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot U_j \quad (4-5)$$

Der Unterschied zum elektrischen Netz besteht darin, dass bei stoffgebundenen Energienetzen das Potential (Druck) nicht linear, sondern nach Gleichung 4-7 quadratisch vom Volumenstrom abhängig ist. Durch den Vergleich von Gleichung 4-6 und 4-7 ergeben sich die äquivalenten Abhängigkeiten im stoffgebundenen Netz (Gleichung 4-8).

$$\Delta U = R \cdot I \quad (4-6)$$

$$\Delta p = R^* \cdot \dot{V}^2 \quad (4-7)$$

$$\Delta U \cong \Delta p \quad I \cong \dot{V}^2 \quad (4-8)$$

Die Spannungsdifferenz des elektrischen Netzes entspricht der Druckdifferenz in stoffgebundenen Netzen. Der Strom I entspricht dem Volumenstrom \dot{V} . Um das äquivalente Verfahren nutzen zu können, muss die Druckgleichung linearisiert werden. Für diesen Vorgang werden zunächst alle netzspezifischen Größen, die dem Widerstand der Rohrleitung entsprechen, in die Variable R^* geschrieben. Diese Größen hängen von der Rohrleitung, dem eingesetzten Stoff (Erdgas, Wasser) und der Rohrreibung ab. Die Rohrleitung wird durch die geometrischen Größen der Länge l und des Durchmessers d beschrieben. Die Dichte wird durch die Annahme eines idealen Gases als konstant angenommen. Die Rohrreibung wird über die Rohrreibungszahl λ berücksichtigt. Da die Rohrreibungszahl von der vorliegenden Strömung abhängt (somit auch von \dot{V}) ist dies der zweite Grund für eine Nichtlinearität.

$$R^* = \lambda \cdot \frac{l \cdot 8 \cdot \rho}{d^5 \cdot \pi^2} \quad (4-9)$$

Zur Lösung dieser Nichtlinearität wird ein Algorithmus mit Iterationsverfahren verwendet. Der Volumenstrom wird dabei in $\dot{V} \cdot \dot{V}$ aufgeteilt. Formel 4-7 wird nun unter Zuhilfenahme von Formel 4-9 wie folgt umgestellt:

$$\Delta p = R \cdot \dot{V} \quad \text{wobei} \quad R = \lambda \cdot \frac{l \cdot 8 \cdot \rho}{d^5 \cdot \pi^2} \cdot \dot{V} \quad (4-10)$$

Somit ergibt sich die Gleichung 4-11 die durch den Kehrwert des Widerstandes R auf die äquivalente Form des Stromsystems gebracht werden kann.

$$\Delta p = \frac{1}{G} \cdot \dot{V} \quad \Rightarrow \quad \dot{V} = G \cdot \Delta p \quad (4-11)$$

Um nun in weiterer Folge mit einer linearen Gleichung für Δp rechnen zu können, ist auf das Ergebnis der Berechnung des letzten Iterationsschritts ($t - 1$) zurückzugreifen. Für den ersten

Schritt der Berechnung muss somit ein geschätzter Startwert herangezogen werden. In Gleichung 4-12 ist das Gleichungssystem mit Iterationsschritten nochmals zusammengefasst.

$$\Delta p_{(t)} = \lambda_{(t-1)} \cdot \frac{l \cdot 8 \cdot \rho}{d^5 \cdot \pi^2} \cdot \dot{V}_{(t-1)} \cdot \dot{V}_{(t)} \quad (4-12)$$

Somit kann über dieses Iterationsverfahren ein nichtlineares Gleichungssystem gelöst werden. Aus den damit ermittelten Druckverlusten können die Volumenströme in den einzelnen Rohrleitungen über Gleichung 4-13 berechnet und anschließend mit den Volumenströmen des vorigen Iterationsschrittes verglichen werden. Das Gleichungssystem ist annähernd exakt gelöst, wenn der berechnete Fehler nach Gleichung 4-14 einen vorgegebenen Wert im Toleranzvektor TV(5) unterschreitet.

$$\dot{V}_{ij(t)} = \text{sign}(\Delta p_{ij(t)}) \cdot \sqrt{\frac{d^5 \cdot \pi^2}{\lambda_{ij(t-1)} \cdot 8 \cdot \rho \cdot l} \cdot |\Delta p_{ij(t)}|} \quad (4-13)$$

$$\mathbf{TV}(5) > \mathbf{Fehler} = \frac{\sum_{i=1}^m \left| \frac{\dot{V}_i(t) - \dot{V}_i(t-1)}{\dot{V}_i(t)} \right|}{m} \quad (4-14)$$

In Abbildung 4-6 ist der zusammengefasste Algorithmus zur Berechnung der Lastflusssimulation von stoffgebundenen Energienetzen dargestellt. Noch genauere Informationen zu diesen Verfahren sind in der Dissertation von Rüdiger et al [63] zu finden, nach der sich die Berechnung gerichtet hat.

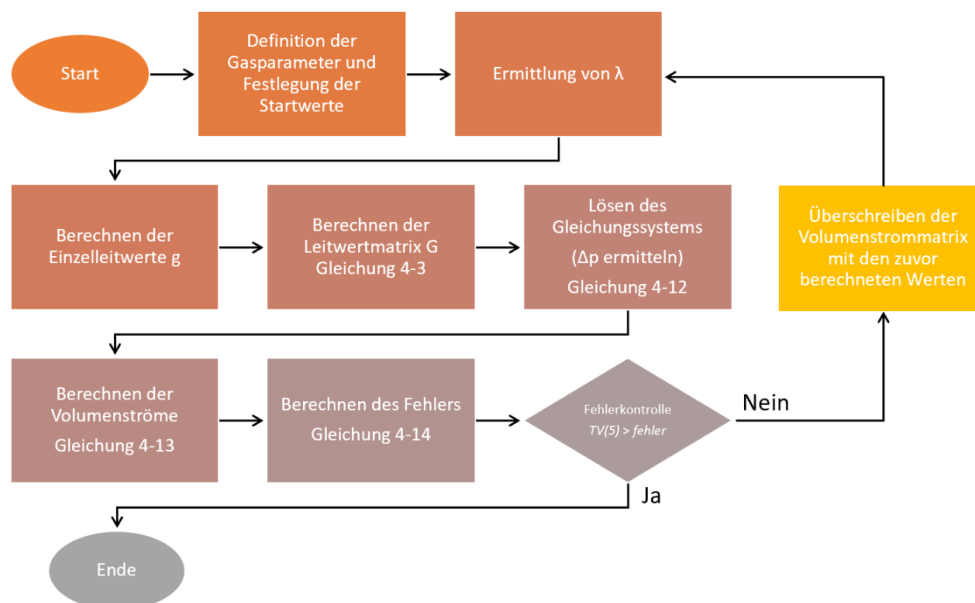


Abbildung 4-6: Ablaufdiagramm der Gasflussberechnung. Eigene Darstellung nach [63].

Die Leitwertmatrix wird gleich wie im Stromnetz nach Gleichung 4-3 berechnet und auch die Netzstruktur ist äquivalent zum Stromnetz nach Abbildung 4-2 aufgebaut.

4.3.1.1 Validierung des Verfahrens

Wie in der Dissertation von Rüdiger wurde auch hier das Beispielnetz von Cerbe [64] zur Validierung des umgesetzten Verfahrens im Programm HyFlow verwendet. Als maximalen Fehler nach Gleichung 4-13 (TV(5)) wurde dabei 0,1% gewählt. In der nachfolgenden Tabelle sind die berechneten Werte mit den Werten von Cerbe gegenübergestellt.

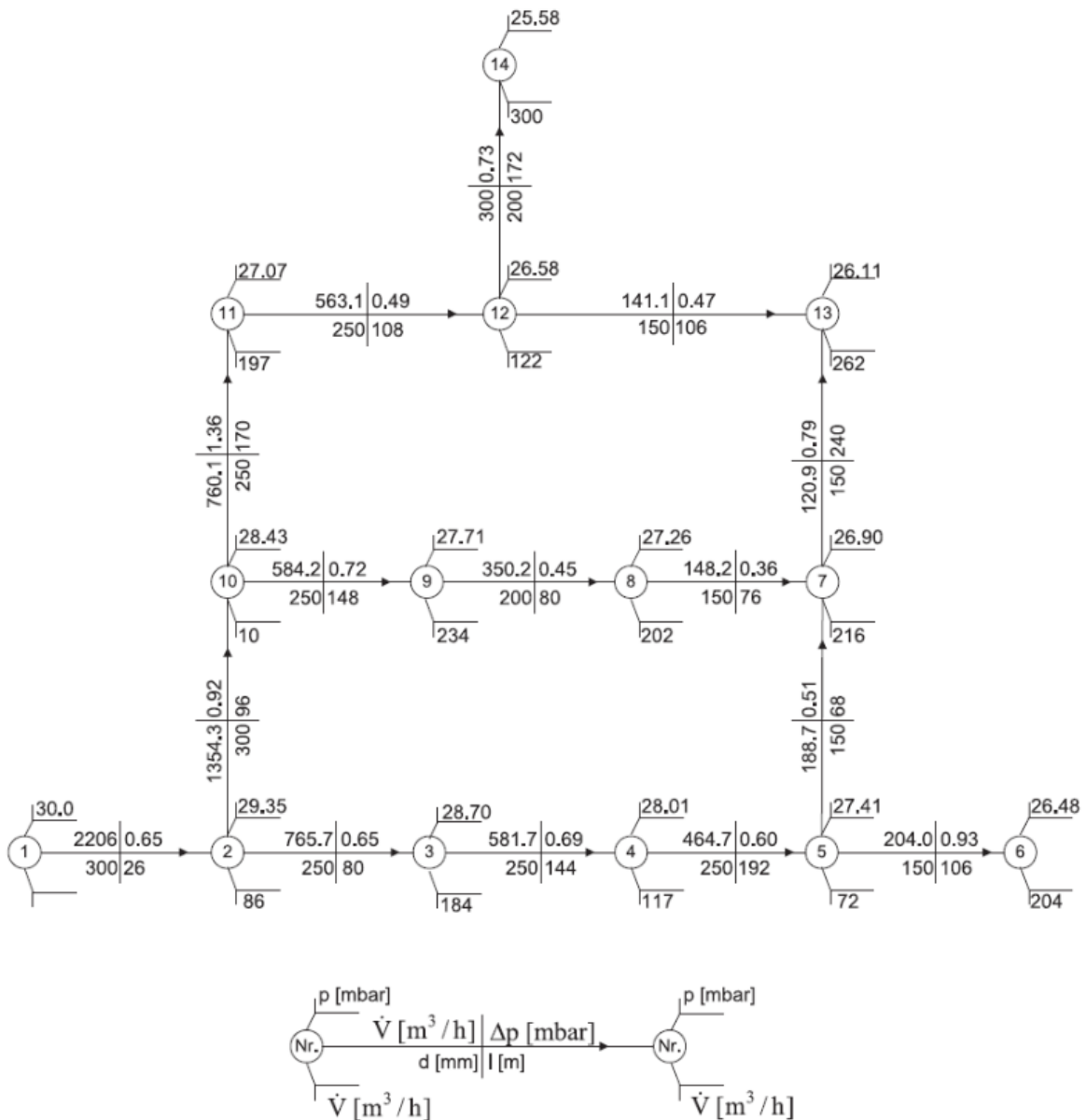


Abbildung 4-7: Beispielnetz von Cerbe [64]

Tabelle 4-1: Vergleich der Werte von Cerbe [64] und der berechneten Werte

Start-knoten	End-knoten	\dot{V} Cerbe [m ³ /h]	\dot{V} Berechnung [m ³ /h]	rel. Fehler [-]	Druckabfall Cerbe [mbar]	Druckabfall Berechnung [Pa]
1	2	2206,0	2205,9	0,00%	0,65	66,2
2	3	765,7	765,5	0,02%	0,65	64,1
3	4	581,7	581,5	0,03%	0,69	68,1
4	5	464,7	464,5	0,03%	0,6	59,3
5	6	204,0	204,0	0,00%	0,93	91,6
5	7	188,7	188,6	0,08%	0,51	50,7
7	8	-148,2	-148,1	0,04%	-0,36	-35,8
8	9	-350,2	-350,1	0,02%	-0,45	-44,8
9	10	-584,2	-584,1	0,01%	-0,72	-70,6
2	10	1354,3	1354,4	-0,01%	0,92	91,0
10	11	760,1	760,3	-0,02%	1,36	134,3
11	12	563,1	563,3	-0,03%	0,49	48,1
12	13	141,1	141,3	-0,15%	0,47	45,7
7	13	120,9	120,7	0,17%	0,79	76,9
12	14	300,0	300,0	0,00%	0,73	71,7

Ein maximaler relativer Fehler der berechneten Werte von \dot{V} von 0,17% ist akzeptabel. Da das Programm auf Leistungsdaten beruht und Lastflüsse berechnet, werden die hier in m³/h angegebenen Volumenströme nach Gleichung 4-15 in Leistungswerte umgerechnet. H_u steht dabei für den Heizwert.

$$P = \dot{V} \cdot \rho \cdot H_u \tag{4-15}$$

4.3.2 Fallauswahl der Funktion „Auswahl interzellulär Ebene 1_1“

Aufgrund der Größe des elektrischen Netzes kam es in der Berechnung zu Problemen, die in vorigen Berechnungen noch nicht aufgetreten sind. Eines dieser Probleme stellte die Auswahl der Fälle nach der Nettoresiduallast (NRL) in der Funktion Interzellulär_Ebene_1_1 dar. In dieser Funktion geht es um die Berechnung des Energieausgleichs zwischen Zellen der Ebene 1 in einer Zelle der Ebene 2. Das Ziel ist, den Lastfluss in die nächste Zellebene möglichst gering zu halten. Um diesen Ausgleich durchführen zu können, wird nach der verfügbaren Speicherkapazität und der NRL in vier Fällen unterschieden:

1. Die Ebene 2 Zelle hat einen Energiebedarf ($NRL > 0$), aber die gespeicherte Energiemenge reicht nicht aus um diesen zu decken ($NRL \geq vS$)
2. Die Ebene 2 Zelle hat einen Energiebedarf ($NRL > 0$) und die gespeicherte Energiemenge reicht aus um diesen zu decken ($NRL < vS$)
3. Die Ebene 2 Zelle hat einen Energieüberschuss ($NRL < 0$), aber die speicherbare Energiemenge reicht nicht aus um diesen zu nutzen ($NRL \geq vS$)
4. Die Ebene 2 Zelle hat einen Energieüberschuss ($NRL < 0$) und die speicherbare Energiemenge reicht aus um diesen zu nutzen ($NRL < vS$)

In Abbildung 4-8 ist ein Ablaufdiagramm und daher das Auswahlverfahren der Fälle in dieser Funktion nochmals dargestellt. Als vS wird dabei die verfügbare Speicherkapazität (sowohl die einspeicherbare Energiemenge als auch die ausspeicherbare Energiemenge je nach NRL) bezeichnet. Unter der Nettoresiduallast (NRL) versteht man die Summe der Residuallasten aller Zellen der Ebene 1 der zu berechnenden Zelle der Ebene 2. Zelldienliche Speicher und zelldienliche Hybridelemente werden vor der Berechnung von NRL berücksichtigt. Die Netzverluste sind allerdings noch nicht berücksichtigt also ist noch keine Lastflussberechnung durchgeführt worden. Es wurde bisher davon ausgegangen, dass bei Nettoresiduallasten nahe null die Netzverluste keine Abweichung des betrachteten Falls bewirken. Durch die Größe des elektrischen Netzes in Oberösterreich und dem dadurch gegenseitigen internen Ausgleich von Residuallasten kam es im Vergleich zum Lastfluss aus oder in das System zu verhältnismäßig großen Netzverlusten ($\sim 1\%$). Somit kam es dazu, dass zwar die Nettoresiduallast negativ ist, durch die Netzverluste aber ein Energiebedarf der Zelle der Ebene 2 entstand.

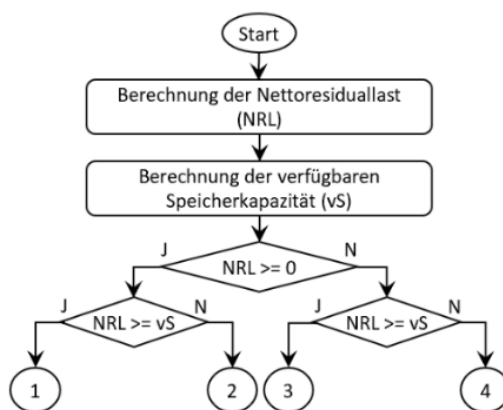


Abbildung 4-8: Ablaufdiagramm der Funktion Interzellulär Ebene 1_1 [58]

Um diesem Problem entgegen zu wirken, wird nun die Einteilung der Fälle nach der sogenannten Bruttoresiduallast bestimmt. Diese entspricht dem Lastfluss aus bzw. in die Ebene 2 Zelle nach der Lastflussberechnung, also inklusive Netzverlusten. Dabei entstand jedoch ein zusätzliches Problem. Die Berechnung des *dummy* Wertes, also dem prozentuellen

Anteil der Entnahme oder Speicherung aller systemdienlichen Speicher, wurde nicht mehr richtig berechnet, da dieser über die NRL berechnet wurde. Aus diesem Grund wurde der Algorithmus überarbeitet.

4.3.3 Aktivierung von zelldienlichen Hybridelementen und systemdienlichen FHKWs/BHKWs

Wie bereits unter dem Punkt der Hybridelemente angedeutet, wurde die Regelung der zelldienlichen und auch Teile der systemdienlichen Hybridelemente an die Aufgabenstellung dieser Masterarbeit angepasst. Die Funktionen zur Regelung der zelldienlichen Hybridelemente wurden dabei durch eigens programmierte Funktionen ersetzt, die nun erklärt werden.

4.3.3.1 func_Waermepumpe

Diese Funktion regelt die Systemeinbindung von zelldienlichen Wärmepumpen. In der Analyse stellen diese sowohl Wärmepumpen von privaten Haushalten als auch Wärmepumpen zur Versorgung von Fernwärmenetzen dar. Systemdienliche Wärmepumpen werden aufgrund der Größe des betrachteten Gebietes nicht eingesetzt, da selbst Wärmepumpen für Fernwärmenetze in der betrachteten zellularen Struktur nur in einer Zelle den Wärmebedarf decken. Diese werden nach der kaskadischen Energienutzung, nach den zelldienlichen Speichern, als zweite Technologie eingesetzt um Überschussstrom zu nutzen. Im Gegensatz zur alten Programmierung werden diese aber wärmegeführt betrieben, um zu garantieren, dass der Wärmebedarf auch gedeckt wird. Zusätzlich kann im Falle von Überschussstrom der Zelle dieser in den Wärmespeicher, falls vorhanden, gespeichert werden.

4.3.3.2 func_FHKW

Diese Funktion nimmt eine Sonderstellung ein, da es sich dabei um die Regelung von systemdienlichen und nicht zelldienlichen Hybridelementen handelt. Fernheizkraftwerke (FHKW) müssen den Wärmebedarf von Fernwärmenetzen decken. Dazu wird in den meisten Fällen durch Entnahme von Dampf Wärme aus dem Dampfkreislauf entnommen. Dadurch kommt es zu einer Verschlechterung des elektrischen Wirkungsgrades des Kraftwerkes. Um nun zum einen diese Verschlechterung des Wirkungsgrades im KWK-Betrieb zu berücksichtigen und zudem zu garantieren, dass das systemdienliche FHKW den Wärmebedarf der Fernwärmezelle deckt, wurde diese Funktion programmiert. Dazu wird bei Wärmebedarf des Fernwärmenetzes das Hybridelement aktiviert (unabhängig von der Situation im Stromnetz), welches dann mit einem verringerten elektrischen Wirkungsgrad als normal neben Wärme auch Strom produziert. Der dabei gewählte elektrische Wirkungsgrad im

wärmegeführten Betrieb von 32% und der Wärmewirkungsgrad von 45% wurde nach den Erzeugungsdaten von 2017 des FHKWs Wels angenommen [65]. Falls nach dem decken des Wärmebedarfs noch ein Strombedarf gegeben ist (Lastflussimport in das betrachtete Gebiet), kann mit dem elektrischen Wirkungsgrad im stromgeführten Betrieb die restliche Kapazität der Brennstoffwärmeleistung verwendet werden um den Lastflussimport zu minimieren.

4.3.3.3 *func_Gaskessel*

Kann der Wärmebedarf einer Zelle der Ebene 1 nicht durch Wärmepumpen oder FHKWs gedeckt werden, weil diese nicht vorhanden sind oder deren Leistung nicht ausreicht, wird der restliche Bedarf durch Gaskessel gedeckt.

4.3.4 Überprüfung der Leitungskapazitäten

Durch die Berechnung des Lastflusses können lokale Überbelastungen des Netzes festgestellt werden. In der alten Version des Programmes konnten Leitungskapazitäten nur je Zellebene und Energieträger deklariert werden. In einer Zellebene bestehen jedoch unterschiedliche Leitungen mit unterschiedlichen Grenzkapazitäten. Aus diesem Grund wurden äquivalent zur Eingabe des Energienetzes in den Verknüpfungsmatrizen zwei neue Eingabematrizen definiert, die die Grenzkapazitäten der Leitungen beinhalten. Im elektrischen Netz ist dabei der maximal zulässige Dauerstrom, im Wärme- und Gasnetz sind die maximal zulässigen Geschwindigkeiten einzutragen. Kommt es zu dem Fall, dass eine Leitung überlastet ist, wird die Lastflussberechnung zwar nicht beeinflusst, aber eine Warnung mit Angabe der prozentuellen Überlastung und dem betreffenden Zeitschritt ausgegeben.

4.4 Ausgegebene Ergebnisse und Programmveränderungsvorschläge

In der Abbildung 4-9 sind übersichtshalber nochmals alle Input-Daten und Output-Daten des Programmes zusammengefasst. Als Output des Programmes HyFlow erhält man neben dem Lastfluss auch die Speicherstandsveränderung, Umwandlungsmengen der Hybridelemente, Verluste des Transports, Verluste der Speicherung und die Leitungsbelastungen.

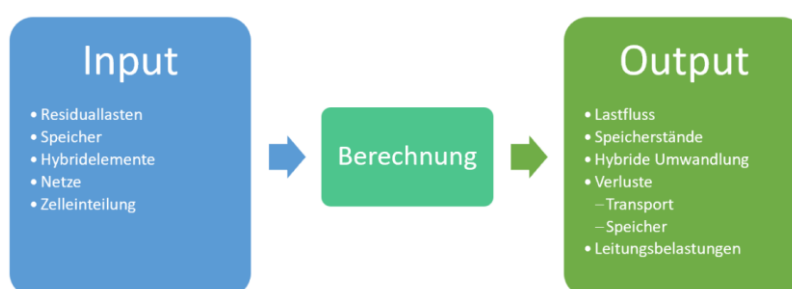


Abbildung 4-9: Input und Output des Programmes HyFlow. Eigene Darstellung nach [21]

Das Programm HyFlow könnte noch an vielen Punkten erweitert und verbessert werden. Nachfolgend sind mehrere Punkte aufgelistet die noch nicht realisiert wurden, aber das Programm in Zukunft verbessern könnten:

- Schaltzustände der Energienetze berücksichtigen
- Veränderlicher Wirkungsgrad von Speicher und Hybridelementen
- Mehrere Hybridelemente pro Ebene 1 Zelle
- Mehrere Slack-Knoten pro Ebene 2 und 3
- Anzahl der Ebenen variieren
- Regelung von Programmelementen nach wirtschaftlichen Aspekten
- Regelung von Programmelementen nach netzdienlichen Aspekten
- Leistungseinbußen aufgrund von Druckverlusten und thermischen Verlusten nach dem neu überarbeiteten Potentialanalyseverfahren
- Lastflussberechnung von realen Gasen (z.B. raumveränderliche Fortleitung von Gasen)
- AC-Lastflussberechnung im elektrischen Netz
- Festlegung eines Anfangsspeicherstandes

5 POTENTIALE DER ERNEUERBAREN ENERGIETRÄGER

In diesem Kapitel werden die Potentiale erneuerbarer Energieträger in Oberösterreich eruiert. Es werden dazu vorhandene Studien miteinander verglichen und dadurch ein erschließbares und technisches Potential der erneuerbaren Energieträger ermittelt.

5.1 Einteilung der Potentiale erneuerbarer Energieträger

Bei der Ermittlung von erneuerbaren Potentialen muss zwischen verschiedenen Potentialen unterschieden werden. In Abbildung 5-1 ist die eine Unterscheidung nach Kaltschmitt et al. [66] zu sehen.

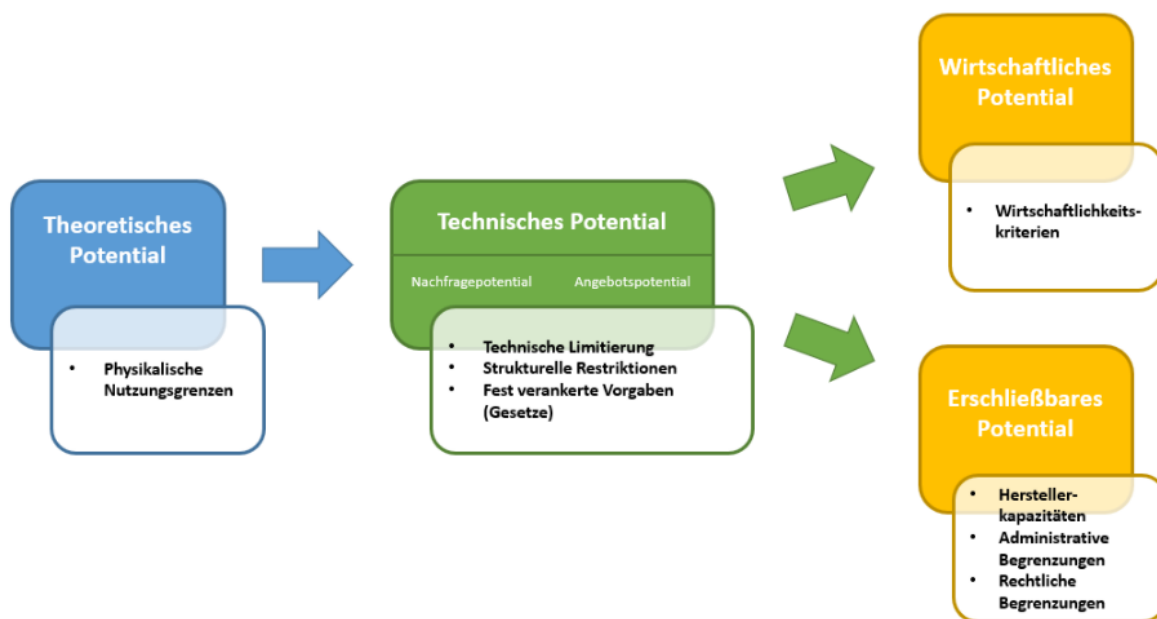


Abbildung 5-1: Einteilung der Potentiale erneuerbarer Energiequellen. Eigene Darstellung nach [66].

Das **theoretische Potential** ist die maximal physikalisch mögliche Energiemenge in einer gewissen Zeit und Region, die von einer Energiequelle generiert werden kann. Dieses Potential kann meist nur zu einem Bruchteil genutzt werden, da technische, strukturelle und administrative Einschränkungen bestehen.

Das **technische Potential** ist das theoretische Potential vermindert um den Anteil, welcher technisch oder strukturell nicht nutzbar ist. Beispiele für die Verminderung des theoretischen Potentials zum technischen, ist die Nutzrestriktion in Nationalparks bzw. bei Biomasse die Konkurrenz zur Nahrungsmittelindustrie, die durch gesellschaftliche und gesetzlich fest verankerte Vorgaben das theoretische Potential zusätzlich einschränken. Heute bekannte, oder bereits abschätzbare Wirkungsgrade von Energieerzeugern wie Photovoltaikanlagen zählen ebenfalls zu diesen Verminderungsfaktoren. Zudem kann beim technischen Potential

zwischen **Angebots- und Nachfragepotential** unterschieden werden. Gemeint ist der Unterschied in der Betrachtung zwischen Primärenergie und Endenergie. Das Angebotspotential berücksichtigt die Primär- oder Sekundärenergie. Das Nachfragepotential beachtet die Endenergie. Es müssen also Transportverluste mitberücksichtigt werden.

Die letzte Ebene der Potentiale bilden das **wirtschaftliche Potential** und das heute **erschließbare Potential**, welche zugleich auch die kleinsten Potentiale darstellen. Das wirtschaftliche Potential ist das technische Potential, vermindert um wirtschaftlich begrenzende Faktoren wie zum Beispiel maximale Return-of-Investment Zeiten. Somit werden nur Standorte berücksichtigt, die eine ökonomische Betriebsführung der Anlage ermöglichen. Das erschließbare Potential ist meist noch geringer als das wirtschaftliche, da hier eine Vielzahl weiterer Hemmnisse berücksichtigt werden, wie z.B. rechtliche, administrative, logistische Begrenzungen, mangelnde Information, Konkurrenzsysteme oder Sinnhaftigkeit.

Es werden in den folgenden Unterpunkten technische und erschließbare Potentiale ermittelt. Beim technischen Potential wird immer von Angebotspotentialen gesprochen, da Transportverluste durch die Simulation im Programm berücksichtigt werden. Es werden Photovoltaik, Solarthermie, Windkraft, Wasserkraft und Biomasse berücksichtigt.

5.2 Wasserkraft

Laut Pöyry von 2008 [67] besteht in Oberösterreich ein wirtschaftliches Potential von Wasserkraft von 10.800 GWh. Berücksichtigt man sensible Gebiete wie Nationalparks so kommt die Studie auf 10.700 GWh. Die momentan erzeugte Energiemenge von Wasserkraft in Oberösterreich (Stand 2017) beträgt 9.909 GWh, wodurch ein Restpotential von 791 GWh besteht [9].

Das Land Oberösterreich ermittelte im Artikel Energiezukunft 2030 [68] ein technisches Potential von 14.400 GWh sowie ein erschließbares Potential von maximal 12.500 GWh. Der Unterschied zwischen den beiden Studien ist darauf zurückzuführen, dass [67] wirtschaftliche Faktoren auch berücksichtigt hat.

Die aktuellste Potentialanalyse ist die oberösterreichische Wasserkraftpotentialanalyse von 2012/2013 [69]. Diese ermittelte für 2013 eine installierte Engpassleistung von 1.930 MW bei einer erzeugten Jahresenergiemenge von 10.670 GWh. Zu berücksichtigen ist, dass die Jahresenergiemengen starken Schwankungen aufgrund der Jahresniederschlagsmenge, sowie Nutzung von Speicherreserven unterliegen, warauf die Unterschiede der Jahreserzeugungsmenge in der Statistik Austria [9] zurückzuführen sind. 488 GWh Ausbau- und Steigerungspotential bestehender Anlagen konnte in weiterer Folge von [69] ermittelt

werden, wobei 66% davon an den fünf Hauptgewässern durch Optimierungsmaßnahmen erreicht werden könnten. Dieses Ausbaupotential bezieht sich auf die Erzeugungsmenge von 2013.

In dieser Arbeit wird somit ein technisches Potential von 11.158 GWh verwendet, was die Summe aus Jahresenergiemenge (2013) und Ausbau- bzw. Steigerungspotential der Studie oberösterreichischer Wasserkraftpotentialanalyse [69] ist, da diese die genaueste und aktuellste Studie darstellt.

Bei dem erschließbaren Potential werden die sehr sensiblen Gewässer sowie Stauketten nicht berücksichtigt. Dadurch ergibt sich ein Ausbaupotential von lediglich 114 GWh in Oberösterreich. In Tabelle 5-1 sind die Potentiale nochmals zusammengefasst.

Tabelle 5-1: Wasserkraftpotentiale in Oberösterreich

	Jahresenergiemenge	Installierte Leistung
Technisches Potential	11.158 GWh	2.018 MW*
Stand 2013	10.670 GWh ^[69]	1.930 MW ^[69]
Stand 2017	9.909 GWh ^[9]	k.A.
Technisches Ausbaupotential	488 GWh ^[69]	88,3 MW*
Erschließbares Potential	10.784 GWh	1.951 MW*
Erschließbares Ausbaupotential	114 GWh ^[69]	20,6 MW*

**Berechnung der Leistung über Energie- und Leistungsangabe von 2013 von [69]*

5.3 Windenergie

Die 2015 installierte Leistung von Windkraftanlagen in Oberösterreich lag, laut der Studie von IG Windkraft [70], bei 41,4 MW. Diese produzierten 70.431 MWh Strom [9]. Eine weitere Studie aus dem Jahr 2014 der IG Windkraft [71] kam zu einem technischen Potential der Windkraft in Oberösterreich von 1.110 MW. Aufgrund der gering ausgewiesenen nutzbaren Flächen des Masterplans der oberösterreichischen Landesregierung wird allerdings bis 2030 nur von einem reduzierten technischen Potential von 300 MW in dieser Studie ausgegangen. Da jedoch in dieser Potentialstudie nicht der aktuelle Masterplan von 2017 [72] berücksichtigt wurde, hat das reduzierte Potential keine Gültigkeit mehr, da laut diesem Plan keine weiteren Flächen für den Bau von Windkraft in Oberösterreich geeignet sind. Es wird daher ein erschließbares Ausbaupotential von 0 GWh angenommen.

Renewables4Industrie [4] berechnete ein technisches Potential von Windkraft für 2050 von 812 GWh. Da es sich bei der Studie von [4] um die aktuellste handelt, wird diese für die

Berechnung herangezogen. In Tabelle 5-2 sind alle relevanten Potentiale nochmals zusammengefasst.

Tabelle 5-2: Windkraftpotentiale in Oberösterreich

	Jahresenergiemenge	Installierte Leistung
Technisches Potential	812 GWh ^[4]	477 MW*
Stand 2017	90,3 GWh ^[9]	41,4 MW ^[9]
Technisches Ausbaupotential	722 GWh	425 MW*
Erschließbares Potential	90,3 GWh	41,4 MW*
Erschließbares Ausbaupotential	0 GWh ^[72]	0 MW

**Installierte Leistungen wurden über eine Vollaststundenzahl von 1700h berechnet*

5.4 Biomasse

Wie in Kapitel 3.1.2 in der Abbildung 3-2 zu erkennen war, kann Biomasse in allen Sektoren eingesetzt werden, deshalb wird hier versucht das Gesamtpotential und das Potential je Sektor separat zu analysieren und zusammenzufassen.

Energiezukunft 2030 [68] liefert zum Teil bereits aufgelöste Potentiale nach Sektoren. Die damalige Analyse von 2009 kam auf ein technisches Biomassepotential in OÖ von 15.250 GWh (Primärenergie). Als erschließbar wurden davon für Strom zwischen 920 bis 1.370 GWh angesehen (Endenergie).

Die Studie Renewables4Industrie [4] errechnete ein technisches Strompotential von 2.470 GWh. Da [68] kein technisches Strompotential ermittelt hat, wird somit das technische Strompotential von Renewables4Industrie [4] verwendet. Umgekehrt berechnete [4] kein erschließbares Potential, wodurch das maximale erschließbare von der Energiezukunft 2030 [68] mit 1.370 GWh verwendet wird.

Für das Wärmepotential wird ebenfalls auf die Energiezukunft 2030 [68] zurückgegriffen. Ausgehend von den 15.250 GWh wurde dabei ein erschließbares Endenergiepotential zwischen 7.778 und 11.111 GWh ermittelt. Gewählt wurde das maximale Potential von 11.111 GWh. Für das technische Wärmepotential wird das technische Primärenergiepotential herangezogen und mit einem Wirkungsgrad eines modernen Biomasse-Kessels von 95% multipliziert [10]. Dadurch ergibt sich ein technisches Wärmepotential von 14.488 GWh.

Für den Gassektor gibt es zum einen die Studie Energiezukunft 2030, welche aus den Strompotentialen für Biogas und Klärgas auf ein Gaspotential aus Biomasse rückgerechnet werden kann. Aus Biogas und Klärgas ergeben sich dabei technische Endenergiepotentiale für

Strom von in Summe 1.210 GWh aus [68]. Bei einem angenommenen Wirkungsgrad für eine Gasturbine von 38% ergibt sich daraus ein technisches Gaspotential von 3.184 GWh. Das erschließbare Potential beträgt davon 1.447 GWh. Zum anderen hat die Studie der JKU [45] für Oberösterreich ein Gaspotential aus Reststoffe von 293,7 Millionen m³ ermittelt. Bei einem angenommenen Heizwert von 10 kWh/m³ ergibt das ein Potential von 2.937 GWh. Diese Studie aus dem Jahr 2017 ist aktueller, wodurch dieses technische Potential verwendet wird.

Für den Verkehrssektor wird ein erschließbares Potential für Biotreibstoffe von 0,7 PJ oder 1.940 GWh in [68] ausgewiesen.

In Tabelle 5-3 sind die Potentiale je Sektor nochmals zusammengefasst.

Tabelle 5-3: Biomassepotentiale in Oberösterreich

	Stand 2017	Technisches Potential	Erschließbares Potential
Stromsektor	963 GWh [9]	2.470 GWh [4]	1.370 GWh [68]
Wärmesektor	7.890 GWh* [9]	14.488 GWh [68]	11.111 GWh [68]
Gassektor	500 GWh** [9]	2.937 GWh [45]	1.447 GWh [68]
Verkehrssektor	1.008 GWh*** [9]	-	1.949 GWh [68]

* Berechnung: Summe der biogenen Brenn- und Treibstoffe aus [9] minus der anderen Sektoren

** Berechnung: Summe aus Biogas, Klärgas und Deponiegas von [9]

*** Berechnung: Summe aus Bioethanol und Biodiesel von [9]

5.5 Photovoltaik/Solarthermie

Für das PV-Potential werden für diese Arbeit bereits ermittelte technische Potentiale von Photovoltaikanlagen aus der Studie Renewables4Industrie [4] verwendet. Diese Daten sind separat für Dachflächen und Freiflächen aufgelistet. Es ergibt sich ein gesamtes technisches Potential von PV-Dachflächen von gesamt Oberösterreich von 2.259 GWh und für Freiflächen von 1.085 GWh. 2017 wurden in Oberösterreich durch PV-Anlagen in Summe 252 GWh Strom erzeugt [9]. Somit errechnet sich ein Ausbaupotential von 3.092 GWh in ganz Oberösterreich.

Die Ermittlung des Solarthermie-Potentials erfolgt ausgehend vom PV-Ausbaupotential für Dachflächen, da in [4] die ermittelten Potentiale voraussetzen, dass 50% der Dachflächen für PV und 50% für Solarthermie verwendet werden. Über einen PV-Wirkungsgrad von 18% (Annahme für PV-Wirkungsgrad für das Jahr 2050 [4]) und über einen Wirkungsgrad von 80% für Solarthermie wurde so ein Potential für Solarthermie von 10.040 GWh bestimmt.

In Tabelle 5-4 sind die Ergebnisse von Oberösterreich zusammengefasst.

Tabelle 5-4: Zusammenfassung der Potentiale für PV und Solarthermie

	Stand 2017	Potential Dachflächen	Potential Freiflächen	Ausbaupotential
PV	252 GWh _{el} ^[9]	2.259 GWh _{el} ^[4]	1.085 GWh _{el} ^[4]	3.344 GWh _{el}
Solarthermie	450 GWh _{th} ^[9]	10.040 GWh _{th}	-	10.040 GWh _{th}

5.6 Zusammenfassung

In Tabelle 5-5 sind die ermittelten Potentiale nochmals zusammengefasst dargestellt. In Summe ergibt sich ein gesamtes technisches Strompotential von 17.784 GWh.

Tabelle 5-5: Zusammenfassung der Strompotentiale erneuerbarer Energieträger in Oberösterreich

Energiequelle	Erzeugung 2017 [GWh]	Technisches Potential [GWh]	Erschließbares Potential [GWh]
Wasserkraft	9.909 ^[9]	11.158 ^[69]	10.784 ^[69]
Biomasse	963 ^[9]	2.470 ^[4]	1.370 ^[68]
Windkraft	90,3 ^[9]	812 ^[4]	90,3 GWh ^[72]
PV	252 ^[9]	3.344 ^[4]	k.A.
Gesamt	11.214 ^[9]	17.784	12.244

6 SZENARIENDEFINITION

Basierend auf den vorigen Kapiteln können nun die einzelnen Szenarien definiert werden. Die Freiheitsgrade liegen wie folgt vor:

- Der Ausbaugrad der erneuerbaren Energieträger
- Die Entwicklung des Verbrauchs
- Die Entwicklung des Energienetzes
- Die eingesetzten Technologien

In der Arbeit wird so vorgegangen, dass man die Entwicklung von Verbrauch und Ausbau von erneuerbaren Energieträgern in drei Zukunftsszenarien definiert. In einer Fallstudie (Case-Study) werden anschließend pro Zukunftsszenario durch Einbindung von Hybridelementen und Speichern die Auswirkungen und Potentiale der Sektorkopplung analysiert (In Abbildung 6-1 sind die vier Fälle mit den Abkürzungen BC, HP, EV und AC gekennzeichnet). Die Fälle unterscheiden sich dabei je Zukunftsszenario nicht. Als Bezugsjahr für die Prognosen des Verbrauchs wird das Jahr 2030 herangezogen. Die Menge der erneuerbaren Energieträger wird zum einen über Prognosen (ebenfalls Bezugsjahr 2030) und zum anderen anhand der unter Kapitel 5 ermittelten Potentiale definiert. Die genaue Bestimmung wird in der jeweiligen Beschreibung der Zukunftsszenarien erklärt.

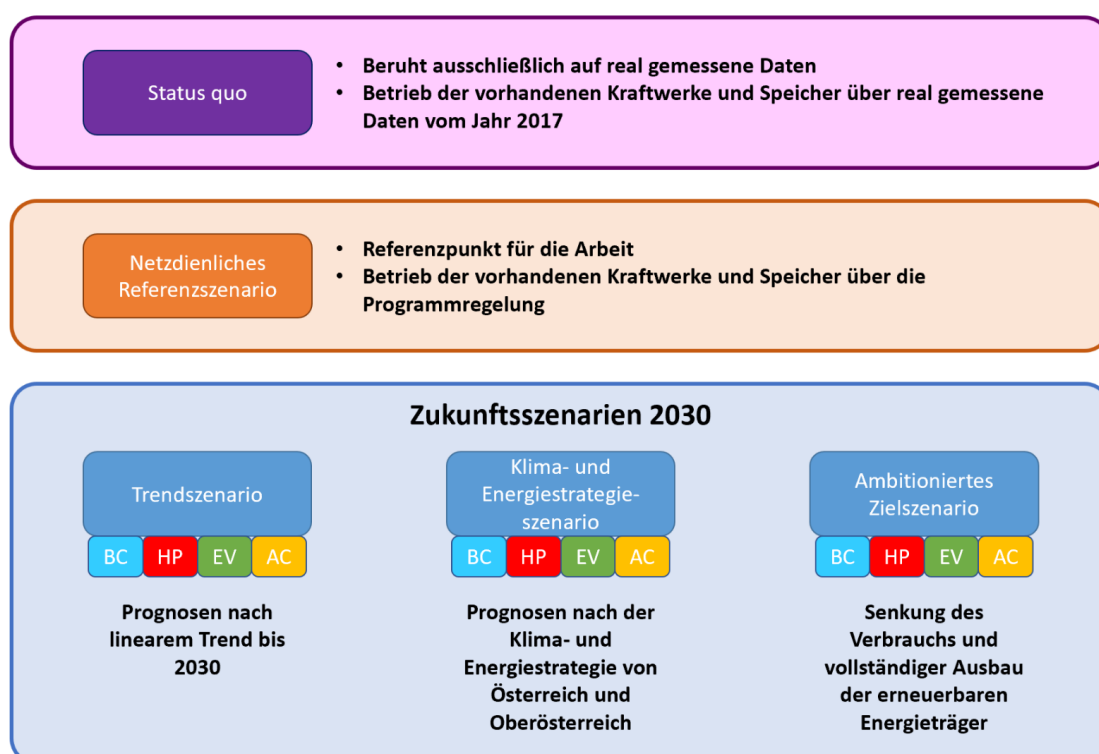


Abbildung 6-1: Einteilung der Szenarien

Neben den Zukunftsszenarien wird ein Status-quo-Szenario und ein netzdienliches Referenzszenario analysiert. Der Status quo stellt die momentane Situation im Energiesystem des Netzgebietes der Energie AG Oberösterreich dar und beruht somit auf gemessene Daten im Energiesystem. Zum Vergleich der Zukunftsszenarien mit der heutigen Situation wird zudem ein netzdienliches Referenzszenario definiert. Es unterscheidet sich bewusst vom Status quo. Die bestehenden Sektorkopplungstechnologien (hauptsächlich Gaskraftwerke und das Pumpspeicherkraftwerk Ranna) werden im Programm eingebunden, sodass sie nach rein technischen Kriterien den Stromimport und -export in dem betrachteten Gebiet minimieren. Ein Vergleich ist somit nur zwischen diesen Szenarien sinnvoll, da auch in den Zukunftsszenario diese Sektorkopplungstechnologien im Programm eingebunden sind. Es ergeben sich somit 14 Analysen die untersucht werden. In Abbildung 6-1 ist eine Übersicht der Szenarien dargestellt.

6.1 Status quo (aktuelle Situation)

Dieses Szenario stellt die aktuelle Situation im Netzgebiet der Energie AG Oberösterreich dar. Es beruht ausschließlich auf gemessenen Wirkleistungsdaten der Energie AG, die je Umspannwerk der 110 kV und 220 kV-Ebene zur Verfügung standen. Das Netzgebiet der Energie AG Oberösterreich umfasst nicht das gesamte Gebiet Oberösterreichs. Es beinhaltet zudem kleine Gebiet von Salzburg, Niederösterreich, Bayern und der Steiermark. Die Bezirke Perg, Freistadt, Linz und Teile von Urfahr Umgebung gehören zu fremden Netzbetreibern. Außerdem werden Städte wie Wels oder Ried von dort ansässigen Stadtwerken versorgt. In Abbildung 6-2 ist eine Karte von Oberösterreich zu sehen, auf der das Netzgebiet der Energie AG Oberösterreich im Stromsektor eingezeichnet ist. Dunkelrot ist die Landesgrenze, orange sind die Bezirksgrenzen eingezeichnet. Grau hinterlegte Flächen werden nicht von der Energie AG versorgt, befinden sich aber in Oberösterreich. In verschiedenen Grüntönen sind die Bezirke zu sehen die in Oberösterreich im Gebiet der Energie AG sind. Blau sind jene Gebiete die außerhalb von Oberösterreich mit Strom von der Energie AG Oberösterreich versorgt werden. Somit sind jene Teile, die von der Energie AG versorgt werden, mit einer violetten Linie umfasst.

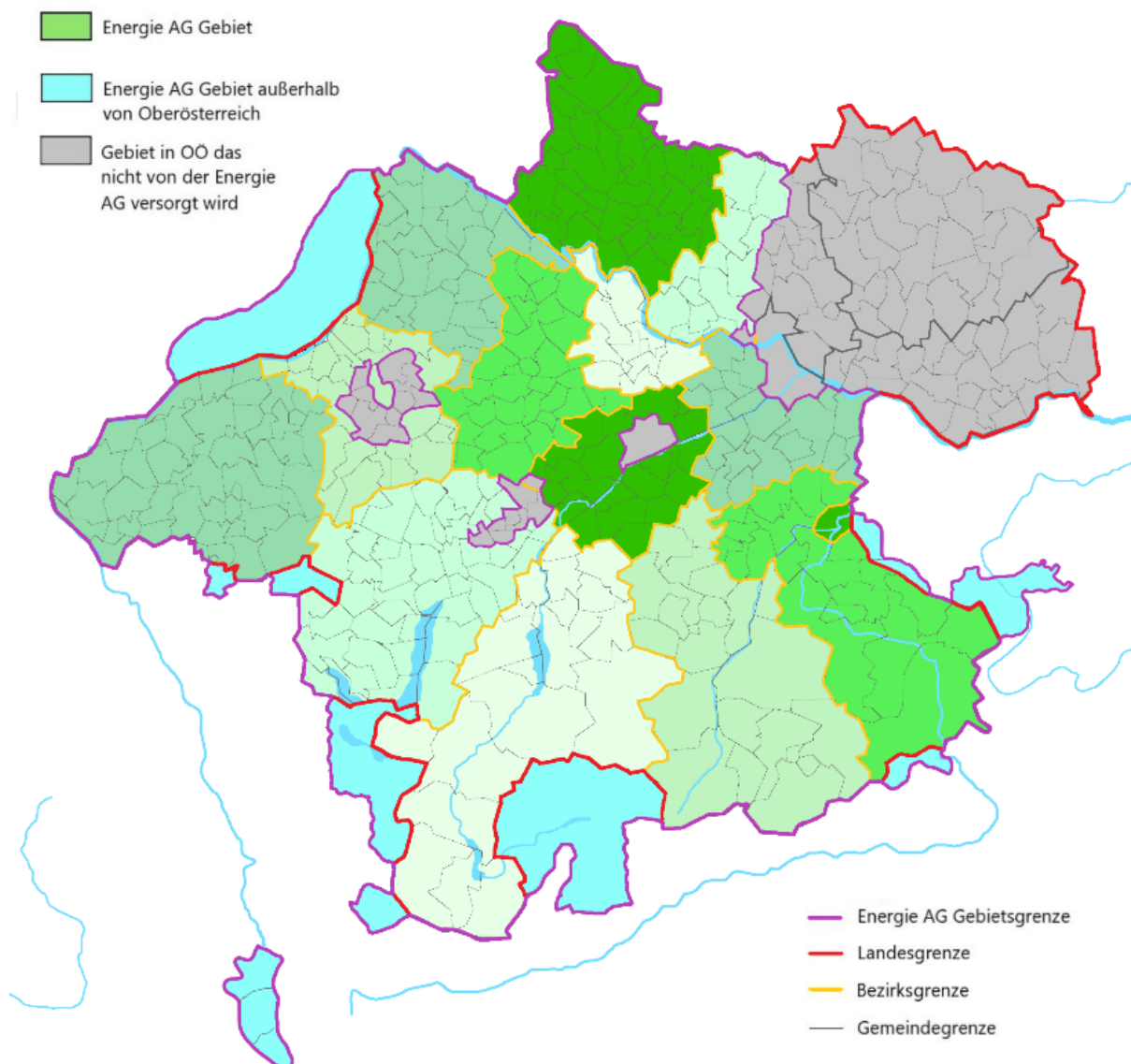


Abbildung 6-2: Versorgungsgebiet der Energie AG (eigene Darstellung nach [73])

Aufgrund der unterschiedlichen Versorger ist es im Stromsektor nicht möglich, die aktuelle Situation von ganz Oberösterreich abzubilden, da nur Daten des Netzgebietes der Energie AG OÖ zur Verfügung gestellt wurden. Die großen Wasserkraftwerke in Oberösterreich befinden sich alle im Netzgebiet der Energie AG OÖ. Somit würde bei der Analyse Strom erzeugt, der in der Realität in Linz oder Teilen von Oberösterreich, die nicht zum Energie AG Netzgebiet gehören, verbraucht wird. Zudem werden alle diese Gebiete durch eine Leitung vom Netzgebiet der Energie AG OÖ versorgt, wodurch der benötigte Strombedarf aus dem Netzgebiet der Energie AG OÖ kommen muss. Aus diesem Grund wurde für jene Bereiche von Oberösterreich, die nicht zum Netzgebiet der Energie AG OÖ gehören und keine Daten vorhanden waren, Abschätzungen getroffen. Dieser Bereich beschränkte sich aufgrund der

Datenlage auf das Gebiet der Linz AG. Für diese Abschätzung wurde die von 2017 auf der Homepage der Linz AG veröffentlichte bereitgestellte Jahresstromenergie von 3.178 GWh zurückgegriffen und mit einem typischen Lastprofil der erhaltenen Daten hinterlegt [74]. Das betrachtete Gebiet erstreckt sich somit über den gesamten eingefärbten Bereich der in Abbildung 6-2 dargestellt ist.

6.1.1 Daten

6.1.1.1 Stromsektor

Wie bereits erwähnt sind die verwendeten Daten reale, gemessene Werte. Im Stromsektor handelt es sich um Wirkleistungswerte die den Lastfluss des gesamten Netzgebiets aller 110 kV und 220 kV Umspannwerke in 15 Minuten Werte vom gesamten Netzgebiet der Energie AG OÖ darstellen. Negative Werte bedeuten, dass ein Lastfluss von der unteren Spannungsebene in die höhere über den Transformator stattfindet. Dies ist vor allem bei Umspannwerken der Fall, an denen Kraftwerke einspeisen. Positive Werte bedeuten einen Lastfluss von der höheren Spannungsebene in die niedrigere und deuten auf einen Verbrauch hin. Der Zeitraum der bereitgestellten Daten ist dabei das gesamte Jahr 2017, wodurch dieses Jahr auch als Bezugsjahr für alle anderen Daten und Annahmen ist. Da von jedem Umspannwerk die Daten bekannt sind, werden diese als jeweils eigene Zelle im Programm definiert. In Summe ergeben sich somit 96 Zellen, wovon einige Hilfszellen für Hybridelemente und den Gassektor darstellen. Da dies ohnehin schon einen beträchtlichen Berechnungsaufwand bedeutet, wird auf eine weitere Darstellung des Mittelspannungsnetzes verzichtet. Ebenfalls wird auf eine Trennung in zwei Ebenen (110 & 220 kV), wie dies im Programm HyFlow möglich ist, verzichtet. Für jede Ebene 2 Zelle kann nur ein Slack-Knoten definiert werden. Verbindungsleitungen der Ebene 1 (110kV) können somit zwischen Zellen der Ebene 2 (220kV) nicht abgebildet werden. Dies ist aber in Oberösterreich mehrmals aufgrund des vermaschten Netzes der Fall, wodurch man sich für einen Verzicht der Trennung entscheidet. Um dennoch eine exakte Trennung und Berechnung der 110 kV Ebene zur 220 kV Ebene zu erhalten, wird der Widerstand der betreffenden Leitung über das Übersetzungsverhältnis der Transformatoren nach Gleichung 6-1 auf das 110 kV Spannungsniveau umgerechnet.

$$R_{110kV} = R_{220kV} \cdot \ddot{u}^2 = R_{alt} \cdot (110 \text{ kV} / 220 \text{ kV})^2 \quad (6-1)$$

Sind zwischen Umspannwerken zwei oder mehrere Verbindungen direkt vorhanden, so wird ein Ersatzwiderstand nach Gleichung 6-2 ermittelt, wobei n die Anzahl an parallelen Leitungen ist.

$$R_{\text{neu}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{R_n}} \quad (6-2)$$

Auf eine Nachbildung des 380 kV-Netzes wird verzichtet, da ohnehin nur an den Grenzen Oberösterreichs Umspannwerke in dieser Spannungsebene existieren. In Abbildung 6-3 ist das Hoch- und Höchstspannungsnetz Oberösterreichs nach der aktuellen Situation dargestellt.

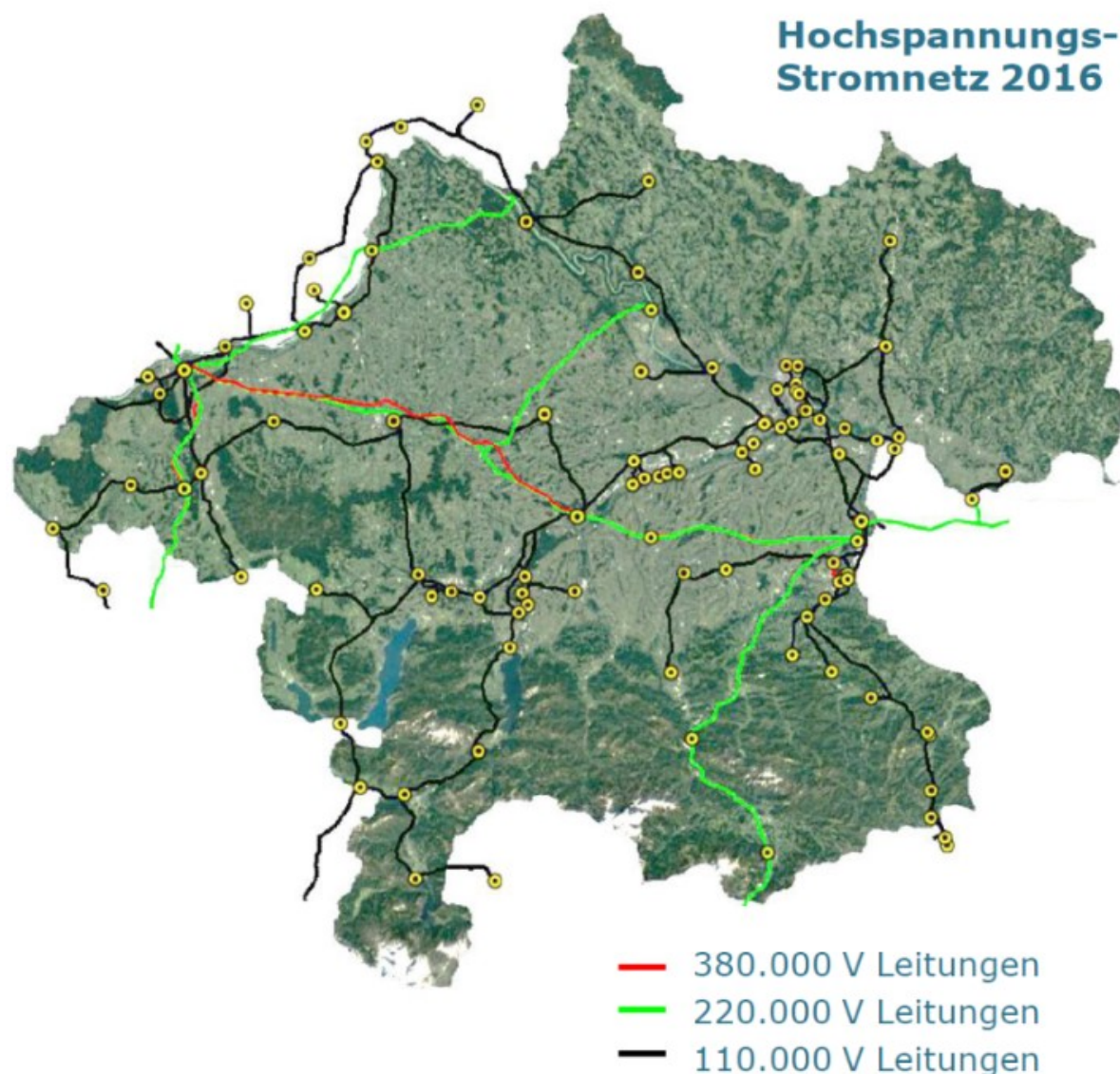
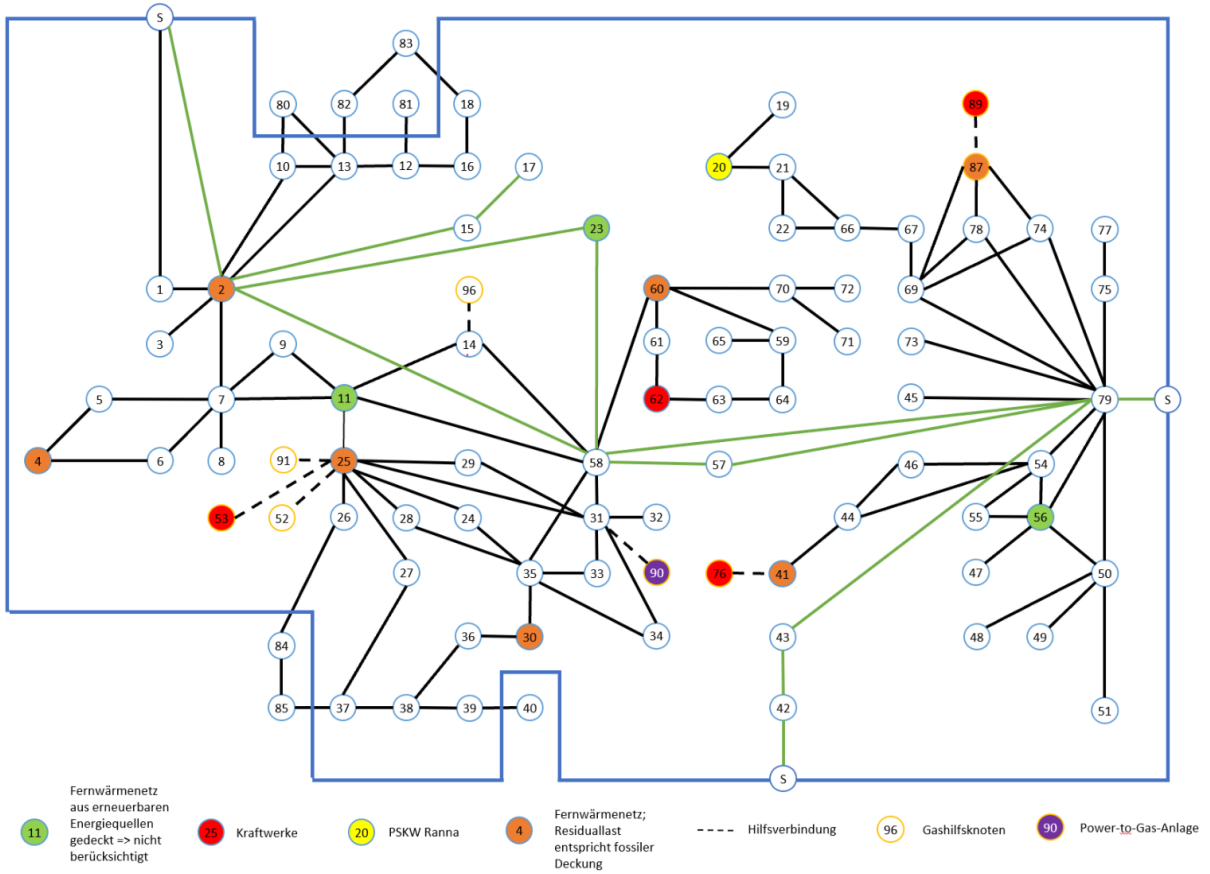


Abbildung 6-3: Hochspannungsnetz in OÖ [75]

Umspannwerke der Linz AG sind zu einer Zelle zusammengefasst, da keine genauere Aufteilung durch die Abschätzung möglich ist. Daten der Leitungswiderstände und maximalen Dauerströme wurden von der Energie AG für das Netzgebiet zur Verfügung gestellt. Überall wo keine Daten vorhanden sind, wird über einen spezifischen Widerstand von $0,1 \Omega/\text{km}$ und

der Länge, die über das GIS (Geoinformationssystem) zur Verfügung steht, ein Widerstandswert ermittelt. Die maximalen Dauerströme stehen vom gesamten Netz zur Verfügung. Außerdem wurde in Absprache mit dem Betreiber der Netz OÖ GmbH der typische Schaltzustand des Netzes nachgebildet. So sind diverse 110kV Leitungen, die Oberösterreich verlassen, als offen definiert, wodurch elektrische Energie nur über die Umspannwerke St. Peter, Ernthofen und Pyhrn in das System gelangen kann. In Abbildung 6-4 ist eine Nachbildung des elektrischen Netzes anhand des zellularen Ansatzes zu sehen. Knoten mit blauer Umrandung repräsentieren Umspannwerke der 110 oder 220 kV Ebene. Knoten mit orangen Umrandungen sind Hilfsknoten, die im Gasnetz oder als zusätzliches Hybridelement benötigt werden. Grüne Linien sind 220 kV Leitungen (wurden auf das 110 kV Spannungsniveau umgerechnet), schwarze Verbindungen repräsentieren Verbindungsleitungen auf 110 kV Ebene. Durch die Deckung des Wärmebedarfs von Fernwärmenetzen durch Wärmepumpen tritt der Fall auf, dass zwei Hybridelemente für eine Zelle benötigt werden. Durch die Hilfsverbindung und Hilfszelle ist es möglich, zwei Hybridelemente für eine Zelle zu verwenden. Strichlierte schwarze Linien sind somit elektrische Hilfsverbindungen zu Hilfszellen um dies zu ermöglichen. Knoten die außerhalb des blau eingegrenzten Bereichs lokalisiert sind, befinden sich in der Realität außerhalb von Oberösterreich. Diese Zellen finden trotzdem Berücksichtigung, da sie im Netzgebiet der Energie AG Oberösterreich sind.

Szenariendefinition



Nummer	Bezirk	Ort	Nummer	Bezirk	Ort
1	Braunau	Braunau	47	Steyr Land	Garsten
2	Braunau	St. Peter/Jahrsdorf	48	Steyr Land	Ternberg
3	Braunau	Ranshofen	49	Steyr Land	Losenstein
4	Braunau	Riedersbach	50	Steyr Land	Rosenau
5	Braunau	Gundertshausen	51	Steyr Land	Großraming
6	Braunau	Wagenham	52	Vöcklabruck	Timelkam Hilfskn.
7	Braunau	Mattighofen	54	Steyr	Steyr Nord
8	Braunau	Lengau	55	Steyr	Steyr Ost
9	Braunau	Roßbach	56	Steyr	Steyr Fischhub
10	Deutschland	Ering	57	Wels Land	Sattledt
11	Ried	Ried	58	Wels Land	Lambach
12	Ried	Antiesenhofen	59	Wels Land	Marchtrenk
13	Deutschland	Eggfling	60	Wels	Puchberg
14	Grieskirchen	Grieskirchen	61	Wels	Wels Nord
15	Schärding	Schärding	62	Wels	Wels FHKW
16	Schärding	Aigerding	63	Wels	Wels Mitte
17	Schärding	Jochenstein	64	Wels	Wels Ost
18	Deutschland	Passau-Ingling	65	Wels	WAV
19	Rohrbach	Rohrbach	66	Linz Land	Ottensheim
20	Rohrbach	Ranna	67	Linz Land	Leonding
21	Rohrbach	Partenstein	69	Linz Land	Wegscheid
22	Eferding	Eferding	70	Linz Land	Traun Pucking
23	Eferding	Aschach	71	Linz Land	Nettingsdorf
24	Vöcklabruck	Vöcklabruck	72	Linz Land	Traun Feurstein
25	Vöcklabruck	Timelkam	73	Linz Land	Mühlrading
26	Vöcklabruck	Unterach	74	Linz Land	Abwinden Asten
27	Vöcklabruck	Frankenmarkt	75	Linz Land	Tillysburg
28	Vöcklabruck	Lenzing	77	Linz Land	St. Pantaleon
29	Vöcklabruck	Regau	78	Linz Land	Hütte Linz
30	Gmunden	Gmunden	79	Linz Land	Ernsthofen
31	Gmunden	Traunfall	80	Deutschland	Rotthalmünster
32	Gmunden	Vorchdorf	81	Deutschland	Weidach
33	Gmunden	Steyreremühl	82	Deutschland	Pocking
34	Gmunden	Laakirchen	83	Deutschland	Fürstzell
35	Gmunden	Ohlsdorf	84	Salzburg	Annaberg
36	Gmunden	Steinklgl	85	Salzburg	Arthurwerk
37	Gmunden	Strobl	87	Linz Land	Ebelsberg
38	Gmunden	Pfandl	88	Salzburg	Zachling
39	Gmunden	Steege	89	Linz	Linz
40	Steiermark	Bad Aussee	90	Gmunden	Roitham
41	Kirchdorf	Kirchdorf	91	Vöcklabruck	Högersteig
42	Kirchdorf	Pyhrn	92	Salzburg	Haidach
43	Kirchdorf	Klaus	93	Wels Land	Offenhausen
44	Kirchdorf	Kremsmünster	94	Grieskirchen	Haag
45	Steyr Land	Staning	95	Kirchdorf	Klaus Hilfsknoten
46	Steyr Land	Bad Hall	96	Grieskirchen	Peuerbach

Abbildung 6-4: Darstellung des Stromnetzes nach dem zellularen Ansatz

6.1.1.2 Gassektor

Auch im Gassektor handelt es sich um real gemessene Daten. Hier konnten aber keine expliziten Verbrauchs- und Erzeugungsdaten bereitgestellt werden. Es werden stattdessen von jeder Zelle des Gasnetzes die abfließenden und zufließenden Ströme verwendet. Durch bilden einer Massenbilanz, wird der Bedarf je Zelle nach Gleichung 6-3 berechnet. Die Daten wurden zudem als Volumendaten in der Einheit Nm^3/h bereitgestellt.

$$\text{Verbrauch} = \dot{V}_{\text{zu}} - \dot{V}_{\text{ab}} \quad (6-3)$$

Über den Heizwert von Erdgas können über Gleichung 6-4 die Leistungswerte berechnet werden. Der dafür verwendete Heizwert leitete sich vom Brennwert von $11,3 \text{ kWh}/\text{Nm}^3$ ab, der von der Energie AG 2017 als Verrechnungsbasis im Marktgebiet Ost verwendet wurde [17]. Über einen Faktor von 0,901, der den Umrechnungsfaktor von Brennwert zu Heizwert für Erdgas beschreibt, wird der untere Heizwert berechnet.

$$P = \dot{V} \cdot H_u = \dot{V} \cdot H_o \cdot 0,901 = \dot{V} \cdot 10,18 \text{ kWh}/\text{m}^3 \quad (6-4)$$

Eine große Herausforderung des zellularen Ansatzes ist es, zwei verschieden vorhandene Datensätze, wie die hier erhaltenen Daten von Strom und Gas, auf dieselben Zellen aufzuteilen. Daher wurde in einem ersten Schritt im Stromsystem jedes Umspannwerk als eine Verbrauchszelle (Umspannwerk, das für das Bereitstellen von elektrischer Energie verwendet wird) oder eine Erzeugerzelle (Umspannwerk, über welches Energie ins Netz eingespeist wird) eingeteilt. Allen Verbraucherzellen wurden dabei über eine bereitgestellte Karte der Netz OÖ GmbH jene Gemeinden zugewiesen, die vom jeweils zugehörigen Umspannwerk auf Mittel- und Niederspannungsebene versorgt werden. Dasselbe Verfahren wurde im Gasnetz durchgeführt. Über diese Karte war es auch möglich, alle Gemeinden zu bestimmen, die einen Gasanschluss besitzen und zugleich die jeweilige Druckebene festzulegen. Es war somit ersichtlich, welche Zellen sich eigneten, um Strom und Gasnetz zu überlappen. In den Fällen wo keine Überlappung von Strom- und Gasnetz möglich war, wurden Gashilfsknoten verwendet. Für die Verbindungsleitungen im Erdgasnetz wurden Durchmesser und Längenangaben zur Verfügung gestellt. Die weiters benötigte Rohrrauigkeit k , welche für die Berechnung der Rohrreibungszahl λ benötigt wird, wurde konstant als 0,5 mm angenommen.

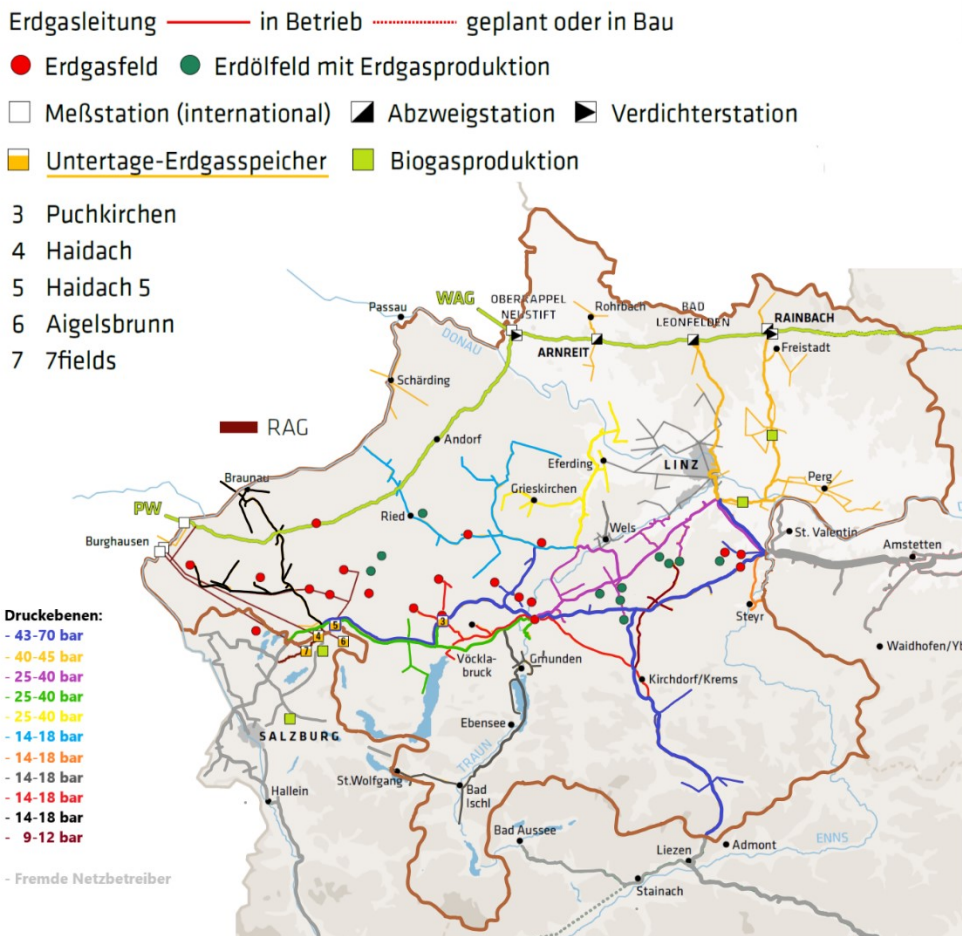
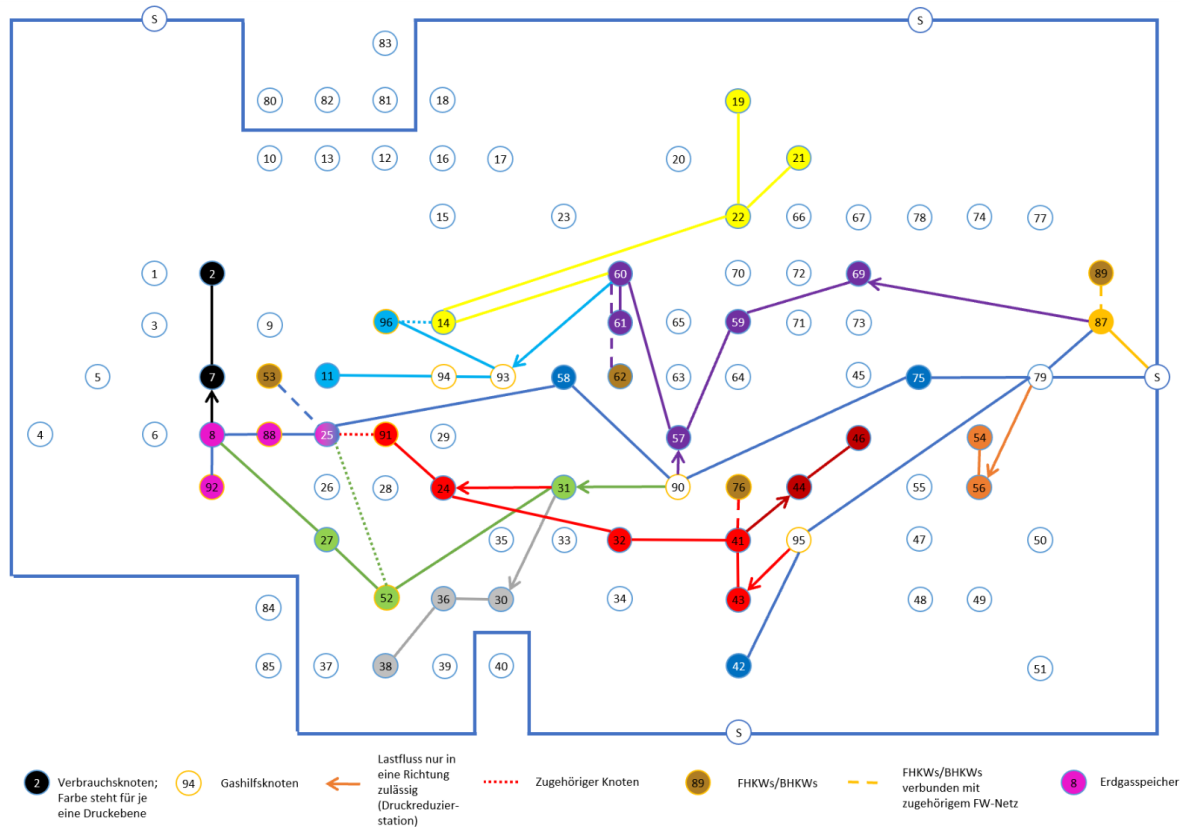


Abbildung 6-5: Oberösterreichisches Gasnetz (eigene Darstellung nach[76])

In Abbildung 6-5 und Abbildung 6-6 ist das Gasnetz nach der geografischen Lage und nach dem zellularen Ansatz dargestellt. Jede unterschiedliche Druckebene ist in einer eigenen Farbe dargestellt. Wie bereits im Stromsektor, repräsentieren blau umrandete Knoten in Abbildung 6-6 Umspannwerke. Ist nun einer dieser Knoten mit einer Verbindungsleitung in dieser Abbildung verbunden, so ist in diesem Knoten das Gas und Stromnetz überlappt. Die gepunkteten Linien stellen keine realen Verbindungen im Erdgasnetz dar. Diese symbolisieren nur, dass sich beide Zellen am selben Ort befinden, allerdings in verschiedenen Druckebenen was im Stromnetz durch Hilfsverbindungsleitungen berücksichtigt werden muss. Bei rosa eingefärbten Zellen ist ein Erdgasspeicher vorhanden und braun eingefärbte Zellen repräsentieren die Kraftwerke. Allerdings können die Druckebenen im Programm nicht berücksichtigt werden, da einerseits wie beim Stromnetz das vermaschte Netz dies nicht zulässt (nur ein Slackknoten möglich) und andererseits auch eine Kopplung von Strom- und Gasnetz dann nicht mehr möglich wäre, da das Stromnetz nur aus einer Ebene 2 Zelle besteht. Das Gasnetz besteht somit im HyFlow aus nur einer Druckebene, wobei eine Kontrollfunktion den Lastfluss zwischen den Druckebenen kontrolliert und im Fehlerfall eine Warnung ausgibt.

Szenariendefinition



Nummer	Bezirk	Ort	Nummer	Bezirk	Ort
1	Braunau	Braunau	47	Steyr Land	Garsten
2	Braunau	St. Peter/Jahrsdorf	48	Steyr Land	Ternberg
3	Braunau	Ranshofen	49	Steyr Land	Losenstein
4	Braunau	Riedersbach	50	Steyr Land	Rosenau
5	Braunau	Gundershausen	51	Steyr Land	Großbraming
6	Braunau	Wagenham	52	Vöcklabruck	Timelkam Hilfskn.
7	Braunau	Mattighofen	54	Steyr	Steyr Nord
8	Braunau	Lengau	55	Steyr	Steyr Ost
9	Braunau	Roßbach	56	Steyr	Steyr Fischhub
10	Deutschland	Ering	57	Wels Land	Sattledt
11	Ried	Ried	58	Wels Land	Lambach
12	Ried	Antiesenhofen	59	Wels Land	Marchtrenk
13	Deutschland	Eggfling	60	Wels	Puchberg
14	Grieskirchen	Grieskirchen	61	Wels	Wels Nord
15	Schärding	Schärding	62	Wels	Wels FHKW
16	Schärding	Aigerding	63	Wels	Wels Mitte
17	Schärding	Jochenstein	64	Wels	Wels Ost
18	Deutschland	Passau-Ingling	65	Wels	WAV
19	Rohrbach	Rohrbach	66	Linz Land	Ottensheim
20	Rohrbach	Ranna	67	Linz Land	Leonding
21	Rohrbach	Partenstein	69	Linz Land	Wegscheid
22	Eferding	Eferding	70	Linz Land	Traun Pucking
23	Eferding	Aschach	71	Linz Land	Nettingsdorf
24	Vöcklabruck	Vöcklabruck	72	Linz Land	Traun Feurstein
25	Vöcklabruck	Timelkam	73	Linz Land	Mühlradung
26	Vöcklabruck	Unterach	74	Linz Land	Abwinden Asten
27	Vöcklabruck	Frankenmarkt	75	Linz Land	Tillysburg
28	Vöcklabruck	Lenzing	77	Linz Land	St. Pantaleon
29	Vöcklabruck	Regau	78	Linz Land	Hütte Linz
30	Gmunden	Gmunden	79	Linz Land	Ernsthofen
31	Gmunden	Traunfall	80	Deutschland	Rotthalmünster
32	Gmunden	Vorchdorf	81	Deutschland	Weidach
33	Gmunden	Steyrermühl	82	Deutschland	Pocking
34	Gmunden	Laakirchen	83	Deutschland	Fürstenzell
35	Gmunden	Ohlsdorf	84	Salzburg	Annaberg
36	Gmunden	Steinkogl	85	Salzburg	Arthurwerk
37	Gmunden	Strobl	87	Linz Land	Ebelsberg
38	Gmunden	Pfandl	88	Salzburg	Zachling
39	Gmunden	Steeb	89	Linz	Linz
40	Steiermark	Bad Aussee	90	Gmunden	Roitham
41	Kirchdorf	Kirchdorf	91	Vöcklabruck	Högersteig
42	Kirchdorf	Pyhrn	92	Salzburg	Haidach
43	Kirchdorf	Klaus	93	Wels Land	Offenhausen
44	Kirchdorf	Kremsmünster	94	Grieskirchen	Haag
45	Steyr Land	Staning	95	Kirchdorf	Klaus Hilfsknoten
46	Steyr Land	Bad Hall	96	Grieskirchen	Peuerbach

Abbildung 6-6: Darstellung des Erdgasnetzes nach dem zellularen Ansatz

Für eine Substituierung von Erdgas durch andere Energieträger wird im Programm eine Unterscheidung zwischen Prozessgas (Gas das für industrielle Zwecke verwendet wird) und Heizgas (Gas für Heizzwecke in GHD und privaten Haushalten) benötigt. Somit ist es möglich die für Heizzwecke verwendeten Gasbrenner durch z.B. Wärmepumpen zu ersetzen. Industrielle Brenner haben andere Prozessanforderungen und können deshalb nicht einfach durch andere Technologien ausgetauscht werden. Aus datenschutzrechtlichen Gründen konnten keine direkten Erzeugungs-/Verbrauchsdaten von der Energie AG zur Verfügung gestellt werden, wodurch mit den hier erhaltenen Daten auch keine Trennung zwischen Prozess- und Heizgas gemacht werden kann. Es wird deswegen eine Abschätzung durchgeführt. Dafür dient als Grundlage die Studie von Sejkora et. al. [4]. Diese liefert eine bezirksaufgelöste Trennung von Prozessgas (zusätzliche Trennung nach Industriesparte) und Heizgas von Oberösterreich. Die Analyse basiert jedoch auf Daten von 2016 wodurch die Absolutwerte für die Berechnung dieser Arbeit nicht verwendet werden können. Zudem sind die erhaltenen Daten der Energie AG nach geografischen Bereichen sortiert, die sich in einigen Fällen über mehrere Bezirke erstrecken. Über die Zuteilung des Erdgasnetzes auf Gemeinde- und Druckebene und diesem erhaltenen Datensatz kann somit für jeden Bereich im Gasnetz der Anteil von Prozessgas und Heizgas prozentuell vom Jahresenergiewert abgeschätzt werden. Dafür wird über Umweltberichte diverser Unternehmen den Gemeinden direkt Prozessgasmengen zugewiesen. Der Rest des Prozessgases wird über die Anzahl an Einwohnern auf die Gemeinden verteilt. In dieser Näherung und der Zuweisung der Gemeinden muss zudem unterstellt werden, dass ein linearer Zusammenhang zwischen Erdgasverbrauch durch Industrie und der Anzahl an Einwohnern pro Gemeinde angenommen wird. Nachdem nun jeder Gemeinde eine Menge an Prozessgas und Heizgas zugewiesen wurde und diese bereits einem Bereich angehören, kann der relative Anteil an Prozessgas und Heizgas pro Bereich berechnet werden. Über den relativen Anteil an Heizgas können über die Gesamtenergiemenge pro Bereich die Energiemengen an Heizgas pro Jahr berechnet werden. Für die genaue Trennung der Lastprofile für Heizgas und Prozessgas wird ein gemittelt Lastprofil des Wärmebedarfs des Fernwärmenetzes Vöcklabruck und Kirchdorf herangezogen. Nach Normierung und Umrechnung auf die Heizgasjahresenergiemenge pro Bereich kann somit das Lastprofil des Heizgases ermittelt werden. Um die realen, gemessenen Daten dennoch beizubehalten, wird das Lastprofil des Prozessgases über die Differenz der originalen Daten, weniger dem Lastprofil des Heizgases berechnet.

6.1.1.3 Wärmesektor

Im Wärmesektor gibt es nur punktuelle Fernwärmenetze, die nicht miteinander verbunden sind. Es wurde daher versucht, von jedem Fernwärmenetz in Oberösterreich das Lastprofil des

Wärmebedarfs des gesamten Netzes zu erhalten. Von den Fernwärmenetzen in Vöcklabruck, Aschach, Kirchdorf und Braunau konnte ein genaues Lastprofil erhalten werden. Die Residuallast von Wärmelastprofilen entspricht dabei dem Wärmebedarf des Netzes, abzüglich erneuerbarer Energieerzeuger wie z.B. Biomasseheizkraftwerken und must-run Wärmeerzeugung wie Industrieabwärme (Gleichung 6-5).

$$\text{Residuallast} = \text{Wärmebedarf} - \text{erneuerbare Erzeugung} - \text{Industrieabwärme} \quad (6-5)$$

Dabei entstandene negative Residuallasten im Sommer bedeuten, dass z.B. ein Biomasseheizkraftwerk die Möglichkeit hätte, mehr Wärme zu produzieren, als benötigt wird. Diese Überschusswärme wird im Programm genutzt, um implementierte Wärmespeicher zu füllen. Von den restlichen Fernwärmenetzen wird versucht über Abschätzungen den zeitlich aufgelösten Wärmebedarf zu bestimmen. Dabei wird vom jeweiligen Fernwärmenetzbetreiber auf deren Homepage die Angabe zum bereitgestellten Wärmebedarf von 2017 gesucht und mit einem passenden, erhaltenen Lastprofil der oben genannten Fernwärmenetze auf diesen Energieverbrauch umgerechnet. In der nachfolgenden Tabelle 6-1 ist eine Übersicht über die Fernwärmenetze in Oberösterreich und deren Kennwerte zu finden. Die Fernwärmenetze in Ried, Steyr und Aschach werden nicht berücksichtigt, da diese ausschließlich über erneuerbare Energieträger (Biomasse und Geothermie) versorgt werden.

Tabelle 6-1: Berücksichtigte Fernwärmenetze in Oberösterreich

Fernwärmenetz	Jahreswärmeerzeugung [GWh]	Maximale Leistung [MW]	Daten
Vöcklabruck	220	84,8	Real
Wels	167 ^[77]	74 ^[77]	Annahme
Linz	1.265 ^[74]	488	Annahme
Kirchdorf	64	22,5	Real
Riedersbach	32,5	12,5	Annahme
Braunau	59	26,5	Real
Gmunden (in Planung)	13	4,6	Annahme

Jedes der berücksichtigten Fernwärmenetze bzw. dessen Wärmebedarf wurde dabei in einem einzigen Knoten als Residuallast deklariert.

6.2 Netzdienliches Referenzszenario

Das netzdienliche Referenzszenario bildet den Status quo aus dem Jahr 2017 unter Einbindung von bereits bestehenden Speichern und Kraftwerken in das Programm HyFlow ab. Erzeugungs- und Verbrauchsmengen dieser Speicher und Kraftwerke werden deshalb aus den real gemessenen Daten herausgerechnet und über das Programm berechnet. Diese Elemente werden alle als systemdienliche Elemente implementiert und versuchen daher den Stromlastfluss aus bzw. nach Oberösterreich zu minimieren. In den folgenden Unterpunkten sind die Hybrid- und Speicherelemente detailliert beschrieben.

6.2.1 Speicher

Aufgrund der Größe des Gebietes und der betrachteten Spannungs- und Druckebenen, werden einzelne kleine elektrische Heimspeicher vernachlässigt. Berücksichtigt werden müssen große elektrische Speicher oder zusammengefasste Kleinspeicher. Im Stromnetz existieren momentan aber zu wenige elektrische Kleinspeicher, um zusammen konkrete Auswirkungen auf das System zu haben. Der einzige Speicher, der aktuell Auswirkungen auf die Hochspannungsebene im Stromsektor hat, ist das Pumpspeicherkraftwerk in Ranna. Mit einer Einspeicherleistung von 13,1 MW und einer speicherbaren Energiemenge von 1.060 MWh ist dieser als Tagesspeicher ausgelegt. Er wird als systemdienlicher Speicher in das Programm implementiert, um negative Residuallasten zu speichern und in Zeiten von positiven Residuallasten Energie bereitzustellen.

Im Gassektor werden die großen Porenspeicher in Oberösterreich, die von der RAG betrieben werden, im Programm berücksichtigt. Da diese auch als systemdienliche Elemente definiert und somit nur im Falle negativer Residuallasten geladen werden, wird davon ausgegangen, dass aufgrund der jetzigen erneuerbaren Gaserzeugung von lediglich 2,03 PJ (4,4% des Gasverbrauchs im Jahr 2016 in OÖ) die Nutzung dieser Speicher sehr gering ausfallen wird (im netzdienlichen Referenzszenario gibt es auch keine zusätzliche erneuerbare Einspeisung) [9]. Es wird daher auf eine Einschränkung der Nutzung aufgrund des Speicherbedarfes anderer Bundesländer verzichtet, da die Vermutung nahe liegt, dass es zu keinen großen Mengen an negativen Residuallasten auch in den Zukunftsszenarien kommt, die eine annähernd vollständige Nutzung der Speicher bedürfe.

Im Wärmesektor werden Fernwärmespeicher in die einzelnen Fernwärmenetze als zelldienlich implementiert. Wie bereits im vorigen Punkt erklärt, kann es durch Kapazitäten von erneuerbaren Kraftwerken zu negativen Residuallasten im Netz kommen. Diese werden genutzt um diese Speicher zu füllen. Eine systemdienliche Betriebsweise ist nicht möglich, da keine zusammenhängenden Fernwärmenetze im Gebiet existieren.

In Tabelle 6-2 ist eine Übersicht der implementierten Speicher zu sehen.

Tabelle 6-2: Speicher im netzdienlichen Referenzszenario (FWSP...Fernwärmespeicher)

Speicher	Einspeicherleistung	Ausspeicherleistung	Speicherkapazität	η_{ges}	Selbstentladung
PSKW Ranna ^[14]	13,1 MW	11,6 MW	10.060 MWh	80%	≈0
Gasspeicher ^[18]	26,1 GW	31,7 GW	68,1 TWh	100%	≈0
FWSP Timelkam	unbegrenzt*	unbegrenzt*	600 MWh	99,9%	0,02% pro h
FWSP Linz	unbegrenzt*	unbegrenzt*	1.350 MWh ^[78]	99,9%	0,02% pro h
FWSP Wels	unbegrenzt*	unbegrenzt*	250 MWh ^[65]	99,9%	0,02% pro h
FWSP Kirchdorf	unbegrenzt*	unbegrenzt*	25 MWh	99,9%	0,02% pro h

**Leistung als unbegrenzt angenommen da keine genaueren Angaben erhalten wurden*

6.2.2 Hybridelemente

Bestehende Kraftwerke in Oberösterreich die von Netzbetreibern betrieben werden, sollen im Programm als systemdienliche Hybridelemente implementiert werden, um zu analysieren, wann bzw. ob eine Eigendeckung durch diese in Oberösterreich möglich wäre. Zudem soll durch Kraft-Wärme-Kopplung der Wärmebedarf der Fernwärmenetze gedeckt werden. Da in den erhaltenen Daten von Strom, Gas und Wärme die Erzeugung dieser Kraftwerke bereits inkludiert ist, müssen diese für eine Implementierung im Programm zunächst herausgerechnet werden. Bei Kraftwerken der Energie AG Oberösterreich sind die elektrischen Erzeugungsdaten der Kraftwerke bekannt, wodurch über den Wirkungsgrad sowohl elektrische Erzeugung als auch Gasverbrauch entsprechend bereinigt werden können. Bei den Kraftwerken in Wels und Linz wird über die jährlichen Erzeugungsangaben auf der jeweiligen Homepage der Kraftwerksbetreiber die elektrische Erzeugung bestimmt und so die Bereinigung durchgeführt. Das Lastprofil des restlichen Verbrauchs (Jahresverbrauch der Daten minus elektrische Jahreserzeugung) dieser Städte wird über ein typisches Lastprofil der erhaltenen Daten und den Verbrauch ermittelt.

Neben den systemdienlichen Kraftwerken zur Stromlastflussminimierung werden auch zelldienliche Hybridelemente implementiert. Die in Punkt 6.1.1.2 beschriebene Trennung zwischen Prozess-/ und Heizgas wird genutzt, um das Heizgas über einen angenommenen derzeitigen mittleren Wirkungsgrad von 90% in einen Wärmebedarf umzurechnen. In jeden Knoten mit einem deklarierten Wärmebedarf wird somit ein zelldienlicher Gaskessel mit unbegrenzter Leistung implementiert, der die Aufgabe hat, nur den Wärmebedarf der jeweiligen Zelle zu decken. Somit wird das benötigte Heizgas durch das Programm über das

Hybridelement berechnet, wobei allerdings keine Abweichung zu den originalen Gasdaten entsteht.

In Tabelle 6-3 ist eine Übersicht der systemdienlichen Hybridelemente mit dessen elektrischen Wirkungsgrad (ohne KWK) und Leistung dargestellt.

Tabelle 6-3: Systemdienliche Hybridelemente im netzdienlichen Referenzszenario

Kraftwerk	Elektrische Leistung	Elektrischer Wirkungsgrad
GuD Timelkam	400 MW _{el}	58%
FHKW Wels	47 MW _{el} ^[65]	58%
FHKW Linz Mitte	217 MW _{el} ^[78]	58%
FHKW Linz Süd	172 MW _{el} ^[74]	58%
BHKW Kirchdorf	13,2 MW _{el}	45%

6.3 Trendszenario

Das Trendszenario ist das erste der drei Zukunftsszenarien für das Jahr 2030. Es bildet den momentanen Trend ab, ohne auf weitere politische und rechtliche Handlungen einzugehen. Es wird anhand von Trendlinien versucht, Verbrauch und Ausbaugrad von erneuerbaren Energien abzuschätzen.

6.3.1 Verbrauchsentwicklung

In Abbildung 6-7 ist der jährliche Endenergieverbrauch der elektrischen Energie Oberösterreichs über Werte der Jahre 1990 bis 2017 aus [9] dargestellt. Aus einer linearen Regression der letzten 7 Jahre (als durchgehende Linie dargestellt) lässt sich schließen, dass bei Fortschreitung des aktuellen Trends eine Steigung des elektrischen Energiebedarfs um 215 GWh pro Jahr in Oberösterreich zu erwarten ist. Das entspricht einer jährlichen Steigerung von 1,47%. Für die Prognose des Verbrauchs wurde diese Regression im Zeitraum von 7 Jahren gewählt, da somit der Einfluss der Finanzkrise (2008) weitestgehend kompensiert wird. Es ist davon auszugehen, dass Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch noch nicht entkoppelt sind, wodurch die Finanzkrise den Trend beeinflussen würde.

HyFlow simuliert allerdings nur ein bestimmtes Jahr und benötigt als Eingabe konkrete Verbrauchswerte. Es wird daher, wie Eingangs dieses Kapitels erwähnt, die Verbrauchssteigerung bis zum Jahr 2030 verwendet. Diese entspricht nach dem linearen Trend für Strom 19,14% Steigerung gegenüber 2017. Jeder Stromlastgang der Verbrauchszellen wird nun um diesen Wert erhöht, um eine Berücksichtigung der Veränderung des Verbrauchs im Programm zu erhalten. In den anderen Sektoren wird dies

ebenfalls durchgeführt. In Tabelle 6-4 sind die Verbrauchsentwicklungen im Trendszenario der vier Sektoren zusammengefasst, wobei im Programm nur Strom, Gas und Wärme berücksichtigt werden können.

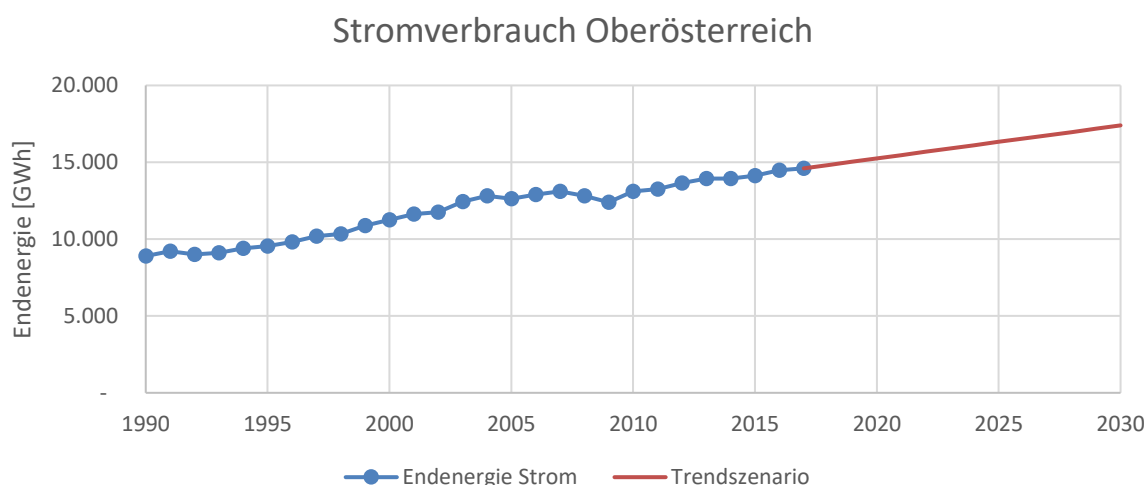


Abbildung 6-7: Endenergieverbrauch im Sektor Strom (eigene Darstellung mit Daten von [9])

Für die Ermittlung der Endenergie des Verkehrssektors wurde die Nutzenergieanalyse der Statistik Austria [79] herangezogen und der Wert für den Transportsektor verwendet. Die dabei angegebene elektrische Energie und Erdgasmenge wurden abgezogen, da diese in den anderen beiden Sektoren (Strom und Gas) bereits enthalten sind. Für die Ermittlung des Endenergiebedarfs des Sektors Wärme wurden von der Gesamtendenergie aus [9] der Endenergiebedarf der anderen drei Sektoren abgezogen.

Tabelle 6-4: Verbrauchsentwicklung Trendszenario

Sektor	Endenergie 2017 [GWh]	Endenergie 2030 [GWh]	Entwicklung pro Jahr [GWh]	Entwicklung bis 2030 [GWh]
Strom	14.604 ^[9]	17.399	215 (1,47%)	2.795 (19,14%)
Gas	13.404 ^[9]	13.965	43 (0,32%)	561 (4,18%)
Wärme	21.259 ^[9]	22.690	110 (0,52%)	1.431 (6,73%)
Verkehr	17.921 ^[9]	20.718	215 (1,20%)	2.797 (15,61%)
Gesamt	67.188 ^[9]	74.772	583 (0,87%)	7.584 (11,29%)

6.3.2 Entwicklung der erneuerbaren Energieträger

Die Entwicklung der erneuerbaren Energiequellen wird im Trendszenario analog zum Verbrauch über einen linearen Trend bestimmt. Dieser geht für Wasserkraft und Biomasse gemäß Abbildung 6-8 davon aus, dass diese beiden Energiequellen in den nächsten Jahren

gleich wie bisher verwendet werden. Die punktierte Linie stellt in dieser Abbildung die Daten der Statistik Austria von 1990 bis 2017 dar [9]. Durchgehende Linien sind Prognosen nach dem linearen Trend. Einzelne Punkte stellen Potentiale dar, die in der Legende beschrieben werden. Für Wasserkraft ergibt sich keine Veränderung der Erzeugung. Für Biomasse kommt der lineare Trend auf eine zusätzliche Erzeugung von 174 GWh.

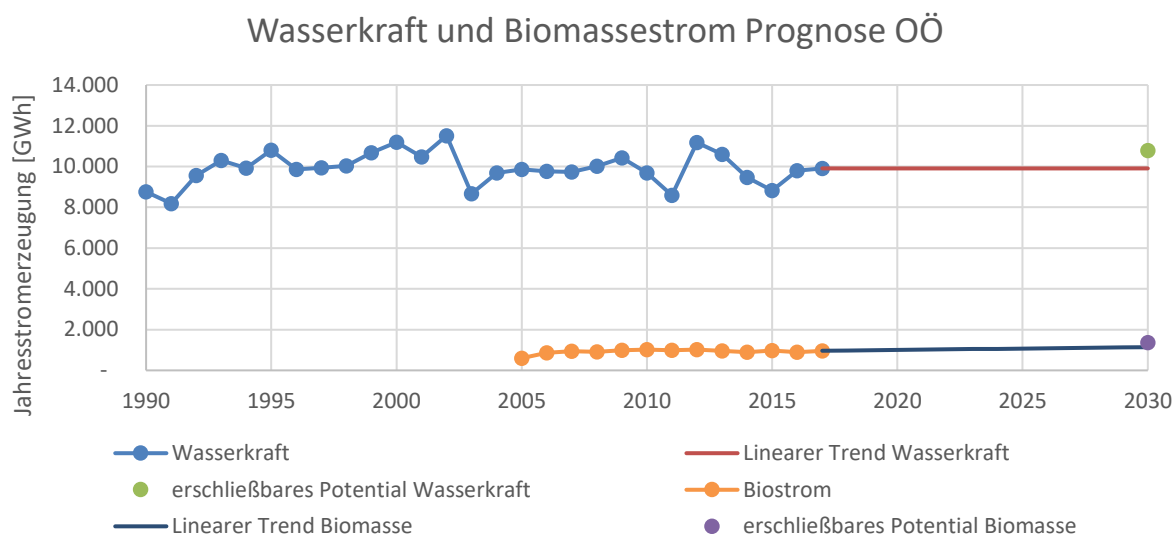


Abbildung 6-8: Prognose der Wasserkraft und des Biomassestroms in Oberösterreich (eigene Darstellung mit Daten von [9])

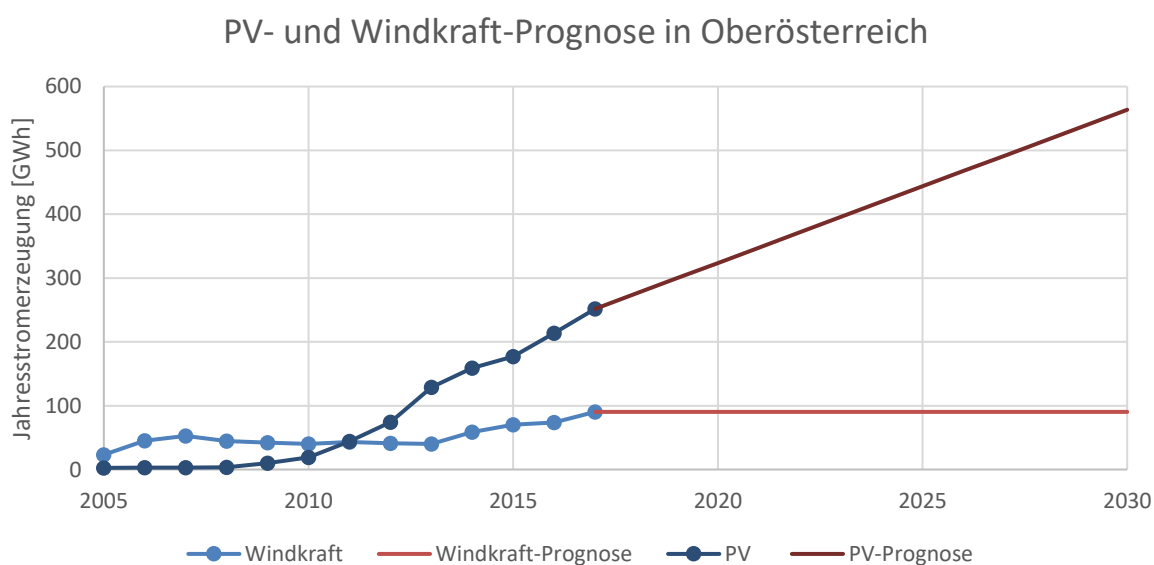


Abbildung 6-9: Prognose der Photovoltaik und Windkraft in Oberösterreich im Trendszenario (eigene Darstellung mit Daten von [9])

Die Stromerzeugung durch Windkraft wird aufgrund des Masterplans der oberösterreichischen Landesregierung als konstant angenommen. Technisch würde aber ein

Ausbaupotential von 722 GWh bestehen. Bei der Photovoltaik wird sich an den Prognosen der Technologie-Roadmap orientiert [80]. Diese geht davon aus, dass sich in Österreich der Ausbau pro Jahr auf 150 MW erstreckt. 16% (Bevölkerungsanteil von OÖ an gesamt Österreich) davon werden für Oberösterreich verrechnet, wobei sich bei 1.000 Volllaststunden eine zusätzliche Erzeugung von 24 GWh pro Jahr ergibt. Im Jahr 2030 würde das einen Ausbau von 312 GWh oder 312 MW bedeuten. Das entspricht 12% des technischen Ausbaupotentials. In der Abbildung 6-9 ist die Prognose der PV und der Windkraft dargestellt. In der nachfolgenden Tabelle sind die verwendeten Werte zusammengefasst.

Tabelle 6-5: Übersicht des Ausbaus der erneuerbaren Energiequellen im Trendszenario

Energiequelle	Erzeugung 2017 [GWh]	Erzeugung 2030 [GWh]	Ausbau 2017-2030 [GWh]
Wasserkraft	9.909 ^[9]	9.909	0
Biomasse	963 ^[9]	1.137	174
Windkraft	90,3 ^[9]	90,3	0
PV	252 ^[9]	564	312
Gesamt	11.214 ^[9]	11.700	486

6.3.2.1 Verteilung auf Zellebene

Die hier ermittelten Ausbaumengen müssen auf die im Programm HyFlow ausgelegten Zellen (siehe Abbildung 6-4) in Oberösterreich verteilt werden. Jeder Zelle bzw. jedem Umspannwerk wurden durch eine Karte die versorgten Gemeinden des Umspannwerkes zugewiesen. Über statistische Daten je Gemeinde wie Fläche, Einwohner und Anzahl an Haushalten kann somit je Energieträger das Potential unterschiedlich verteilt werden. In der Tabelle 6-6 sind je Erzeugungsform die gewählten statistischen Daten dargestellt.

Tabelle 6-6: Verteilung auf Zellebene

Energiequelle	Statistische Daten
Wasserkraft	Wasserkraftfaktor
Wind	Fläche je Gemeinde
Biomasse	Fläche je Gemeinde
Photovoltaik	Einwohner je Gemeinde

Für das Potential aus Wasserkraft werden keine statistischen Daten verwendet, da mehr als 93% der gesamten Stromerzeugung von Großanlagen mit eigenen Umspannwerken und bekannten gemessenen Erzeugungsdaten stammen. Es wird daher ein sogenannter

Wasserkraftfaktor definiert. Dieser Faktor wird durch Division der prognostizierten Jahresezeugungsmenge im Jahr 2030 und der Jahresezeugung von 2017 bestimmt und ist in Gleichung 6-6 definiert. Durch Multiplikation der Erzeugungswerte der einzelnen Umspannwerke wird so der Ausbau der Wasserkraft auf Zellebene berücksichtigt.

$$\text{Wasserkraftfaktor} = (\text{Jahresezeugung 2017} + \text{Ausbau}) / \text{Jahresezeugung 2017} \quad (6-6)$$

6.4 Klima- und Energiestrategieszenario

Dieses Szenario versucht die Entwicklung von Verbrauch und Ausbau der erneuerbaren Energiequellen nach den momentanen Energie- und Klimastrategien, also politischen Zielen, zu prognostizieren. Grundlage dafür sind die Oberösterreichische Energiestrategie 2050 aus dem Jahr 2017 und die #Mission2030 der österreichischen Bundesregierung aus dem Jahr 2018.

6.4.1 Verbrauchsentwicklung

Österreichs Energie hat in der Studie Empowering Austria [81] (bezieht sich auf #Mission2030 [2]) prognostiziert, dass der Gesamtendenergiebedarf bis 2030 konstant bleiben bzw. sogar leicht abnehmen wird. Dazu wurden drei Studien (Internationale Energieagentur, Europäische Kommission, Frontier Economics) miteinander verglichen, die gegenüber 2012 zwischen einer Reduktion des Endenergieverbrauchs um 9,5% und einer Steigerung um 1,7% prognostizierten. Diese Ergebnisse dienen als Grundlage für die Verbrauchsentwicklung dieses Szenarios und es wird daher konservativ angenommen, dass der Gesamtendenergiebedarf bis 2030 konstant bleibt.

Nach dem Trend der zunehmenden Elektrifizierung, sowie Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum kann allerdings davon ausgegangen werden, dass es zu einer Erhöhung des Verbrauchs im Stromsektor kommt. Außerdem wird im Verkehrssektor eine leichte Zunahme aufgrund von steigendem Verkehrsaufkommen erwartet. Diese beiden Steigerungen müssen somit im Wärmesektor und Gassektor durch Effizienzmaßnahmen kompensiert werden. Es werden daher folgende, in Tabelle 6-7 dargestellte, Entwicklungen angenommen.

Tabelle 6-7: Verbrauchsentwicklung Klima- & Energiestrategieszenario

Sektor	Endenergie 2017 [GWh]	Endenergie 2030 [GWh]	Entwicklung pro Jahr [GWh]	Entwicklung bis 2030 [GWh]
Strom	14.604 ^[9]	15.334	56 (0,38%)	730 (5,0%)

Gas	13.404 ^[9]	12.734	-52 (-0,38%)	-670 (-5,0%)
Wärme	21.259 ^[9]	20.621	-49 (-0,23%)	-638 (-3,0%)
Verkehr	17.921 ^[9]	18.548	48 (0,27%)	627 (3,5%)
Gesamt	67.188 ^[9]	67.237	0 (0,0%)	49 (0,01%)

6.4.2 Entwicklung der erneuerbaren Energieträger

Bei der Entwicklung der erneuerbaren Energiequellen wird sich an der oberösterreichischen Energiestrategie orientiert. Diese besagt, dass bis 2030 80 – 97% des Umwandlungsausstoßes im Stromsektor aus erneuerbaren Energiequellen stammt [82]. Aus der Verbrauchsentwicklung dieses Szenarios ergibt sich somit, dass im Jahr 2030 15.334 GWh Strom in Oberösterreich verbraucht werden. Dies würde eine erneuerbare Erzeugung zwischen 12.267 und 14.874 GWh bedingen. Da in der #Mission2030 [2] von 100% (national bilanziell) erneuerbarer Stromerzeugung ausgegangen wird, werden für dieses Szenario die 97% (Ausbau von 3660 GWh, das entspricht 56% des technischen Ausbaupotentials) der oberösterreichischen Energiestrategie als Zielwert herangezogen. Die Windkraft wird dabei wiederum nicht aufgrund des Masterplanes ausgebaut. In der Tabelle 6-8 sind die Ausbaumengen und Jahreserzeugungen je Energieform dargestellt.

Tabelle 6-8: Ausbau der erneuerbaren Energiequellen im Klima- & Energiestrategieszenario

Energiequelle	Erzeugung 2017 [GWh]	Erzeugung 2030 [GWh]	Ausbau 2017-2030 [GWh]
Wasserkraft	9.909 ^[9]	10.641	732
Biomasse	963 ^[9]	1.304	341
Windkraft	90,3 ^[9]	90,3	0
PV	252 ^[9]	2.839	2.587
Gesamt	11.214 ^[9]	14.874	3.660

6.5 Ambitioniertes Zielszenario

Dieses Szenario soll zeigen, was erreicht werden kann, wenn ein vollständiger Ausbau der erneuerbaren Energieträger durchgeführt, sowie andererseits der Gesamtenergiebedarf bis 2030 um 7,5% in allen Sektoren reduziert wird. Es sollen dadurch Herausforderungen durch starke Einbindung volatiler Erzeuger in das Stromnetz aufgezeigt werden.

6.5.1 Verbrauchsentwicklung

Als Basis für die Verbrauchsentwicklung dient das vorige Klima- & Energiestrategieszenario. Dort angenommene Verbrauchsentwicklungen für 2030 werden in diesem Zukunftsszenario

je Sektor um 7,5% reduziert. Es wird dieser Wert bis 2030 als ambitioniert angesehen, da vorausgesetzt wird, dass diese Einsparungen in dieser Größenordnung bis 2050 fortgesetzt werden. Es ergeben sich dadurch folgende in Tabelle 6-9 dargestellte Entwicklungen des Verbrauchs.

Tabelle 6-9: Verbrauchsentwicklung nach dem ambitionierten Zielszenario

Sektor	Endenergie 2017 [GWh]	Endenergie 2030 [GWh]	Entwicklung pro Jahr [GWh]	Entwicklung bis 2030 [GWh]
Strom	14.604 ^[9]	14.239	-28 (-0,19%)	-365 (-2,5%)
Gas	13.404 ^[9]	11.728	-129 (-0,96%)	-1.675 (-12,5%)
Wärme	21.259 ^[9]	19.027	-172 (-0,81%)	-2.232 (-10,5%)
Verkehr	17.921 ^[9]	17.204	-55 (-0,31%)	-717 (-4%)
Gesamt	67.188 ^[9]	62.394	-384 (-0,50%)	-4.990 (-7,43%)

6.5.2 Entwicklung der erneuerbaren Energieträger

Tabelle 6-10: Ausbau der erneuerbaren Energiequellen im ambitionierten Zielszenario

Energiequelle	Erzeugung 2017 [GWh]	Erzeugung 2030 [GWh]	Ausbau 2017-2030 [GWh]
Wasserkraft	9.909 ^[9]	11.158	1.249
Biomasse	963 ^[9]	2.470	1.507
Windkraft	90,3 ^[9]	812	722
PV	252 ^[9]	3.344	3.092
Gesamt	11.214 ^[9]	17.784	6.570

In diesem Szenario werden die Potentiale der erneuerbaren Energieträger vollständig ausgeschöpft. Daher wird das technische Potential der Energieträger verwendet. In Tabelle 6-10 sind diese dargestellt und aufsummiert. Es wird hier im Gegensatz zu den anderen beiden Szenarien die Windkraft ebenfalls berücksichtigt.

6.6 Case Study

Für jedes der drei zuvor definierten Zukunftsszenarien werden in weiterer Folge mit dem Programm HyFlow verschiedene Fälle analysiert. Diese unterscheiden sich hinsichtlich der eingesetzten Sektorkopplungstechnologien. Dabei werden diese Kopplungstechnologien mit hohem Ausbaugrad in das Energiesystem implementiert, um Vorteile, Nachteile und Auswirkungen zu analysieren. In dieser Case-Study werden folgende Fälle untersucht:

- **Base Case (BC):** keine zusätzliche Einbindung von Speicher- oder Hybridelemente im Vergleich zum netzdienlichen Referenzszenario
- **Heat Pump Case (HP):** Substitution von Gasbrennern durch Wärmepumpen für Heizzwecke
- **Electric Vehicle Case (EV):** Substitution von VKM durch Elektroautos
- **Advanced Case (AC):** Kombination von HP- und EV-Fall und zusätzlicher Einbindung von dezentralen elektrischen Heimspeichern und einer großen PtG-Anlage

6.6.1 Base-Case (BC)

In jedem Zukunftsszenario werden durch Verbrauchsentwicklung und Einbindung von erneuerbaren Energiequellen bereits Änderungen gegenüber dem netzdienlichen Referenzszenario durchgeführt. Deshalb werden in diesem Fall nur die Auswirkungen der Verbrauchsentwicklung und Einbindung von erneuerbaren Energiequellen analysiert. Sektorkopplungstechnologien werden keine zusätzlich hinzugefügt. Dieser Fall entspricht somit dem Zukunftsszenario ohne zusätzlicher Sektorkopplung zu heute.

6.6.2 Heat Pump Case (HP)

In diesem Fall sollen Auswirkungen von Wärmepumpen analysiert werden. Dazu wird der ermittelte Wärmebedarf für Heizzwecke unter Punkt 6.1.1.2 als Basis herangezogen und exklusiv mit Wärmepumpen gedeckt. Das bedeutet, dass in diesem use-case der gesamte, heute aus Erdgasbrennern erzeugte Wärmebedarf von GHD und privaten Haushalten durch diese Technologie gedeckt wird. Das entspricht laut Energiebericht von 2016 [83] 17% des gesamten Wärmebedarfs. Der Wärmebedarf von Fernwärmenetzen wird in diesem use-case ebenfalls mit Wärmepumpen gedeckt, um zum einen die Auswirkungen auf den Kraftwerksbetrieb zu analysieren und zum anderen die Energieeinsparung durch Wärmepumpen aufzuzeigen. Als COP wird dabei ein Wert von 4 angenommen (konstant über das gesamte Jahr). Bei allen implementierten Wärmepumpen handelt es sich um zelldienliche Elemente, wodurch nur der Bedarf der Zelle durch das Element gedeckt werden kann. In Zeiten von negativen Residuallasten im Stromnetz wird Überschussstrom durch Wärmepumpen genutzt, um die in den Zellen installierten thermischen Speicher (auch zelldienlich) zu füllen. Die Größen und Leistungen dieser Speicher wiederum wurden pro Zelle durch die Anzahl an Personenhaushalten ermittelt. Dazu wurde ein durchschnittlicher thermischer Speicher für einen Haushalt als Ausgangsbasis verwendet und mit der Anzahl der Personenhaushalte multipliziert. In Tabelle 6-11 ist eine Übersicht der Daten des durchschnittlichen Speichers zu sehen.

Tabelle 6-11: Parameter eines typischen Haushaltswärmespeichers [21]

Parameter	Wert/Haushalt
Speicherkapazität	80 kWh
Lade-/Entladeleistung	10 kW
Gesamtwirkungsgrad*	99,9%
Selbstentladung	0,02 %/h

*Gesamtwirkungsgrad entspricht dem Produkt aus Ein- und Ausspeicherwirkungsgrad

6.6.3 Electric-Vehicle-Case (EV)

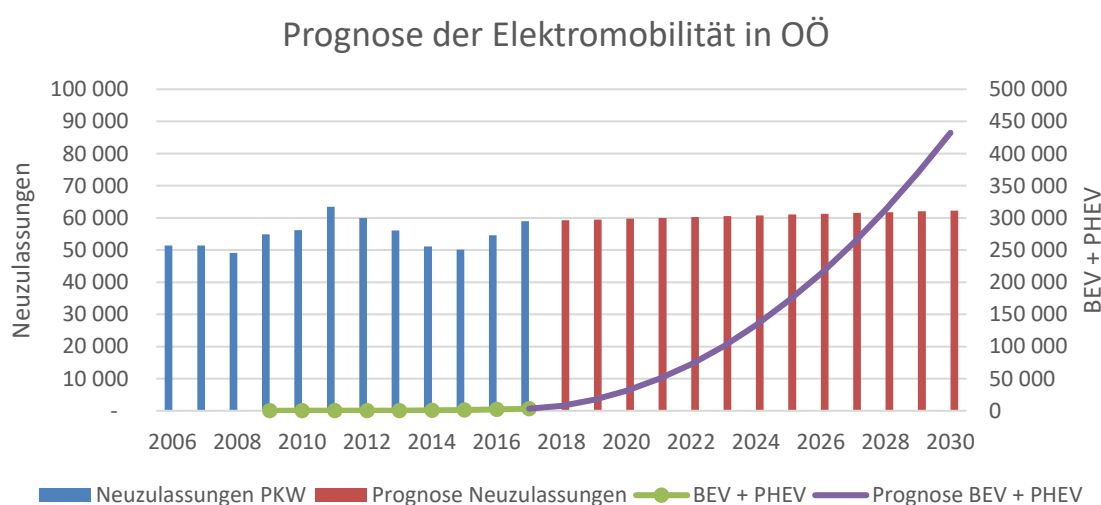


Abbildung 6-10: Prognose der elektrischen Fahrzeuge von Oberösterreich und Darstellung der PKW Neuzulassungen und deren Prognose

In diesem Fall sollen Vor- und Nachteile der Auswirkungen der Einbindung von Elektromobilität analysiert werden. Die Grundannahme dieses Falles lautet, dass bis 2030 100% aller neuzugelassenen PKWs in Oberösterreich entweder BEVs (battery electric vehicles) oder PHEVs (plug-in hybrid electric vehicles) sind. Dazu wurde in einem ersten Schritt angenommen, dass die Anzahl an Neuzulassungen pro Jahr einem linearen Trend, wie in Abbildung 6-10 als roten Balken dargestellt, folgt. Die Daten dazu (blaue Balken) wurden aus dem Bundesländervergleich der Kfz-Neuzulassungen von der Homepage der oberösterreichischen Landesregierung [84] entnommen. Auf der rechten vertikalen Achse ist die Summe an BEV und PHEV zu sehen die als Linien im Diagramm zu erkennen sind. Um auf die absolute Anzahl von BEV und PHEV zu kommen, wurde angenommen, dass der Anteil an Neuzulassungen von elektrischen PKWs bis 2030 linear zu den 100% fortschreitet. Der Anteil an BEV und PHEV an den elektrischen PKWs wurde aus der von Pötscher et al. 2015 durchgeführten Studie [85] entnommen, die für ganz Österreich eine Prognose der E-Mobilität

durchgeführt haben. Dabei wird vorausgesetzt, dass auch bei einer Erhöhung der gesamten Elektrofahrzeuge (BEV und PHEV) das Verhältnis von BEV und PHEV konstant bei 30% zu 70% bleibt. Es ergeben sich aus diesen Annahmen im Jahr 2030 432.000 elektrische Fahrzeuge in Oberösterreich, wobei davon 130.000 Fahrzeuge BEV und der Rest PHEV sind. Um die E-Mobilität im Programm HyFlow zu integrieren wurde aus dem Projekt „Move2Grid“ [86] vom Lehrstuhl für Energieverbundtechnik ein Lastprofil für eine bestimmte Anzahl von Elektrofahrzeugen zur Verfügung gestellt und auf ein Lastprofil für ein Fahrzeug normiert (als *Standardlastgang EMob* bezeichnet). Da es sich bei diesen Lastprofilen um BEV handelt wurde in weiterer Folge angenommen, dass jedes PHEV einem halben BEV entspricht. Daraus folgt, dass für die Implementierung in das Programm 2030 281.000 BEVs in Oberösterreich vorhanden sind. Die Aufteilung wurde über die Anzahl an Einwohnern pro Verbraucherzelle in Oberösterreich nach Gleichung 6-7 durchgeführt, wobei E für die Einwohner und der Index i für die Zellenzahl steht. Es handelt sich hierbei nicht um Hybridelemente, da kein Verkehrssektor im Programm existiert. Die Einbindung dieser Elemente erfolgt über das Lastprofil durch einen zusätzlichen elektrischen Verbrauch, wodurch dieser Lastgang zur vorhandenen Residuallast der Zelle addiert wird.

$$\text{Lastgang EMob}_i = \frac{E_i}{\sum E} \cdot \sum \text{BEV} \cdot \text{Standartlastgang EMob} \quad (6-7)$$

6.6.4 Advanced-Case (AC)

Dieser Fall soll die Technologien Wärmepumpe, E-Mobilität, Heimspeicher und Power-to-Gas vereinen und dessen Zusammenwirkungen und Auswirkungen auf das Netz simulieren. Dabei werden die Wärmepumpen und die Elektromobilität aus den vorigen Fällen kombiniert und zusätzlich werden elektrische Zellspeicher (Heimspeicher) für alle Verbraucherzellen implementiert. Die Ermittlung der Speichergrößen und -leistungen wird äquivalent zum thermischen Speicher über die Anzahl an Haushalten durchgeführt. Die Daten des durchschnittlichen Speichers sind in Tabelle 6-12 angeführt.

Tabelle 6-12: Parameter des elektrischen Zellspeichers pro Haushalt [21]

Parameter	Wert/Haushalt
Speicherkapazität	7,2 kWh
Lade-/Entladeleistung	4,8 kW
Gesamtwirkungsgrad*	95%
Selbstentladung	0,001 %/h

**Gesamtwirkungsgrad entspricht dem Produkt aus Ein- und Ausspeicherwirkungsgrad*

Bei diesen Speichern handelt es sich wie erwähnt um zelldienliche Speicher, wodurch sich der Betrieb nur auf die Residuallast der eigenen Zelle richtet. Um auch große Mengen negativer Residuallasten nutzen und langfristig speichern zu können wird eine Power-to-Gas-Anlage installiert. Sie wird als systemdienliches Hybridelement definiert. Die Leistung der Anlage wird durch die zur Verfügung stehende negative Residuallast in der Berechnung begrenzt und wird somit vom Programm ermittelt. Deren Daten sind in Tabelle 6-13 dargestellt. Es handelt sich dabei um eine Anlage, die Methan erzeugt und in das vorhandene Erdgasnetz einspeist. Es wird daher ein Wirkungsgrad von 65% angenommen.

Tabelle 6-13: Parameter der Power-to-Gas-Anlage

Parameter	Wert
Leistung	Begrenzt durch verfügbare neg. Residuallast
Gesamtwirkungsgrad	65%

Eine besondere Herausforderung bei der Implementierung der Power-to-Gas-Anlage ist es, deren Örtlichkeit zu bestimmen. Nach mehreren Versuchen die Power-to-Gas-Anlage an verschiedenen Positionen im Netz einzubinden, hat sich ein Standort zwischen Lambach und Roitham als Präferenz herausgestellt. Für eine Anlage dieser Größe, die den Überschussstrom eines ganzen Bundeslandes nutzen soll, sind vor allem die Infrastrukturbedingungen entscheidend. Daraus ergeben sich mögliche Positionen entlang der 380/220 kV Leitung zwischen Braunau und Ernsthofen und der Hochdruckleitung die von Kronstorf bis zu den großen Erdgasspeichern an der Grenze zwischen Oberösterreich und Salzburg liegt. Zwischen den Orten Lambach und Roitham sind diese beiden Bedingungen erfüllt und zudem ist es sehr zentral gelegen, wodurch zusätzlich Übertragungsverluste minimiert werden können. Ob die gewählte Spannungs- und Druckebene in dieser Größenordnung liegen muss, hängt vor allem von der Anlagengröße ab. Da diese aber noch definiert werden muss bzw. sich erst aus der Analyse der Szenarien ergibt, wurde diese Position und höchste Netzebenen gewählt. Eine Alternative zu dieser Position stellt der Ort Kronstorf dar.

Hier sind die drei wesentlichen Faktoren des Standortes einer PtG-Anlage nochmals zusammengefasst:

1. Elektrische Infrastruktur (entlang der 380/220 kV Leitung zwischen Braunau und Ernsthofen empfehlenswert)
2. Gasinfrastruktur (entlang der 65 bar Hochdruckleitung zwischen den Gasspeichern an der Grenze von Oberösterreich und Salzburg und Kronstorf empfehlenswert)
3. Gasnutzung (Möglichkeit zur Einspeicherung in große Gasspeicher oder Nutzung des erzeugten Gases in der Industrie oder Kraftwerken)

6.7 Bewertung der Szenarien durch KPIs

Für einen besseren Vergleich der Zukunftsszenarien werden KPIs berechnet. Nachfolgend werden die Bedeutung und die Berechnung dieser hier zusammengefasst.

Autarkiegrad der Leistung: Der Autarkiegrad der Leistung ist der prozentuelle Anteil der Zeit über das Jahr, wann die Kapazität der Kraftwerke ausreicht, um den Bedarf zu decken. Er wird nach Gleichung 6-8 über den Lastfluss berechnet wobei dabei als Schwellwert des Lastflusses 1 MW verwendet wird (t steht für Zeitschritt).

$$\text{Autarkiegrad}_{\text{Leistung}} = (\sum t \text{ wenn Lastfluss} < 1\text{MW}) / \sum t \quad (6-8)$$

Autarkiegrad der Energie: Der Autarkiegrad der Energie wird nach Gleichung 6-9 berechnet. Er beschreibt den Anteil an Energie, welcher über den Betrachtungszeitraum durch Kraftwerke und RES am Verbrauch erzeugt wird.

$$\text{Autarkiegrad}_{\text{Energie}} = \text{Erzeugung} / \text{Energieverbrauch} \quad (6-9)$$

Anteil RES: Dieser Wert beschreibt, wie viel Prozent des Stromverbrauchs aus erneuerbaren Energieträgern stammt. Er wird nach Gleichung 6-10 berechnet.

$$\text{Anteil RES} = \text{RES Erzeugung} / \text{Stromverbrauch} \quad (6-10)$$

Ausbaugrad RES: Die erneuerbaren Energieträger können bis zum technischen Potential ausgebaut werden. Deshalb stellt der Ausbaugrad jenen prozentuellen Anteil dar, der vom technischen Potential erreicht wurde. Er wird nach Gleichung 6-11 berechnet.

$$\text{Ausbaugrad RES} = \text{RES Erzeugung} / \text{technisches Potential der RES} \quad (6-11)$$

Primärenergiebedarf: Der Primärenergiebedarf setzt sich aus den Energieträgern Treibstoffe, Gas und Strom zusammen. Nähere Details sind unter Punkt 7.2 bei Abbildung 7-3 zu finden.

Primärenergiefaktor: Der Primärenergiefaktor beschreibt, wie viel Primärenergie benötigt wird, um eine Energieeinheit an Endenergie zu erzeugen. In Gleichung 6-12 ist die Berechnung des Primärenergiefaktors definiert.

$$\eta_{\text{PE}} = \text{Primärenergie} / \text{Endenergie} \quad (6-12)$$

Relative Überlastung: Die relative Überlastung berechnet sich aus der Division der Summe der Überlastungsstunden durch die mögliche Anzahl von Überlastungsstunden (m entspricht der Anzahl von überprüften Leitungen) nach Gleichung 6-13. Sie beschreibt somit, wie viel Prozent der möglichen Zeit Leitungen überlastet sind.

$$\text{Überlastung} = \text{SUMME Überlastung} / (m \cdot 8760 \text{ h}) \quad (6-13)$$

7 ERGEBNISSE

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Simulationen der einzelnen Szenarien und ihrer Case-Studies dargestellt, analysiert und miteinander verglichen. Vorab der eigentlichen Ergebnisse wird zunächst im folgenden Punkt auf die Unsicherheiten der Analyse eingegangen, da eine Vielzahl von Annahmen und Vereinfachungen Auswirkungen auf das Ergebnis haben. Danach wird ein Vergleich des netzdienlichen Referenzszenarios und dem Status quo durchgeführt. Schlussendlich wird mit der Case-Study und einem Vergleich der Zukunftsszenarien die Analyse abgeschlossen.

7.1 Unsicherheiten der Ergebnisse

Um die Auswirkungen der Sektorkopplung mit dem Programm HyFlow analysieren zu können, wurden Annahmen und Vereinfachungen vorgenommen. Dieser Punkt soll nochmals einen Überblick über diese geben und so die Unsicherheiten der Ergebnisse qualitativ zusammenfassen:

- Vereinfachungen (Programm):
 - Keine Schaltzustandsänderungen in den Energienetzen mit dem Programm abbildbar → zum Teil falsch abgebildeter interner Lastfluss zwischen den Zellen bei abweichendem Schaltzustand → Abweichung der Netzverluste
 - DC-Lastflussberechnung → Relativer Fehler von maximal 5% zur Wechselstromberechnung (Realität) wurde in der Studie von Nacht Thomas et. al. [62] festgestellt
 - Verlustberechnung im Gasnetz wird vernachlässigt sowie Berechnung des Gasnetzes erfolgt mit idealem Gas → Abweichung der Lastflussmenge von der Realität (Masse stimmt aber Druck und Temperatur und somit Dichte und Leistungswert abweichend → Kompensation durch Berechnung in Nm³ (keine Abweichung des Leistungswertes bei Annahme von konstanter Temperatur und Vernachlässigung der Druckabhängigkeit des Heizwertes)
 - Verschiedene Druckebenen im Gasnetz wurden zu einer zusammengefasst → Druck und interner Lastfluss abweichend → Teilweise Kompensation durch Berechnung in Nm³ (Druckberechnung kann nicht verwendet werden; Abweichung des internen Lastflusses nur im vermaschten Netz)
 - Konstanter Wirkungsgrad von Speicher und Hybridelementen über den gesamten Betrachtungszeitraum → Fehler zwischen Input- und

Outputenergiemenge von Hybridelementen (Schwankung des Wirkungsgrads von max. ~1%)

- Annahmen (Szenarien & Fälle) → statistischer Fehler:
 - Annahmen beruhen teilweise auf statistischen Daten
 - Annahmen der durchschnittlichen Speicher- und Hybridelemente
 - Annahme zur Bestimmung des fossilen Energiebedarfs (siehe Ergebnisse)
 - Trennung von Heiz- und Prozessgas

Man muss bei dieser Analyse bedenken, dass die Zukunftsszenarien nicht zum Ziel haben, die Zukunft zu prognostizieren. Es geht mehr darum, durch verändern verschiedenster Parameter, Auswirkungen der Sektorkopplung aufzuzeigen, um in Zukunft auf diese Problemstellungen frühzeitig reagieren zu können. Die Szenarien, insbesondere die vier Fälle, bilden dabei Extremfälle ab. Das bedeutet auch, dass die Vereinfachungen im Programm zwar einen gewissen Fehler in der Berechnung verursachen, dieser aber in Kauf genommen wird, um grundlegende Fragestellungen beantworten zu können. Bei der Bewertung der Ergebnisse muss man sich jedoch stets bewusst sein, dass es sich um ein Modell handelt, sprich eine vereinfachte Abbildung der Realität.

7.2 Vergleich des Status quo mit dem netzdienlichen Referenzszenario

Wie bereits in der Szenariendefinition erklärt macht es wenig Sinn, den Status quo mit den Zukunftsszenarien zu vergleichen. Dieser Punkt soll die Unterschiede des Programmes (netzdienliches Referenzszenario) und der realen aktuellen Situation (Status quo) aus dem Jahr 2017 zeigen. Die konkreten Veränderungen bei der Eingabe in das Programm wurden bereits unter Punkt 6.2 beschrieben. Zudem wird eine Validierung der Daten durchgeführt um die Richtigkeit zu bestätigen.

In der Abbildung 7-1 ist ein Vergleich zwischen dem Status quo und dem netzdienlichen Referenzszenario durch den Stromlastfluss aus bzw. nach Oberösterreich dargestellt. In orange ist dabei der berechnete Lastfluss (aus/in die Ebene 3) im netzdienlichen Referenzszenario zu sehen und in violett der gemessene des Status quo. Der Lastfluss im Status quo entspricht den Originaldaten vermindert um im Programm berechnete Netzverluste. Die Differenz der beiden Kurven beschreibt die Beeinflussung der Hybrid- und Speicherelemente durch das Programm. Sie zeigt, inwiefern der heutige Kraftwerkspark Stromimporte reduzieren und so eine Entlastung des Netzes bewirken kann.

Im Status quo ist das Netzgebiet von Oberösterreich stark auf Importe aus dem Rest Österreichs bzw. anderer Länder angewiesen. Konkret wurden 2.368 GWh in diesem Jahr importiert und 672 GWh exportiert. Durch die Minimierung der positiven Residuallasten durch die Kraftwerkshybridelemente im netzdienlichen Referenzszenario wurde der Import um 25% auf 694 GWh reduziert. Der Grund für die momentane geringe Auslastung der Kraftwerke ist auf wirtschaftliche Ursachen zurückzuführen. Es rentiert sich mehr, die Kraftwerke in Teillast zu betreiben und Kapazitäten für Regelreserven oder Redispatch-Maßnahmen bereitzuhalten, als die Kraftwerke zur Minimierung des Lastflusses nach Oberösterreich einzusetzen und höhere Volllaststunden zu erzielen.

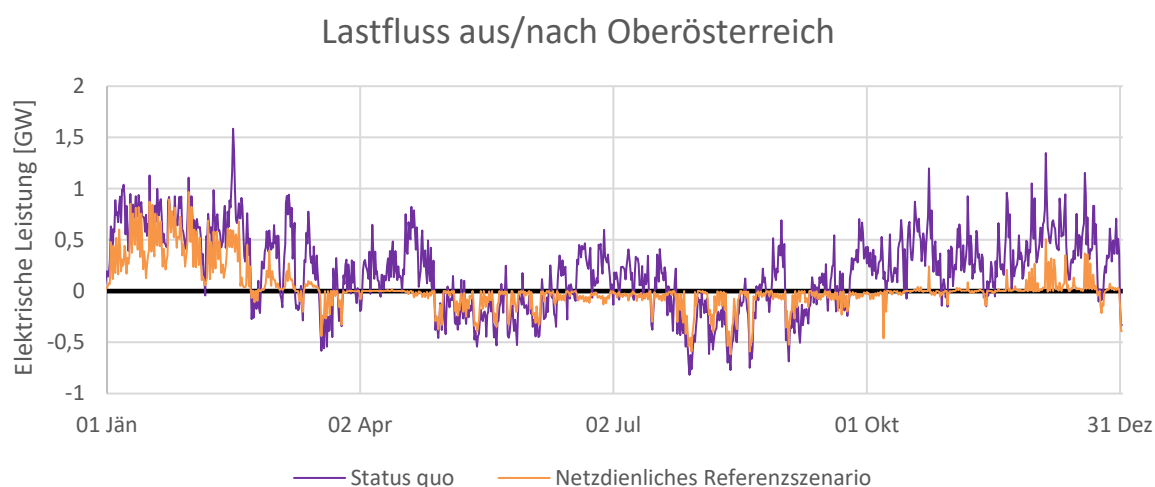


Abbildung 7-1: Vergleich des Stromlastflusses aus/nach Oberösterreich über ein ganzes Jahr zwischen dem Status quo und dem netzdienstlichen Referenzszenario ((+) Import (-) Export)

Es ist zudem zu erkennen, dass in den Wintermonaten im Status quo als auch im Referenzszenario keine vollständige Eigendeckung möglich wäre, da Strom trotz der großen Kraftwerkskapazitäten im netzdienstlichen Referenzszenario importiert werden muss. Zu beachten ist, dass Kraftwerke, die der Industrie angehören und somit an deren Produktion gebunden sind nicht als Hybridelemente berücksichtigt wurden und noch evt. zusätzlich Strom produzieren könnten. Zudem werden momentan bestehende Gaskraftwerke mit KWK betrieben was zu einem verminderten Stromwirkungsgrad, aber zur Erhöhung des Brennstoffausnutzungsgrads führt. In den Sommermonaten ist außerdem ersichtlich, dass der Lastfluss meist nahe null oder bereits negativ ist. Lastflüsse nahe null bedeuten, dass im Status quo ein positiver Lastfluss vorherrscht und dieser durch die Kraftwerke im netzdienstlichen Referenzszenario gedeckt werden kann. Bei negativen Lastflüssen, sowohl beim Status quo als auch im Referenzszenario, ist ein Überangebot an elektrischer Energie vorhanden, die als Export aus Oberösterreich abfließt.

Importierte und exportierte Energiemengen der aktuellen Situation vom Jahr 2017 wurden außerdem einer Validierung unterzogen. Dazu wurden die Daten mit der Energiebilanz der Statistik Austria [9] verglichen. Da es sich bei dem betrachteten Gebiet auch um Gebiete handelt, die sich nicht in Oberösterreich befinden, kann der importierte und exportierte Strom nicht direkt mit der Energiebilanz verglichen werden. Was jedoch vergleichbar ist, ist der sogenannte Nettoimport der in Gleichung 7-1 definiert ist. Das ist möglich, da für jene Teile des Gebietes die nicht zu Oberösterreich gehören angenommen wird, dass diese nur über eine Leitung, die aus Oberösterreich kommt, versorgt werden.

$$\text{Nettoimport} = \text{Import} - |\text{Export}| \tag{7-1}$$

Der Nettoimport der Berechnung beträgt 1.696 GWh. Laut Energiebilanz wurden 2017 4.792 GWh importiert und 3.120 GWh exportiert, was einem Nettoimport von 1.671 GWh entspricht. Das ergibt eine Abweichung von 25 GWh bzw. eine relative Abweichung von 1,5%.

Im Gassektor sind die Daten gesamt Oberösterreichs verfügbar bzw. sind in diesen keine Gasversorgungen in nicht oberösterreichischen Gebieten enthalten. Aus der Energiebilanz ergibt sich ein Nettoimport im Jahr 2017 von 21.003 GWh. Die gemessenen Daten ergeben einen Nettoimport von 21.370 GWh, was einer absoluten Abweichung von 367 GWh und einer relativen von 1,7% entspricht.

Gasimport/-export von Oberösterreich

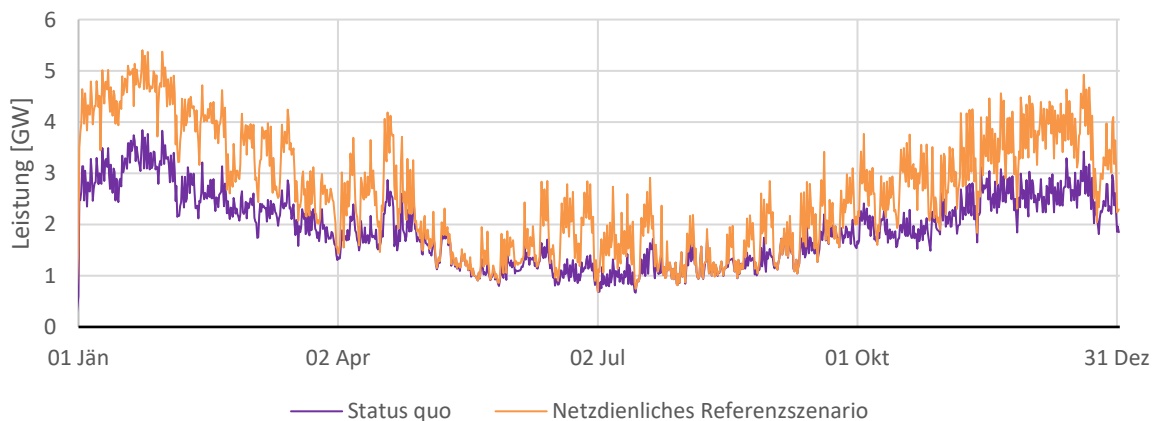


Abbildung 7-2: Vergleich des Gasflusses aus/nach Oberösterreich zwischen dem Status quo und dem netzdienlichen Referenzszenario

Aus dem Lastfluss des Gasimports/-exports von Oberösterreich über den Zeitraum eines ganzen Jahres in Abbildung 7-2 lässt sich die sogenannte Badewannenkurve, die auf den Wärmebedarf zurückzuführen ist, in beiden Szenarien erkennen. Dieses Diagramm ist gleich zu lesen wie jenes von Abbildung 7-1. Ein Gleichanteil von 700 MW im Status quo (orange)

lässt auf einen rein für industrielle Zwecke verwendeten Verbrauch schließen. Im Gegensatz zum Stromsektor kommt es in diesem Sektor zu keinen negativen Residuallasten, da kaum erneuerbare Gaserzeuger in Oberösterreich vorhanden sind. Durch die gewollte Reduktion der importierten Strommenge kommt es im Vergleich der beiden Szenarien, im netzdienlichen Referenzszenario, zu einer Erhöhung der benötigten Gasmenge immer dann, wenn ein Strombedarf vorhanden ist, da die Kraftwerkshybridelemente zugeschaltet werden. Das führt über das Jahr gesehen zu einer Steigerung der importierten Erdgasmenge von 1.798 GWh. Die Stromimporte hingegen gehen um 1.771 GWh von der aktuellen Situation auf das netzdienliche Referenzszenario zurück.

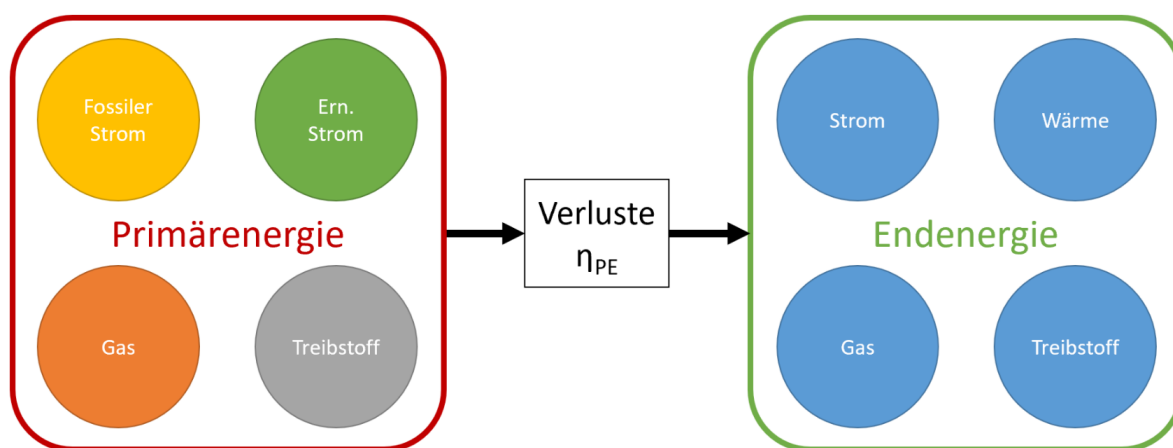


Abbildung 7-3: Energiewandlungskette mit den verwendeten Energieträgern

Für eine Untersuchung der Umweltauswirkungen, wird der Primärenergiebedarf der Szenarien untersucht. Abbildung 7-3 zeigt, welche Primärenergieträger für die Szenarien zum Einsatz kommen. Es wird zwischen Gas, Treibstoffen, Strom aus erneuerbaren Energieträgern und Strom aus fossilen Energieträgern unterschieden. Es werden bei der Bestimmung des Primärenergiebedarfs allerdings nur jene Energiemengen verwendet, welche als Endenergie in der Berechnung mit dem Programm HyFlow berücksichtigt werden. Somit wird beim Energieträger Treibstoff nur der Bedarf der 432.000 Fahrzeuge berechnet. Im Wärmesektor wird nur die durch Gas erzeugte Wärme berücksichtigt. Strom- und Gassektor sind vollständig enthalten. Der Primärenergiebedarf entspricht somit nicht dem gesamten Bedarf des betrachteten Gebiets, da noch Wärme aus anderen Energieträgern erzeugt und Treibstoff für weitere Fahrzeuge verwendet wird. Für die Ermittlung des Primärenergiebedarfs werden mehrere Annahmen getroffen:

Es wird angenommen, dass die importierte Strommenge nach ENTSO-E Strommix von 2016 [87] zu 66% durch fossile Energieträger gedeckt und mit einem durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad in Europa von 37% nach [88] erzeugt wird. Der Rest der importierten

Strommenge stammt aus erneuerbaren Energieträgern. Für den Energieträger Treibstoff wurde angenommen, dass die 432.000 Fahrzeuge einen durchschnittlichen fossilen Verbrauch von 7l/100km aufweisen. Für den elektrischen Betrieb der Fahrzeuge werden 17 kWh/100km angenommen, wobei mit PHEV nur die Hälfte des Betriebes elektrisch gefahren wird. Der fossile Strom setzt sich somit aus dem fossil importierten und fossil erzeugten Strom zusammen. Gleiches gilt für den erneuerbaren Strom. Die Primärenergie von Gas beinhaltet das Prozessgas und das für Heizzwecke verwendete Erdgas. Gas welches für die Stromproduktion verwendet wird, wird dem fossilen Strom zugerechnet.

Abbildung 7-4 zeigt, dass durch den stärkeren Einsatz der Kraftwerke in Oberösterreich und den dadurch geringeren Import von Strom der Primärenergiebedarf um 1.963 GWh reduziert werden kann. Der Grund dafür sind die hocheffizienten Gaskraftwerke in Oberösterreich, die im Vergleich zum importierten Strom wesentlich effizienter den Strom erzeugen können. Der Primärenergiebedarf würde beim Stromimport nicht so schlecht abschneiden, wenn der Wirkungsgrad von 37% in Europa höher wäre. Allein durch eine Anhebung auf durchschnittlich 50% könnte eine Primärenergieeinsparung von 1.098 GWh nur in Oberösterreich bewirkt werden. Es muss daher Ziel sein, den bestehenden Kraftwerkspark auf hocheffiziente Anlagen wie GuD-Kraftwerke, wie dies in Oberösterreich bereits der Fall ist, umzustellen, um jene Strommengen, die auch in Zukunft aus fossilen Energieträgern bei Dunkelflauten gedeckt werden müssen, möglichst effizient zu erzeugen. Bei den Energieträgern Treibstoff und Gas kommt es zu keinen Veränderungen zwischen den beiden Szenarien.

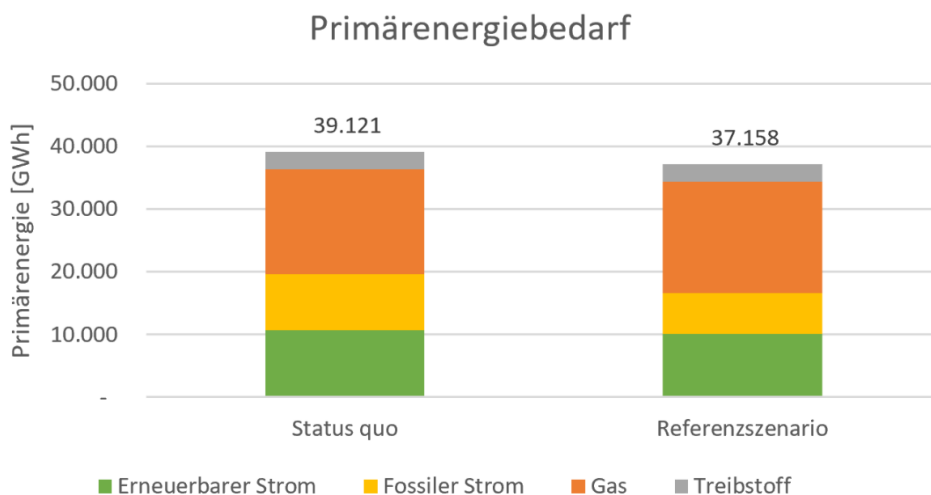


Abbildung 7-4: Vergleich des Primärenergiebedarfs der beiden Szenarien

Die Ergebnisse der Zukunftsszenarien in den Punkten 7.3 bis 7.5 werden immer auf das netzdienliche Referenzszenario bezogen. Dieses Szenario entspricht allerdings, wie soeben gezeigt, nicht der aktuellen Situation was bei einem Vergleich zwischen Referenzszenario und

Zukunftsszenario immer bedacht werden muss. Eine Analyse der Auswirkungen auf das elektrische Netz wurde nicht durchgeführt, da es zu keinen Überlastungen im Stromnetz gekommen ist.

7.3 Ergebnisse des Trendszenarios

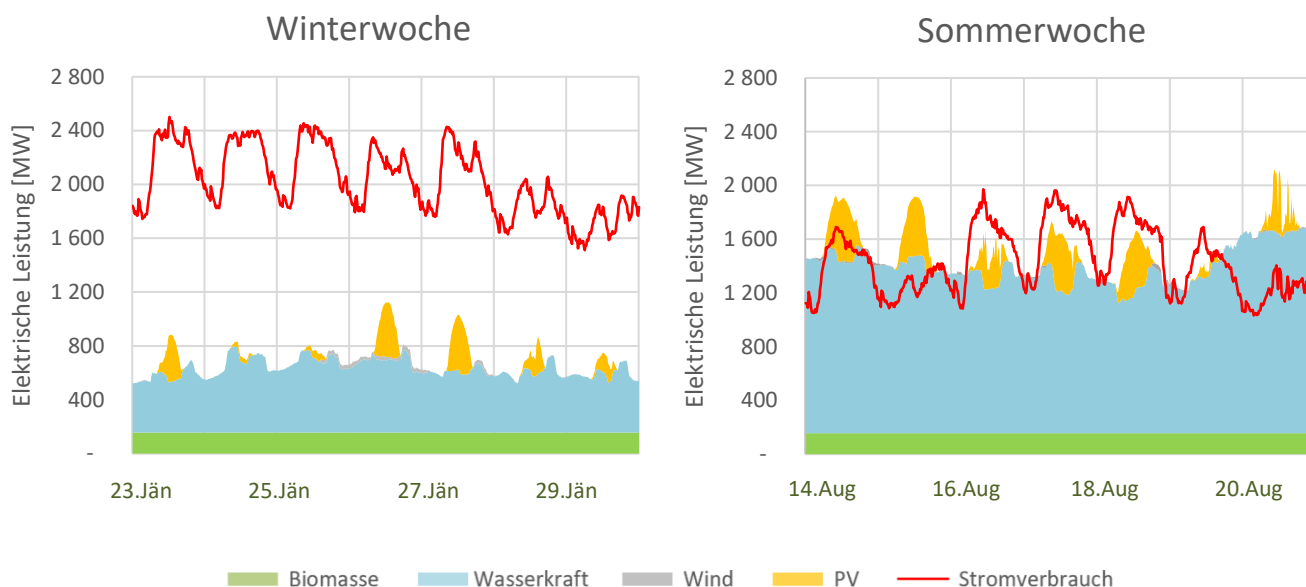


Abbildung 7-5: Stromerzeugung und -verbrauch im Trendszenario (BC)

Das Trendszenario ist durch die Annahme einer linearen Entwicklung von Verbrauch und Ausbau erneuerbarer Energieträger charakterisiert. Diese Annahmen ergeben, dass der Verbrauch in allen Sektoren steigt und der Ausbau der erneuerbaren Energieträger gering ausfällt. Es wird dieses Szenario untersucht, um zu erkennen, ob auch bei geringem Ausbau von erneuerbaren Energiequellen und stetiger Steigerung des Verbrauchs Sektorkopplungstechnologien einen Vorteil hinsichtlich der Entlastung der bestehenden Energieinfrastruktur bringen. In der Abbildung 7-5 sind Erzeugung und der Verbrauch im Stromsektor in einer Winter- (links) und Sommerwoche (rechts) dargestellt. Diese repräsentieren jeweils typische Wochen und sollen so den jahreszeitlichen Unterschied widerspiegeln. Rot stellt dabei den Stromverbrauch des Base-Case dar. In Flächen unterschiedlicher Farben ist die Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen kumulativ abgebildet. Die Differenz zwischen der Erzeugung und dem Verbrauch ergibt die Residuallast des Trendszenarios. Die erhaltenen Daten im Stromsektor sind Lastflussdaten von Umspannwerken. Da in der Mittel- und Niederspannungsebene allerdings auch Stromerzeuger lokalisiert sind (zum größten Teil Biomasseanlagen), handelt es sich daher bei den Daten nicht um den tatsächlichen Stromverbrauch. Aufgrund einer anteilmäßigen Deckung dieser Stromerzeuger wird, um den tatsächlichen Stromverbrauch des gesamten

Gebietes zu bestimmen, in weiterer Folge vereinfacht die Summe der Lastflüsse der Verbraucherzellen (erhaltene Daten) abzüglich der Biomasseerzeugung (Jahreserzeugungsmenge wird konstant über das gesamte Jahr erzeugt) als Residuallast angenommen. Somit kann der Stromverbrauch für 2017 nach Gleichung 7-2 mit Hilfe der Jahreserzeugungsmengen der Statistik Austria [9] für Biomasse, Windkraft und PV, den erhaltenen Erzeugungsprofilen für Windkraft und Photovoltaik und den gemessenen Werten der Umspannwerke für die Wasserkraft berechnet werden. Über die Verbrauchsentwicklung (in Prozent), die in der jeweiligen Szenariendefinition (Kapitel 6) prognostiziert wurde, wird somit der Stromverbrauch des jeweiligen Zukunftsszenario bestimmt (Gleichung 7-3).

$$\text{Stromverbrauch 2017} = \text{Residuallast} + |\text{erneuerbare Energieerzeugung}| \quad (7-2)$$

$$\text{Stromverbrauch} = \text{Stromverbrauch 2017} \cdot \text{Verbrauchsentwicklung} \quad (7-3)$$

Ist die Erzeugung größer als der Verbrauch, wie in der Sommerwoche z.B. am 14. August, kommt es zu einem Stromüberschuss und zu negativen Residuallasten. Dies ist im Trendszenario im Sommer der Fall und ist vor allem einer höheren Wasserkraftproduktion und einem geringeren Stromverbrauch als in der Winterwoche geschuldet.

7.3.1 Lastflussanalyse

Eines der Hauptergebnisse der Berechnungen mit dem Programm HyFlow stellt der Lastfluss aus bzw. in das betrachtete Gebiet dar. Es wird daher im ersten Schritt der Bilanzgrenzen überschreitende Summenlastfluss im Stromsektor über den Zeitraum eines ganzen Jahres betrachtet und mit der Residuallast verglichen. In Abbildung 7-6 ist in hellblau der Lastfluss des Base-Case, in dunkelblau die Residuallast des Trendszenarios in GW abgebildet. Es wurde, um eine bessere Übersicht zu erhalten, nur ein Fall (Base-Case) dargestellt. In den anderen Fällen sieht der Lastfluss ähnlich aus. Konkrete Unterschiede sind nur in einer kleineren Zeitauflösung ersichtlich (siehe Abbildung 7-7). Durch den Einsatz der Kraftwerkshybridelemente wird die benötigte importierte Strommenge in den Wintermonaten reduziert, sprich der Lastfluss ist niedriger als die Residuallast. Die Importe in diesem Zeitraum lassen daher schließen, dass die Kraftwerkskapazität nicht ausreicht, um den Strombedarf zu decken. Negative Residuallastspitzen (werden in der Grafik vom Lastfluss im BC verdeckt) zeigen sich im Lastfluss durch einen Stromexport (negativer Lastfluss), der um die Netzverluste geringer als die Residuallast ist. In den anderen drei Fällen werden Sektorkopplungstechnologien untersucht, die negative Residuallasten auch nutzen können um diese zu reduzieren. Im Base-Case werden diese ohne Nutzung exportiert. In den Zeiträumen, in denen die Residuallast positiv ist und sich der Lastfluss auf der Nulllinie

befindet, wird der Strombedarf durch den Kraftwerkspark in Oberösterreich gedeckt. In Zahlen bedeutet das, dass 54% des gesamten Jahres die Kraftwerkskapazität nicht ausreicht, 18% ein Überschuss an elektrischer Energie vorhanden ist und 28% des Jahres der Strombedarf durch die lokalen Kraftwerke gedeckt werden kann. Der Maximalwert des Stromlastflusses beträgt 1.221 MW (Import) und der minimale -757 MW (Export). Das bedeutet auch in weiterer Folge, dass für eine vollständige Deckung des Strombedarfs der positive Maximalwert an Kraftwerkskapazität benötigt werden würde und Sektorkopplungstechnologien wie z.B. eine Power-to-Gas-Anlage maximal 757 MW an Überschussstrom nutzen kann. Wie bereits oben erwähnt wäre diese aber nur 18% des Jahres in Betrieb, wenn diese nur Überschussstrom nützen würde.

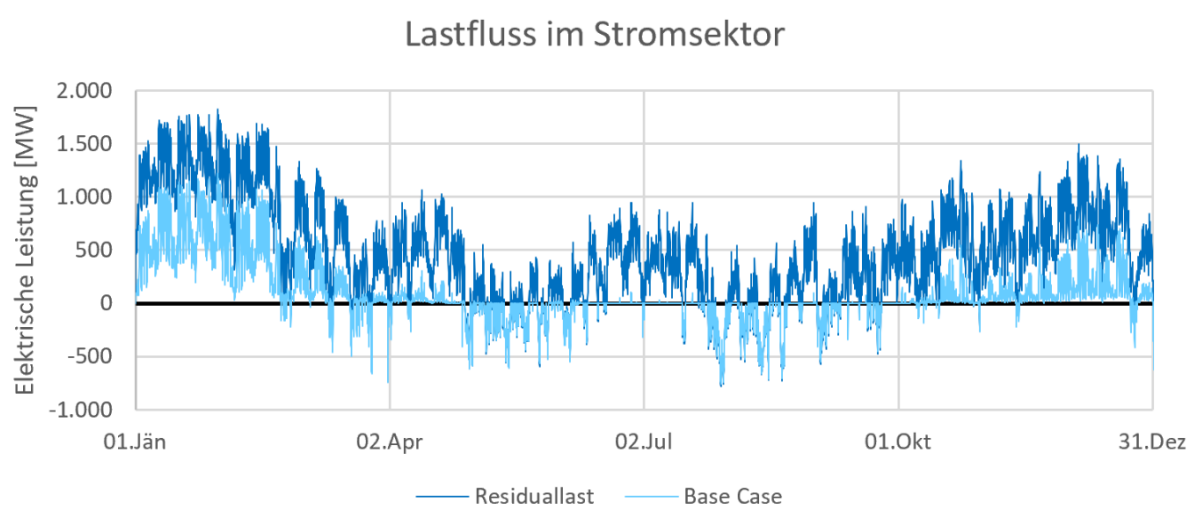


Abbildung 7-6: Stromlastflussanalyse im Trendszenario

Eine genauere Betrachtung des Lastflusses ist in den unterschiedlichen Fällen des Einsatzes von sektorkoppelnden Technologien in der dargestellten Winter- und Sommerwoche in Abbildung 7-7 zu sehen. Dabei kann auch der Unterschied zwischen den Fällen am Stromlastfluss festgestellt werden. Die Winterwoche ist geprägt durch einen hohen Strombedarf, der durch die Kraftwerkshybridelemente (in diesem Fall GuD-Anlagen) gedeckt werden soll. In keinem der untersuchten Fälle reicht die Kraftwerkskapazität aus um den Strombedarf zu decken, was am positiven Lastfluss (Import) erkennbar ist. Im Base-Case ist der Import am geringsten, da dabei auch keine zusätzlichen Stromverbraucher wie Wärmepumpen oder Elektroautos am Stromnetz angeschlossen sind. Danach folgt der EV-Fall, gefolgt von HP und AC. Zudem ist durch einen Vergleich mit Abbildung 7-5 erkennbar, dass zu Zeiten, in denen die Photovoltaik Strom produziert der Lastfluss reduziert wird und Schwankungen der Residuallast entstehen. Am 26. Jänner kommt es in allen vier Fällen durch die Photovoltaik zu einer Reduktion des Lastflusses um die Mittagszeit von über 500 MW in

nur 3 Stunden. In der Sommerwoche treten nur negative Residuallasten auf. Dabei ergibt sich vor allem im AC ein Unterschied zu den anderen Fällen, da in diesem die Power-to-Gas-Anlage in Betrieb geht und diese Energie nutzt, um in Gas umzuwandeln. Im HP und EV Fall reichen die Kapazitäten der Sektorkopplung nicht aus um negative Residuallasten in der Sommerwoche zu nutzen.

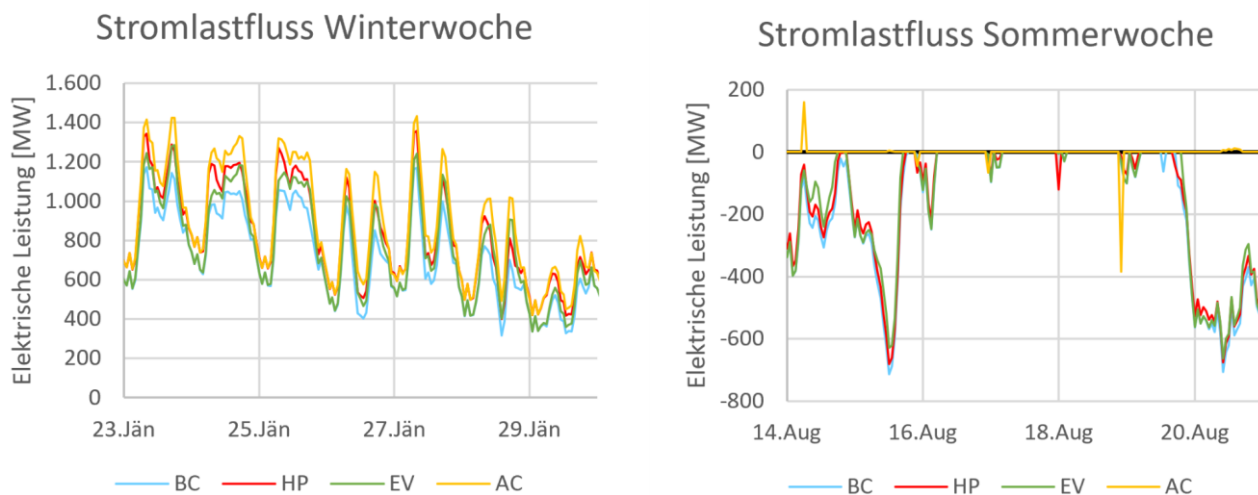


Abbildung 7-7: Stromlastflussanalyse anhand von Beispielwochen im Trendszenario

Die importierte und exportierte Gasmenge ist in Abbildung 7-8 in hellblau zu sehen. Die Residuallast ist dunkelblau dargestellt. Die Differenz der beiden Kurven kommt durch die Hybridelemente zustande. Das Programm berechnet über die Hybridelemente (Gaskraftwerke, Gasbrenner) einen zusätzlichen Gasbedarf, da der Heizwärme- und Strombedarf durch diese gedeckt werden. In der Residuallast ist allerdings nur der Gasbedarf der Industrie zu finden, da in dieser noch keine Umwandlungsmengen von Hybridelementen berücksichtigt worden sind. Somit wird durch den Einsatz von Gaskraftwerken und Gasbrennern der Gasverbrauch deutlich erhöht und er bekommt die Form einer Badewannenkurve. Der maximale Import des Lastflusses beträgt im BC 6.124 MW. Im EV-Fall ist dieser in etwa gleich groß. Durch die Substitution der Gasbrenner durch Wärmepumpen im HP und Advanced-Case kann der maximale Import auf 4.944 MW gesenkt werden, was allerdings wie in Abbildung 7-7 logischerweise zu einer Erhöhung des Verbrauch im Stromsystem und zu verstärkten Lastspitzen um 151 MW im HP und 224 MW im AC führt.

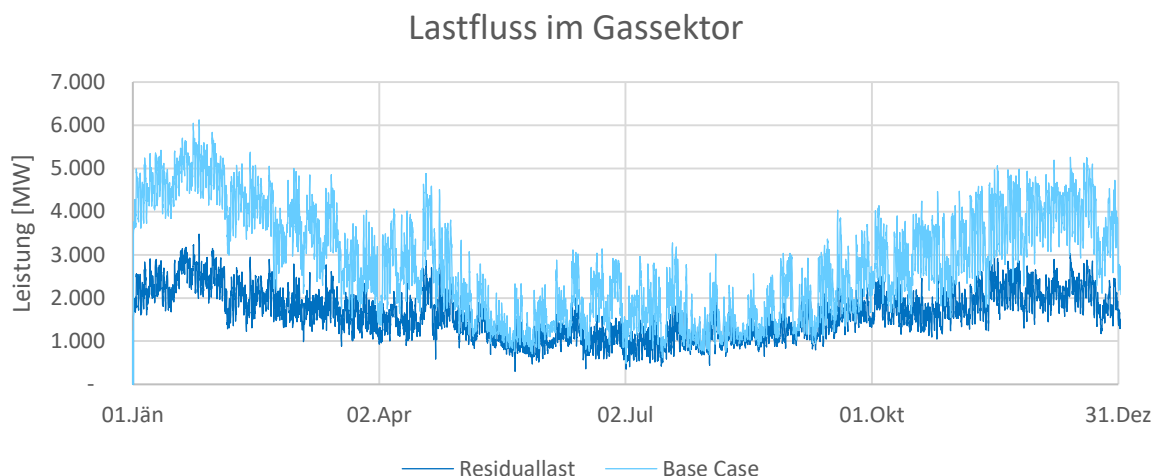


Abbildung 7-8: Gaslastflussanalyse im Trendszenario

Im Wärmesektor kann kein Lastfluss aus/in das Gebiet dargestellt werden, da nur in bestimmten Zellen Fernwärmenetze existieren. Es ist somit in Abbildung 7-9 der kumulierte Wärmebedarf dargestellt. Dieser setzt sich zum einen aus dem Wärmebedarf der Fernwärmenetze und zum anderen aus dem Wärmebedarf, der durch Gasbrenner gedeckt wird, zusammen. Dieser Wärmebedarf bedingt auch einen Teil des Unterschieds der in Abbildung 7-8 dargestellten Kurven, da dieser Wärmebedarf ausschließlich im BC durch Gasbrenner und Gaskraftwerke gedeckt wird. Wärme, die durch Biomasse erzeugt wird, ist aufgrund der Residuallastdefinition unter Punkt 6.1.1.3 im Wärmesektor bereits abgezogen.

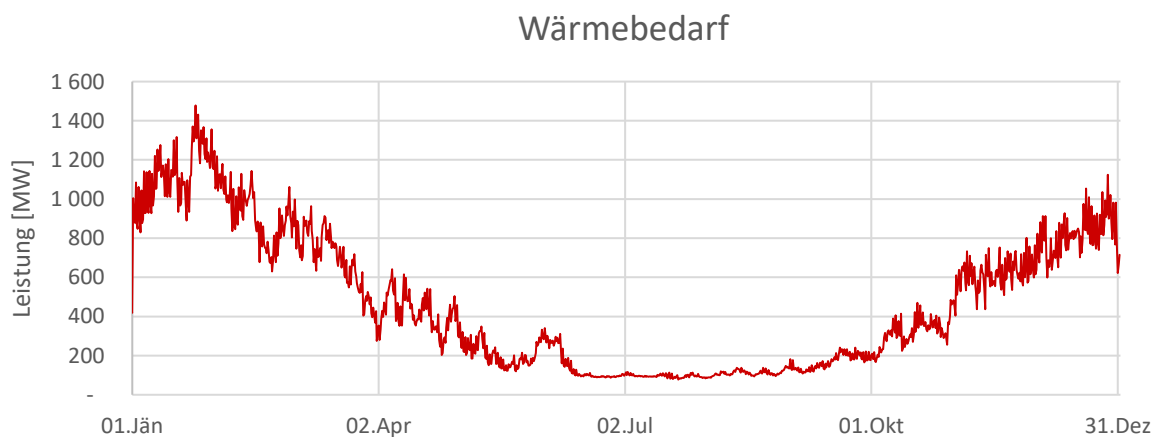


Abbildung 7-9: Lastfluss des Wärmesektors

Wie im Gas- und Stromsektor ist dieser Bedarf wiederum über den Zeitraum eines Jahres dargestellt und folgt wie der Lastfluss im Gassektor einer Badewannenform. Der Maximalwert wird am 24.01. um 08:00 Uhr erreicht und beträgt 1.478 MW. Dieser Wert stellt somit den maximalen Wärmebedarf von Oberösterreich der durch Gas gedeckt wird in diesem Szenario dar.

7.3.2 Energiebezogene Analyse

Unter diesem Punkt werden Energiemengen im Zeitraum eines Jahres der drei Sektoren der verschiedenen Fälle und dem Referenzszenario, sowie auch Erzeugungs- und Verbrauchsenergiewerte von Hybridelementen miteinander verglichen. In Abbildung 7-10 ist die importierte (rot) und exportierte (grün) Strommenge als Balkendiagramm dargestellt. Durch den Stromanstieg im Trendszenario von rund 19% kommt es zu einer stärkeren Importabhängigkeit in Oberösterreich. Der Stromimport stieg zwischen Referenz und BC um 451 GWh was darauf zurückzuführen ist, dass die Kapazität der Kraftwerke in diesem Fall über einen längeren Zeitraum im Jahr nicht ausreicht. Zudem ist der Stromexport um 151 GWh zurückgegangen. Durch die Einbindung von Wärmepumpen bzw. EVs erhöht sich die benötigte importierte Energiemenge im Vergleich zum BC-Fall um 74 bzw. 163 GWh. Trotzdem bringen Wärmepumpen und Elektroautos Effizienzvorteile mit sich, die in diesem Diagramm allerdings nicht zu erkennen sind. Dies zeigt sich erst bei einer Betrachtung der substituierten fossilen Energie bzw. Primärenergie. Im Advanced-Case kommt es durch HP und EV zu einer deutlichen Stromimporterhöhung von 258 GWh gegenüber dem BC, was sogar mehr als der Summe aus den zusätzlichen Importen des HP- und EV-Falls entspricht. Durch die Einbindung der PtG-Anlage ebenfalls im AC konnte die exportierte elektrische Energiemenge auf 4 GWh reduziert werden.

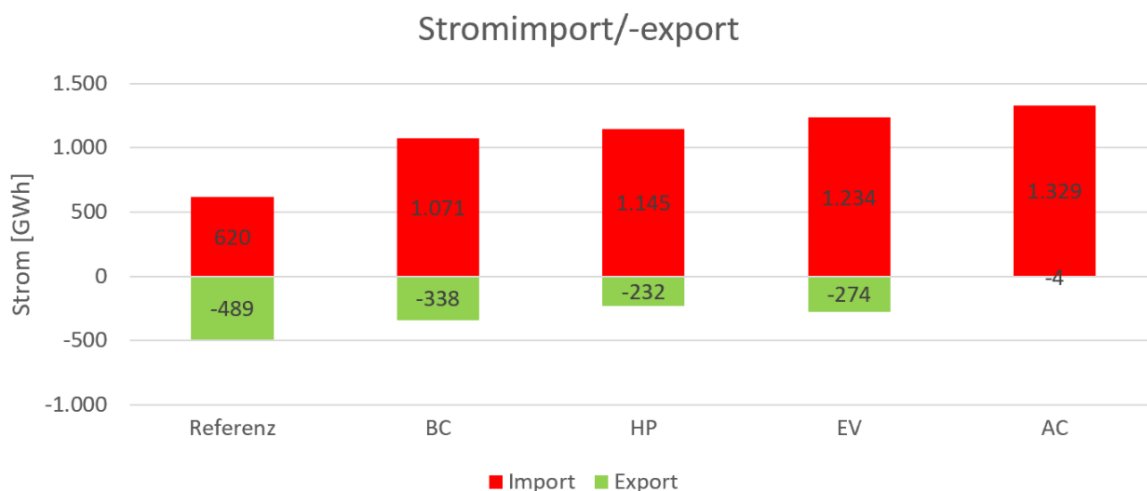


Abbildung 7-10: Energiemengenanalyse des Stromsektors im Trendszenario

Der Import und Export im Gassektor sind in Abbildung 7-11 dargestellt. Die exportierte Gasmenge ist in jedem Fall Null, da zu keinem Zeitpunkt negative Residuallasten in diesem Sektor erreicht werden. Hier steigt der Import im BC-Fall im Vergleich zum Referenzszenario um 2.114 GWh. Dies kann zum einen durch den erhöhten Kraftwerkseinsatz und zum anderen durch den Anstieg des Gasverbrauchs erklärt werden. Im HP-Fall kann mittels Substitution der

Gasbrenner durch Wärmepumpen der Gasimport um 947 GWh reduziert werden. Im EV-Fall kommt es durch den zusätzlichen Strombedarf zu einem zusätzlichen Gasimport durch die Kraftwerke von 463 GWh gegenüber dem BC-Fall.

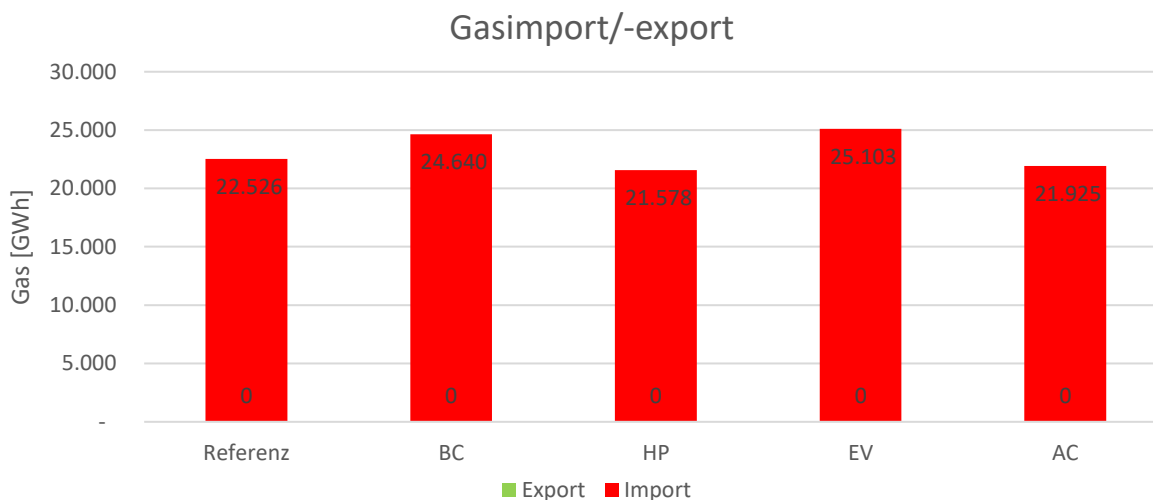


Abbildung 7-11: Energiemengenanalyse des Gassektors im Trendszenario

Für ein bessere Übersicht der Unterschiede der importierten und exportierten Energiemengen dient Abbildung 7-12, die einen Vergleich der erzeugten und verbrauchten Energiemengen durch Hybridelemente zeigt. Im positiven Bereich sind die Energieverbräuche, im negativen Bereich Energieerzeugungen zu sehen. Die Wärmeerzeugung (gelb) ist in jedem Fall des Trendszenarios fast gleich groß, wird allerdings im Base-Case und EV-Fall durch Gasbrenner und in den anderen beiden durch Wärmepumpen durchgeführt. Dies zeigt sich im Energieverbrauch der Hybridelemente, da im HP-Fall z.B. ein Stromverbrauch von 1.023 GWh zu erkennen ist, im BC jedoch kein Stromverbrauch durch Hybridelemente erfolgt. Im BC-Fall kommt es zu einem verstärkten Gaskraftwerkseinsatz, da die Stromerzeugung um 723 GWh und der Gasverbrauch um 1.536 GWh vom Referenzszenario zum BC-Fall steigt. Die weitere Erhöhung von BC auf HP bei der Stromerzeugung (845 GWh) lässt sich durch den verbesserten Stromwirkungsgrad der Gaskraftwerke (werden nicht mehr im KWK betrieben), der von 50% auf 58% steigt, sowie durch den zusätzlichen Strombedarf durch Wärmepumpen erklären. Allerdings sinkt der Brennstoffausnutzungsgrad der Gaskraftwerke. Die vorige These, dass im EV-Fall die Kraftwerke mehr erzeugen müssen, kann durch diese Abbildung bestätigt werden, da sowohl der Gasverbrauch um 465 GWh als auch die Stromerzeugung um 269 GWh steigt. Im AC-Fall werden 116 GWh Gas durch die Power-to-Gas-Anlage erzeugt, die damit einen höheren Stromverbrauch im Ausmaß von 177 GWh als im HP-Fall verursacht. Der höhere Gasverbrauch und die höhere Stromerzeugung im AC wird im Vergleich zum HP-Fall durch den erhöhten Stromverbrauch durch Elektromobilität bewirkt.

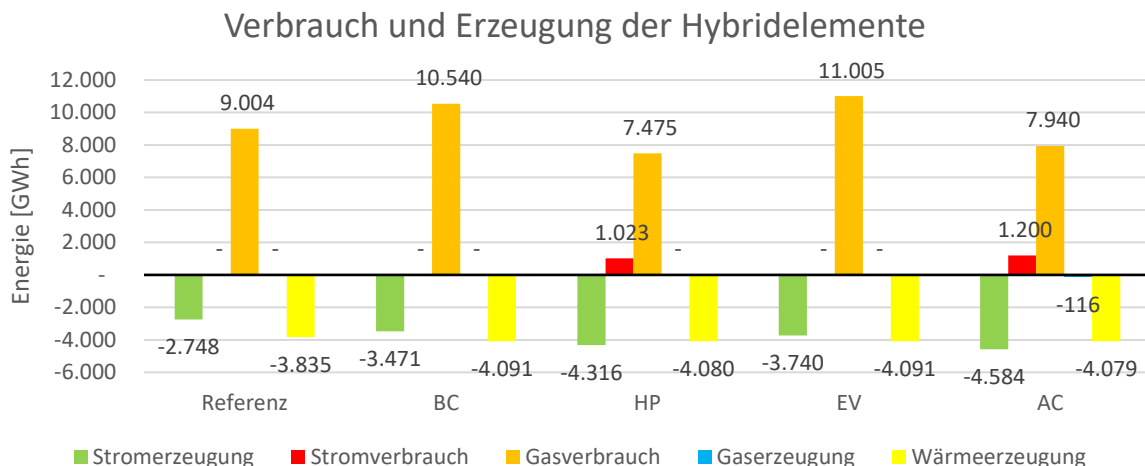


Abbildung 7-12: Verbrauch und Erzeugung der Hybridelemente im Trendszenario

Abbildung 7-13 zeigt den Bedarf an Primärenergie für die hier verwendeten Technologien. Zu beachten ist wiederum, dass diese angegebenen Energiemengen nicht dem kompletten benötigten Primärenergiebedarf von Oberösterreich entsprechen. Für diesen Vergleich werden die gleichen Annahmen wie unter Punkt 7.2 gemacht.

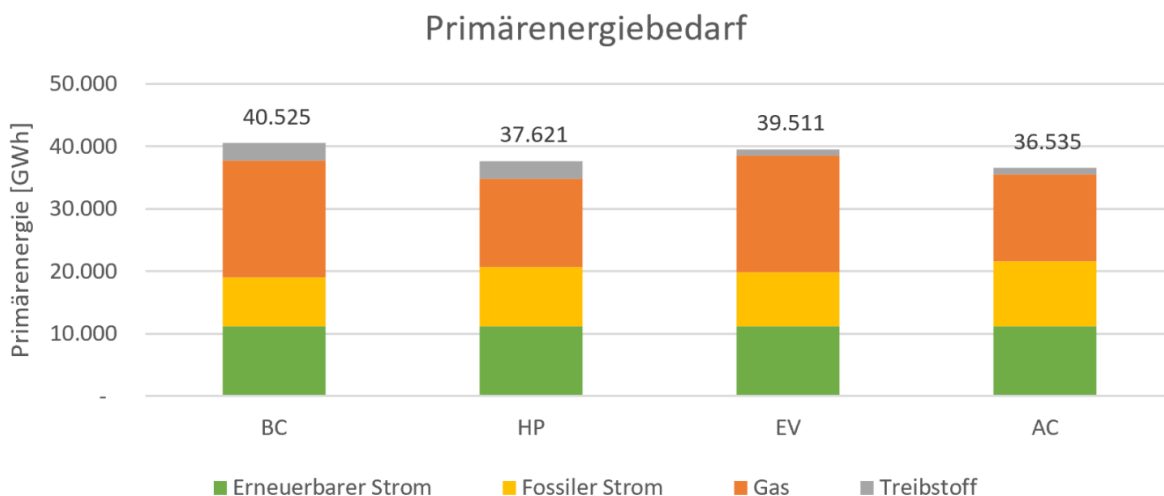


Abbildung 7-13: Vergleich des Primärenergiebedarfs im Trendszenario

Durch die Wärmepumpen können 2.904 GWh, durch die E-Mobilität 1.014 GWh und durch die Kombination im Advanced-Case mit zusätzlicher PtG-Anlage 3.990 GWh eingespart werden, was bei Letzterem einer Reduktion von 10% gegenüber dem BC entspricht.

7.3.3 Auswirkungen auf das elektrische Netz

Da es sich um ein „operational model“ handelt, können auch Leitungsbelastungen analysiert werden. Unter diesem Punkt wird auf die Auswirkungen der Sektorkopplung auf das elektrische Netz eingegangen. Die Analyse wird anhand der Leitungsbelastung je

Verbindungsleitung im elektrischen 110 kV Netz der Energie AG in Stunden, in denen Überlastungen auftreten, durchgeführt. Eine Auslastung von „1“ bedeutet, dass genau der gegebene maximale Dauerstrom durch die Leitung fließt und somit die Leitung vollständig ausgelastet ist. Unter „1“ könnte der Lastfluss erhöht werden, darüber wäre die Leitung überlastet. Über die Anzahl und Örtlichkeit der Überlastung kann in weiterer Folge abgeschätzt werden, wie und wo eine Erhöhung des zulässigen Dauerstromes und somit ein Netzausbau in Zukunft Sinn machen könnte.

Aus der Analyse dieses Szenarios ergeben sich Überlastungen, die in Tabelle 7-1 dargestellt sind. Blau markierte Leitungen in der Tabelle sind Verbindungen zu Umspannwerken, die rein für Wasserkraftwerke verwendet werden. Deren Überlastung kommt aufgrund des angenommenen Ausbaus der Wasserkraft in Oberösterreich zustande.

Tabelle 7-1: Leitungsüberlastungen im Trendszenario

		Überlastungen in Stunden			
Von	Nach	BC	HP	EV	AC
Ering	St. Peter/Jahrsdorf	4	4	4	4
Antiesenhofen	Egglfing	1	1	0	0
Ried	Timelkam	0	0	0	22
Egglfing	St. Peter/Jahrsdorf	6	6	4	4
Egglfing	Antiesenhofen	0	0	2	2
Timelkam	Vöcklabruck	14	201	21	263
Timelkam	Frankenmarkt	0	61	0	122
Timelkam	Lenzing	45	47	76	84
Traunfall	Steyrermühl	478	545	498	563
Steyrermühl	Traunfall	0	0	0	7
Laakirchen	Traunfall	0	0	0	1
Ohlsdorf	Steyrermühl	0	0	0	87
Ohlsdorf	Laakirchen	0	0	0	187
Staning	Ernsthofen	16	16	16	16
Garsten	Steyr Fischhub	31	31	31	31
Ternberg	Rosenau	33	33	33	33
Losenstein	Rosenau	27	27	27	27
Rosenau	Steyr Fischhub	37	43	40	46
Rosenau	Ernsthofen	5	3	4	1
Lambach	Traunfall	0	0	0	328
Lambach	Ohlsdorf	0	0	0	26
Ottensheim	Partenstein	0	29	14	102

Ergebnisse

Traun Pucking	Traun Feuerstein	38	38	38	38
Hütte Linz	Ebelsberg	1	1	1	1
Ernsthofen	Steyr Fischhub	10	9	22	19
Ernsthofen	Abwinden Asten	3	3	0	10
Fürstenzell	Pocking	0	0	14	1
Ebelsberg	Hütte Linz	49	49	27	27
SUMME Überlastung		749	1.098	845	2.025
Relative Überlastung		0,09%	0,13%	0,10%	0,24%
Netzverluste Gesamt [GWh]		77	79	79	88

Durch den steigenden Stromverbrauch kommt es zu einem Zeitraum von summiert 749 Stunden in denen im Base-Case Überlastungen auftreten. Durch Wärmepumpen kommt es gegenüber dem BC-Fall zu einer zusätzlichen Erhöhung der Überlastungen von 349 Stunden. Im EV-Fall steigen die Überlastungen im Vergleich zum BC um nur 96 Stunden an. Beide Anstiege sind auf den erhöhten Strombedarf zurückzuführen. Im AC kommt es zu den häufigsten Überlastungsstunden von 2.025 was auf den noch höheren Stromverbrauch als im HP- oder EV-Fall zurückzuführen ist.

BC-Fall

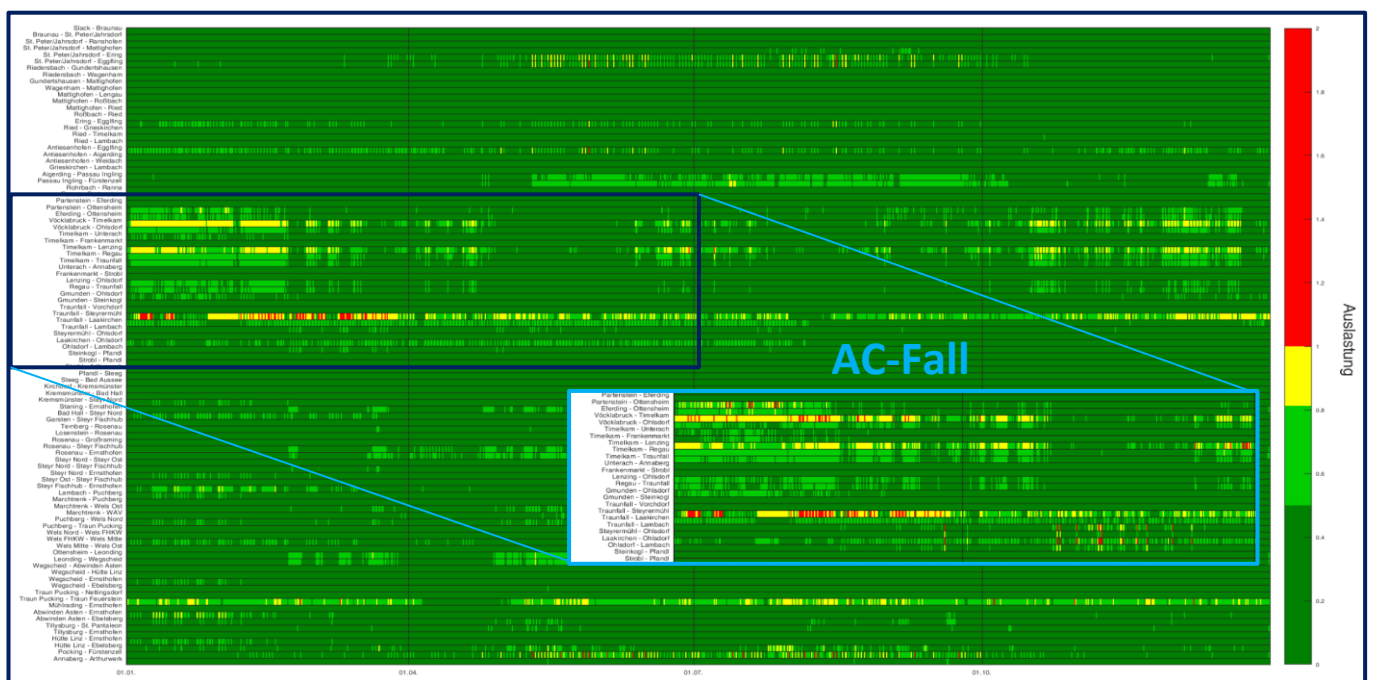


Abbildung 7-14: Leitungsüberlastung im Trendszenario

Die Überlastungen sind über das gesamte Netzgebiet der Energie AG Oberösterreich verstreut, treten aber, wie die Abbildung 7-14 zeigt, meist nur kurzzeitig über das Jahr gesehen auf (meist nur eine oder zwei Stunden lang). In dieser Abbildung sind am linken Bildrand

verschiedene Verbindungen von Umspannwerken dargestellt. Die x-Achse stellt eine Zeitachse mit dem Zeitraum eines Jahres dar. Rot markierte Flächen stehen für Überlastungen. Die Leitung zwischen Traunfall und Steyrermühl ist über einen längeren durchgehenden Zeitraum überlastet. Dies ist auf den steigenden Verbrauch zurückzuführen. Nicht außer Acht darf bei dieser Leitung allerdings auch nicht eine ungenaue Berechnung des Lastflusses gelassen werden, da es sich um eine Leitung in einem vermaschten Netzgebiet handelt. Gelb markierte Flächen kennzeichnen eine Auslastung von 80 bis 100%. Leitungen mit häufigen gelben Flächen müssen bei einer fortschreitenden Elektrifizierung anderer Sektoren in Zukunft ausgebaut werden wie der Vergleich des BC mit dem AC-Fall zeigt. Die Überlastungen treten zudem meist zu Beginn des Jahres auf, was auf den dort höheren Stromverbrauch und geringere erneuerbare Erzeugung zurückzuführen ist.

Der zusätzliche Stromverbrauch bedingt somit, dass das elektrische Netz auf der 110 kV Ebene teilweise überlastet wird. Die Sektorkopplung begünstigt dies, da sie den Stromverbrauch zusätzlich erhöht. Entweder, man regelt in Zukunft zusätzliche Sektorkopplungstechnologien nach netzschonenden Kriterien, oder kann den Stromverbrauch eindämmen um eine Überlastung des Netzes zu verhindern.

7.3.4 Zusammenfassung durch Key Performance Indicators (KPIs)

Für einen besseren Überblick dieses Szenario sind die wichtigsten Werte und Daten als KPIs in der nachfolgenden Tabelle anschaulich dargestellt.

Tabelle 7-2: KPIs des Trendszenarios

KPIs	BC	HP	EV	AC
Autarkiegrad Leistung (Strom)	46%	73%	44%	76%
Autarkiegrad Leistung (Gas)	0%	0%	0%	0%
Autarkiegrad Energie (Strom)	96%	101%	94%	100%
Autarkiegrad Energie (Gesamt)	34%	38%	35%	40%
Anteil RES (Strom)		67%		
Ausbaugrad RES (Strom)		72%		
Primärenergiebedarf [GWh]	40.525	37.621	39.511	36.535
Primärenergiefaktor	1,13	1,05	1,14	1,06
Relative Überlastung	0,09%	0,13%	0,10%	0,24%

Durch den höheren Stromwirkungsgrad im HP und AC kann der Leistungsautarkiegrad im Stromsektor um 27% bzw. 30% im Vergleich zum BC erhöht werden. Gesamt betrachtet (Verkehrssektor ist nur mit den 432.000 Fahrzeugen mitgerechnet) kann der Autarkiegrad durch Sektorkopplung in allen drei Fällen gegenüber dem BC erhöht werden. Durch Wärmepumpen kann im Vergleich zum BC der Primärenergiefaktor um 0,08 verringert werden. Bei der Elektromobilität kann zwar Primärenergie im Vergleich zu BC eingespart werden. Durch den dadurch ebenfalls geringeren Endenergiebedarf und da Strom zusätzlich importiert werden muss, kann aber in diesem Fall der Primärenergiefaktor nicht verringert werden. Aus diesem Grund ist auch der Faktor im AC höher als im HP-Fall. Es ist somit aus Tabelle 7-2 ersichtlich, dass durch Sektorkopplung bei gleichbleibendem Ausbau der erneuerbaren Energieträger Primärenergie eingespart wird und somit der Autarkiegrad in Leistung als auch in Energie erhöht werden kann. Es kommt dabei aber vor allem auch auf die Sektorkopplungstechnologie als auch auf die Regelung dieser an, da eine falsche Regelung zu zusätzlichem Stromverbrauch zur falschen Zeit und zu einer Überlastung des Netzes führt.

7.4 Ergebnisse des Klima- & Energiestrategieszenarios

Das Klima- & Energiestrategieszenario ist nach Vorgaben der Politik und Annahmen von Agenturen definiert worden. Daraus ergibt sich eine stärkere Einbindung von erneuerbaren Energiequellen und ein gleichbleibender Gesamtendenergieverbrauch im Vergleich zu heute. Durch den größeren Ausbau der erneuerbaren Energieträger (hauptsächlich PV) treten nun auch im Winter negative Residuallasten auf, wie dies in der Abbildung 7-15 zu erkennen ist. In der Sommerwoche geschieht dies nun auch deutlich öfter als im Referenzszenario. Sind es im Referenzszenario 69% der Zeit in der Sommerwoche, in der negative Residuallasten auftreten, sind es in diesem Szenario bereits 89% der gesamten Woche. Die Kombination aus wesentlich höherer Wasserkrafterzeugung und PV sowie sinkendem Stromverbrauch machen den größten Unterschied zwischen Winter- und Sommerwoche aus (116 GWh Erzeugung in der Winterwoche und 289 GWh in der Sommerwoche durch Wasserkraft und PV). Die extremen Erzeugungsspitzen durch Photovoltaik gilt es durch Sektorkopplungsoptionen zu nutzen und zu minimieren, um die Auswirkungen auf das elektrische Netz in Grenzen zu halten und zudem andere Sektoren zu dekarbonisieren.

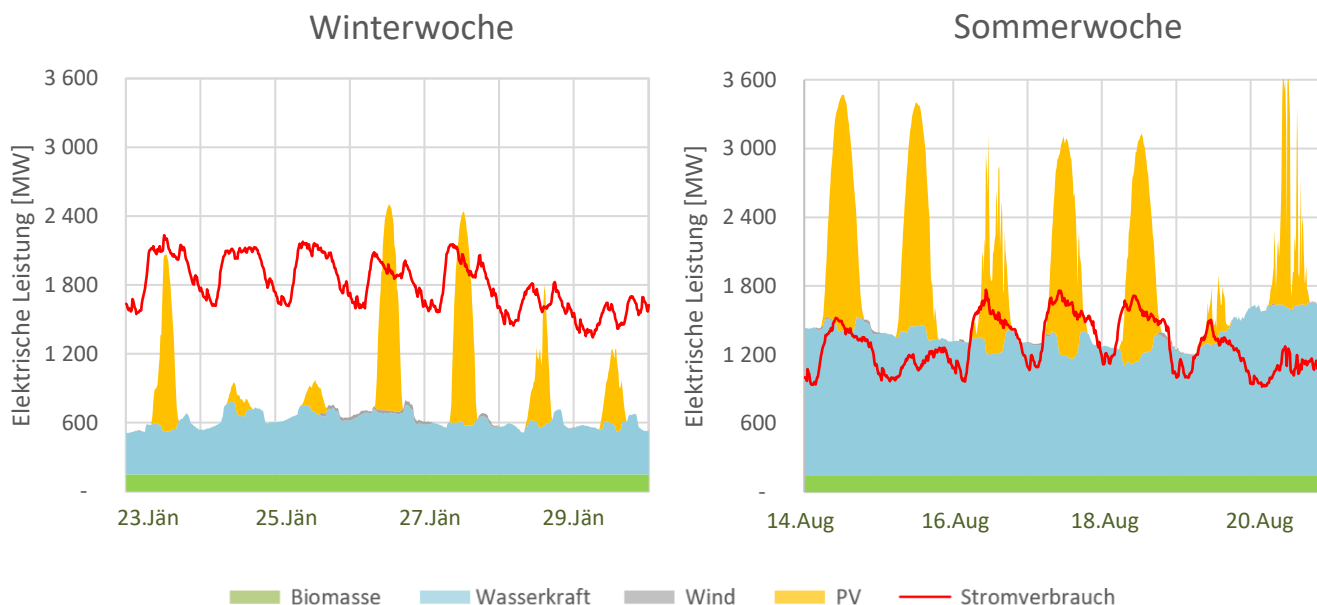


Abbildung 7-15: Stromerzeugung und -verbrauch im Klima- & Energiestrategieszenario (BC)

7.4.1 Lastflussanalyse

In Abbildung 7-16 ist der Vergleich der Residuallast des Klima- & Energiestrategieszenarios und der Lastfluss des Advanced-Case dargestellt. Im Gegensatz zum Trendszenario wurde hier der Advanced-Case dargestellt, um somit über das gesamte Jahr zu zeigen, wie der Lastfluss aussieht, wenn auch negative Residuallasten genutzt werden können. Im Advanced-Case kann exakt 81% des Jahres die Residuallast ausgeglichen werden. In den restlichen 19%, die vermehrt in den Herbst- & Wintermonaten auftreten, reicht die Kraftwerkskapazität auch in diesem Szenario nicht aus um den Strombedarf zu decken.

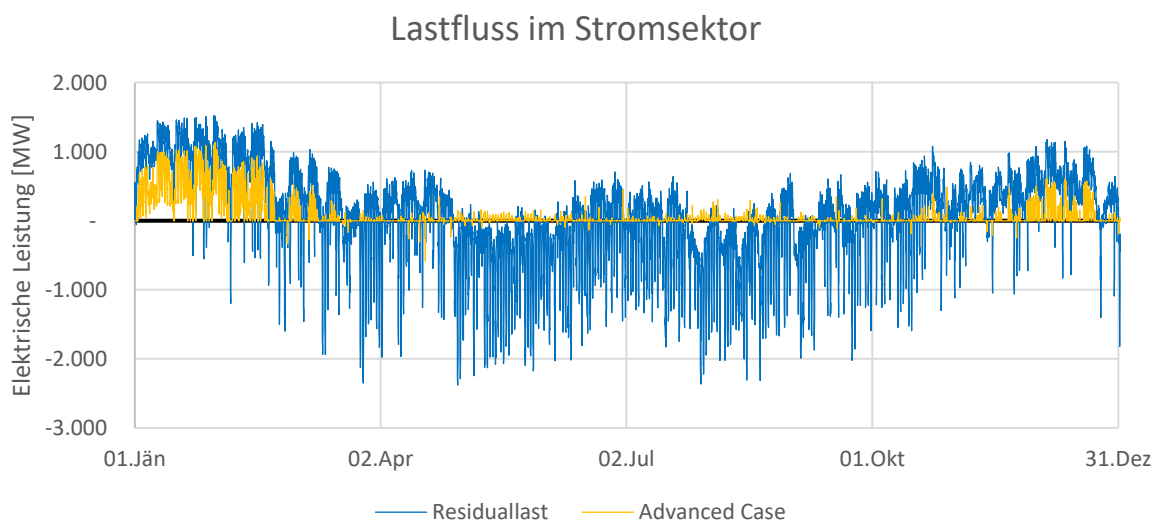


Abbildung 7-16: Stromlastflussanalyse im Klima- & Energiestrategieszenario

Der maximale Leistungsbedarf beträgt im AC 1.131 MW. Der maximale Stromüberschuss der Residuallast, der genutzt werden kann, liegt bei -2.382 MW. Dadurch, dass dieser Überschuss größtenteils durch PV bezogen ist, führt er zu erheblichen Residuallastschwankungen in den Frühlings- und Sommermonaten. Die maximale Schwankung pro Stunde steigt im Vergleich zum Referenzszenario um 355% an. Durch die Sektorkopplungstechnologien können diese Residuallastschwankungen genutzt und minimiert werden, wie Abbildung 7-17 zeigt. In diesem Diagramm ist die Rampenrate, sprich die Änderung des Lastflusses bzw. Residuallast pro Stunde, sortiert nach Größe über den Zeitraum eines Jahres dargestellt. Durch den Vergleich von AC und Residuallast kann festgestellt werden, dass durch die eingebundenen Sektorkopplungstechnologien im Advanced-Case die maximale Schwankung der Residuallast um 1.251 MW/h gesenkt werden kann.

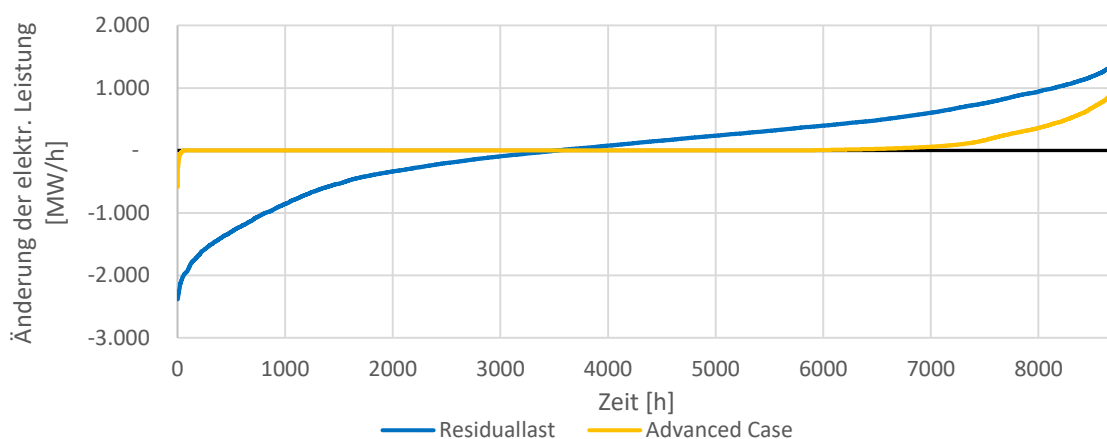


Abbildung 7-17: Vergleich der Rampenrate zwischen Residuallast und Advanced-Case im Klima- & Energiestrategiezenario

Der Vergleich des Lastflusses der vier Fälle in Abbildung 7-18 zeigt, dass im AC und HP-Fall die negativen Residuallasten in der Winterwoche genutzt werden, um die thermischen Speicher zu füllen bzw. die PtG-Anlage zu betreiben. Dies lässt sich daran erkennen, dass z.B. am 27. Jänner der Stromlastfluss zur Mittagszeit im AC und HP-Fall null und in den anderen beiden Fällen negativ ist. In der Sommerwoche kommt es im Vergleich zum BC-Fall durch die Wärmepumpen zu einer Reduktion der Überschusspitzen von 3% und durch Elektrofahrzeuge um 2%. In der Winterwoche erhöhen sich diese durch die HP und EV um 14% bzw. um 13%. Die Reduktion der Lastspitzen in der Winterwoche könnte durch eine dementsprechende Regelung verhindert werden. Das Programm nimmt darauf keine Rücksicht. Man könnte jedoch das Laden der Elektroautos bzw. den Betrieb der Wärmepumpe so regeln, dass jene Zeiten vermieden werden, in denen die Spitzen auftreten. Zum Beispiel würde sich das Laden der Elektrofahrzeuge in den Nachtstunden anbieten. Der Advanced-Case ist der Einzige, der

negative Residuallasten im Sommer nutzen kann, da im HP-Fall der Wärmebedarf für eine Nutzung zu gering ist und die thermischen Speicher vollständig gefüllt sind.

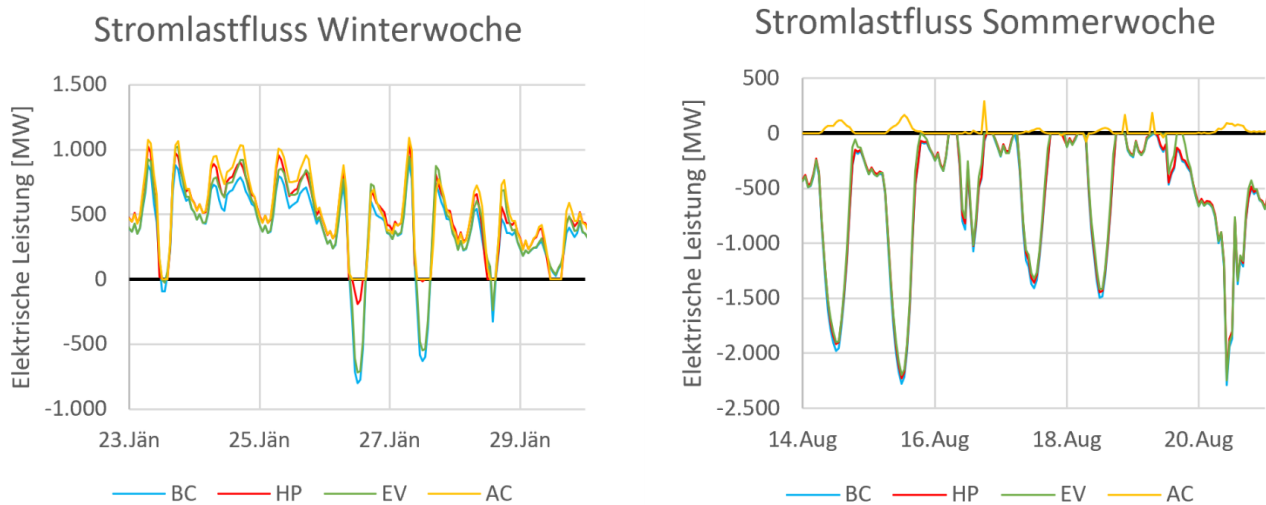


Abbildung 7-18: Stromlastflussanalyse anhand von Beispielwochen im Klima- & Energiestrategieszenario

In Abbildung 7-19 ist der Vergleich der Residuallast mit dem Advanced-Case dargestellt, wobei zusätzlich in hellblau noch der BC zu sehen ist. Durch den Vergleich von AC und BC ist der Einfluss der Wärmepumpen, E-Mobilität und Power-to-Gas Anlagen zu erkennen. Die Differenz von AC und Base-Case in den Wintermonaten ist durch die Substitution der Gaskessel durch Wärmepumpen bedingt. In den Sommermonaten ist der AC-Lastfluss sogar geringer als die Residuallast, was durch die Erzeugung der Power-to-Gas-Anlage bewirkt wird. Die maximal benötigte Leistung beträgt im BC 5.679 MW. Im AC reduziert sich diese auf 4.636 MW. Durch die Nutzung der Stromerzeugungsspitzen in den Sommermonaten mittels PtG, gelingt es sogar kurzzeitig die Residuallast im Gassektor auf null zu senken.

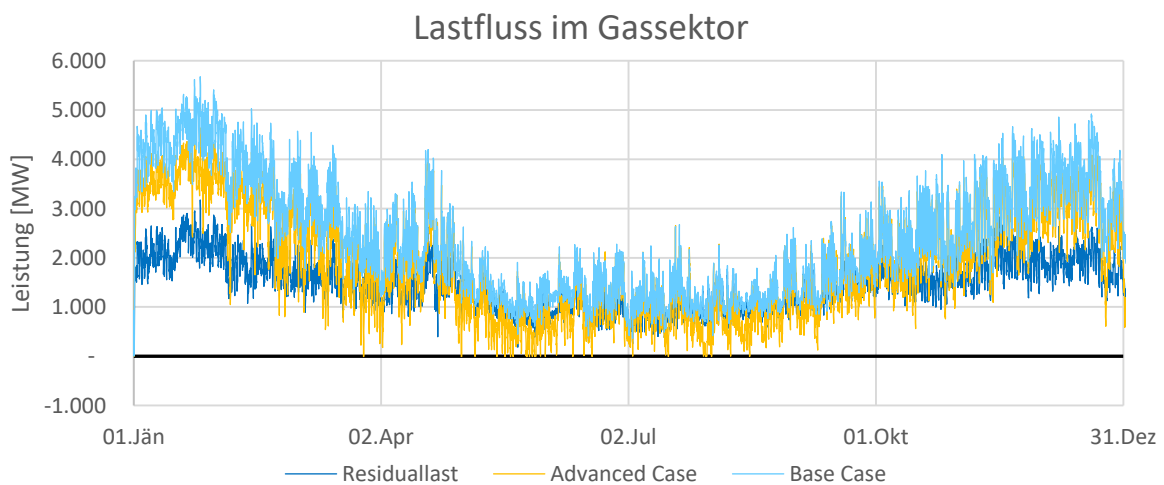


Abbildung 7-19: Gaslastflussanalyse im Klima- & Energiestrategieszenario

7.4.2 Energiebezogene Analyse

Die importierte Strommenge kann gegenüber dem Referenzszenario im Base-Case und HP-Fall um 81 bzw. 83 GWh gesenkt werden (Abbildung 7-20). Durch die Einbindung der erneuerbaren Energiequellen ergibt sich eine Erhöhung der exportierten Strommenge von 1.719 GWh (BC) und 1.376 GWh (HP). Im HP-Fall ist die exportierte Strommenge aufgrund des zusätzlichen Strombedarfs der Wärmepumpen im Vergleich zum BC etwas geringer. Dies hängt auch damit zusammen, dass Überschussenergie in thermischen Speichern gespeichert wird. Dennoch sind dies erhebliche zu exportierende Strommengen, die wie im Advanced-Case gezeigt, genutzt und gespeichert werden müssen, sofern diese nicht wo anders verbraucht werden können. Die Stromspeicher können im AC 387 GWh elektrische Energie zwischenspeichern, was lediglich 18% des exportierten Stroms des Base-Case entspricht. Bei genauerer Betrachtung hat sich herausgestellt, dass die Residuallast der Zellen, die durch die Zellengröße bestimmt wird, als Problem für die geringe Nutzung der elektrischen Zellspeicher verantwortlich ist. Durch gewählte Zellgröße kommt es meist zu Extremfällen der Residuallast in den Zellen, die entweder über das gesamte Jahr negativ oder positiv ist und somit den Speicher nicht nutzen können (siehe dazu Regelung von zelldienlichen Speichern unter Punkt 4.2.3). Es liegt somit auch an der Zellengröße sowie der Programmregelung, dass die Nutzung der elektrischen Zellspeicher gering ausfällt. Dennoch zeigt diese Analyse auch, dass die implementierten Stromspeicher, welche dezentral gelegene Speicher nachbilden, nicht ausreichen, um diese großen Energiemengen über lange Zeiten zu speichern. Es bedarf somit anderer Optionen wie PtG, um die elektrische Energie über längere Zeiträume vor allem für diese Energie- und Leistungsmengen speichern zu können. Zudem würde ein Export von 2.208 GWh zu erheblichen Problemen im Netz oder zum Abregeln von erneuerbaren Energieträgern führen, wenn keine saisonalen Speicher (z.B. PtG) in gesamt Europa vorhanden wären.

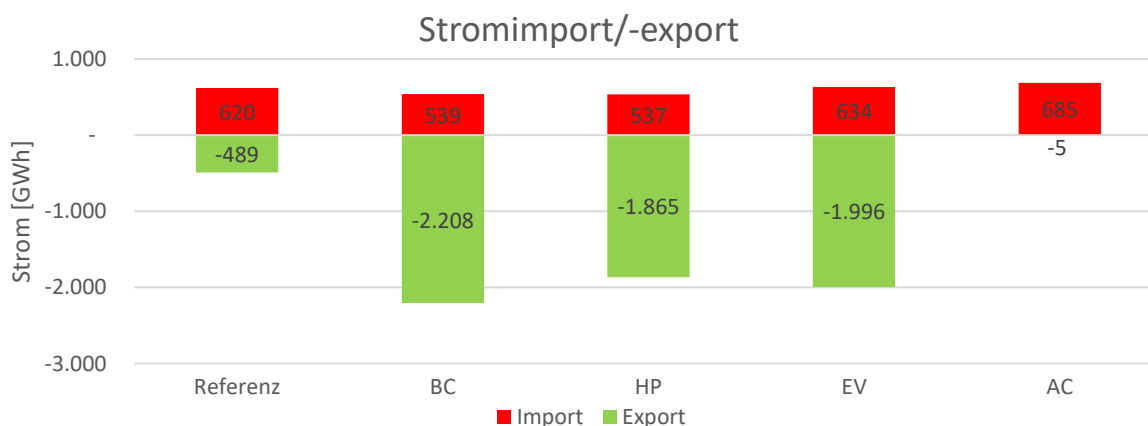


Abbildung 7-20: Energiemengenanalyse des Stromsektors im Klima- & Energiestrategiezenario

Im Gassektor kann in diesem Szenario in allen Fällen der Gasimport unter das Niveau des Referenzszenarios gesenkt werden (siehe Abbildung 7-21). Mit 16.882 GWh ist der Gasverbrauch dabei im AC am geringsten, was auf die Wärmepumpen und die Produktion der PtG-Anlage zurückzuführen ist. Exportiert wird dennoch in keinem der vier Fälle, was allerdings auch erst möglich wäre, wenn die negative Residuallast so groß wäre, dass die Einspeicherleistung der großen Gasspeicher nicht mehr ausreichen würde oder diese vollständig gefüllt wären. Gegenüber dem Referenzszenario kann der Gasverbrauch dennoch um 5.644 GWh oder 25% reduziert werden. Trotzdem gelingt es nach den momentanen Klima- & Energiestrategien nicht den Gassektor mithilfe von Überschussstrom zu dekarbonisieren, was aber auch nicht das Ziel ist.

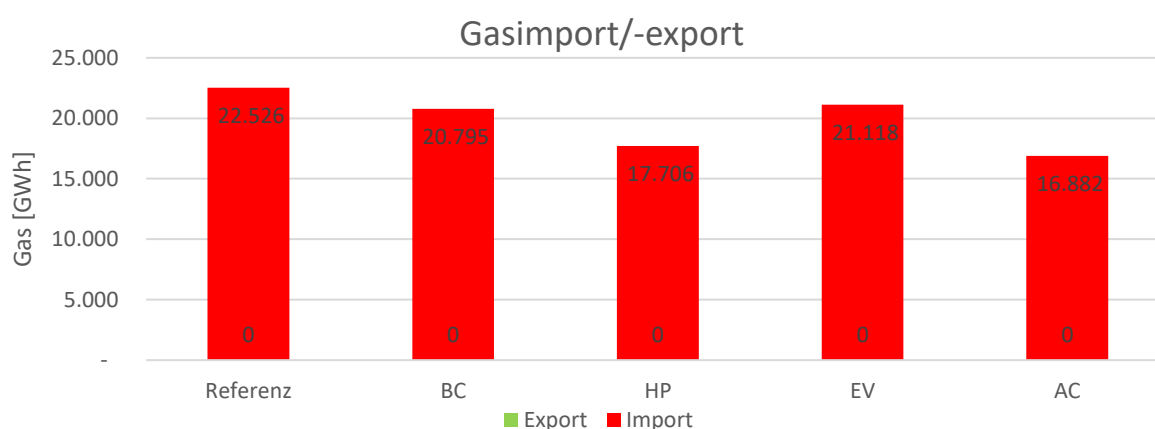


Abbildung 7-21: Energiemengenanalyse des Gassektors im Klima- & Energiestrategieszenario

In Abbildung 7-22 sind die Erzeugungs- und Verbrauchsenergiemengen der Hybridelemente dargestellt. Auch in diesem Bild ist der Rückgang des gesamten Energieverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario zu erkennen, da in allen Fällen dieses Szenarios die Summe des Verbrauchs der Hybridelemente geringer als im Referenzszenario ist. Der Gasverbrauch ist dabei im BC im Vergleich zum Referenzszenario um 1.036 GWh geringer. Im HP-Fall ist sogar ein Rückgang von 4.129 GWh zu erkennen. Der Wärmebedarf bzw. dessen Erzeugung ist ebenfalls rückläufig. Durch den sinkenden Energiebedarf muss im BC nicht mehr so viel Strom erzeugt werden, wodurch dieser um 523 GWh geringer als im Referenzszenario ist. Mit einem Stromverbrauch von 2.442 GWh ist dieser im AC um 1.511 GWh größer als im HP-Fall. Mit dieser Differenz konnten 983 GWh erneuerbares Gas erzeugt werden, der Rest des Stromverbrauchs wird von den Wärmepumpen verbraucht. Der Verbrauch der E-Mobilität ist in diesem Diagramm nicht dargestellt, da dieser als zusätzlicher Stromverbrauch und nicht durch eine Umwandlung eines Hybridelementes im Programm implementiert wurde.

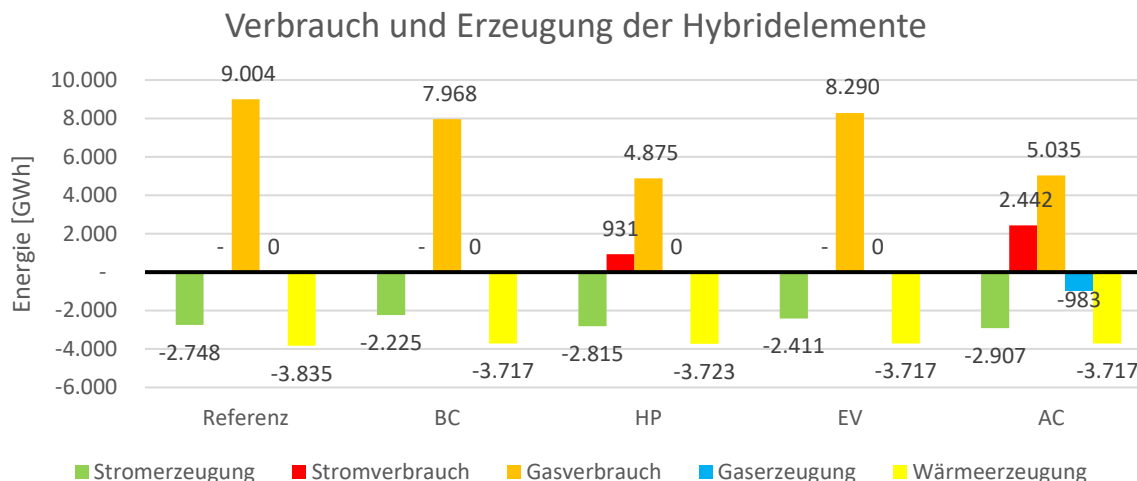


Abbildung 7-22: Verbrauch und Erzeugung der Hybridelemente im Klima- & Energiestrategieszenario

Im Gegensatz zum Trendszenario, wird in dieser Analyse nicht die Einsparung von Primärenergie, sondern der Stromverbrauch der Sektorkopplungstechnologien untersucht. Die Werte des Primärenergiebedarfs sind unter Tabelle 7-4 zu finden. Durch E-Mobilität werden 492 GWh Strom verbraucht (in allen Zukunftsszenarien im AC und EV-Fall gleich). Einsparung von Benzin/Diesel von 945 GWh ergeben sich nach den Annahmen unter Punkt 7.2. Allerdings ist dabei noch nicht der gesamte PKW-Verkehr dekarbonisiert. Mit einer Energiemenge von 931 GWh Strom ist es in diesem Szenario möglich, den gesamten derzeit aus Erdgas gedeckten Wärmebedarf von privaten Haushalten und GHD, sowie der Fernwärmenetze in Oberösterreich durch HP zu decken. Interessant ist der Advanced-Case, der ein gekoppeltes System darstellt. Zusätzlich zum hier dargestellten Stromverbrauch in Abbildung 7-22 kommen noch 492 GWh der E-Mobilität dazu. In Summe ergibt sich somit ein zusätzlicher Stromverbrauch durch Sektorkopplungstechnologien von 2.934 GWh. Das entspricht einem Anstieg des Stromverbrauchs im Vergleich zum BC um 19%. Rechnet man diesen Wert auf gesamt Österreich um, so würde bei einem Anteil des Stromverbrauchs von Oberösterreich von 23% nach [9] ein Stromanstieg durch Sektorkopplung von 12.757 GWh entstehen. Die Studie Empowering Austria von Österreichs Energie kommt mit 14 TWh auf einen etwas größeren Wert [81], der jedoch in derselben Größenordnung liegt.

7.4.3 Auswirkungen auf das elektrische Netz

Im Trendszenario hat sich bereits gezeigt, dass durch einen Verbrauchsanstieg das elektrische Netz an seine Grenzen kommt bzw. teilweise überlastet wird. Im Klima- und Energiestrategieszenario ist in Tabelle 7-3 erkennbar, dass bei leicht steigendem Verbrauch im Stromsektor und stärkerer Einbindung der erneuerbaren Energiequellen die Belastung auf das Netz drastisch erhöht wird. Im BC treten 3.524 Überlastungsstunden (0,41%) auf. Bei

genauerer Analyse hat sich gezeigt, dass der Grund die Erzeugungsspitzen der Photovoltaikanlagen sind, da die Überlastungen immer zur Mittagszeit auftreten (Abbildung 7-23).

Tabelle 7-3: Leitungsüberlastungen im Klima- & Energiestrategieszenario

	Überlastungen in Stunden				
	BC	HP	EV	AC	AC ohne PtG
Summer der Überlastung	3.524	3.144	2.973	12.803	6.671
Relative Überlastung	0,41%	0,37%	0,35%	1,49%	0,78%
Netzverluste [GWh]	72	72	73	151	73

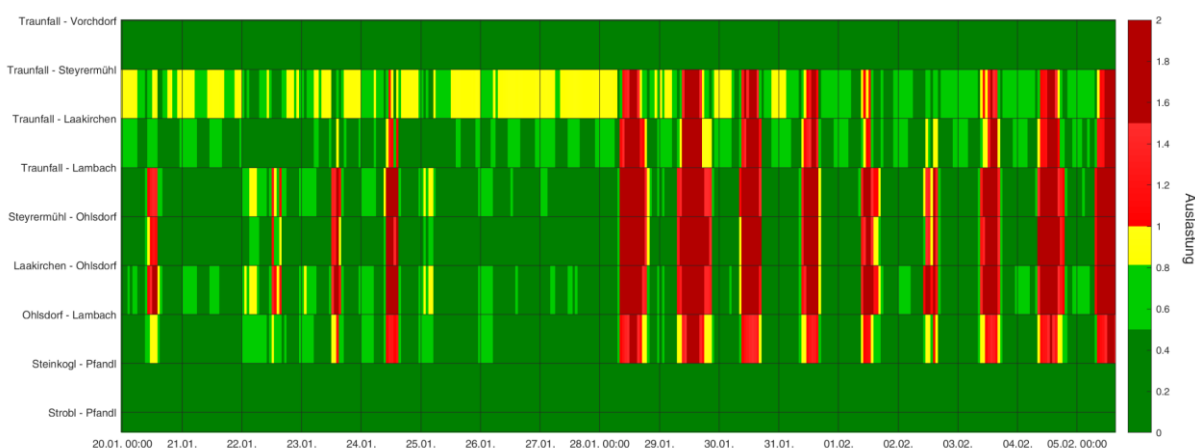


Abbildung 7-23: Detaillierte zeitliche Analyse der Leitungsüberlastung im AC

Im Advanced-Case zeigt sich, dass jene Leitungen, die in den anderen drei Fällen überlastet sind, in diesem Fall die Überlastungen um durchschnittlich 70% reduziert werden können (Abbildung 7-24 & Tabelle 10-1). Die Wärmepumpen und die Elektromobilität können die Erzeugungsspitzen der PV nicht nutzen um eine Entlastung des Netzes zu bewirken. Die Verbindung von Partenstein nach Ottensheim konnte von 405 im BC auf 200 Überlastungsstunden im AC reduziert werden, allerdings steigt die Summe der Überlastungen trotzdem um 9.279 Stunden an, da andere Leitungen durch den Bedarf der PtG-Anlage extrem überlastet werden (z.B. die Leitung von Lambach nach Traunfall, die nun 2.037 Stunden überlastet ist). Diese Überlastung ist auf die PtG-Anlage zurückzuführen, da eine Analyse, ohne der Implementierung dieser Anlage, keine Überlastung dieser Verbindung ergibt. Man muss jedoch anmerken, dass Leitungen unmittelbar in der Umgebung der PtG-Anlage nicht für einen Betrieb solcher ausgelegt sind. Die genauen Leitungsüberlastungen sind im Anhang in Tabelle 10-1 zu finden. Eine genauere Untersuchung der Ursache für den Anstieg im AC ohne PtG von 3.147 Stunden im Vergleich zum BC hat ergeben, dass die elektrischen Zellspeicher bzw. die damit bedingte höhere dezentrale Stromnutzung für die Überlastungen

verantwortlich sind. Die Zellspeicher, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge bewirken, dass kein interner Ausgleich von Stromüberschuss und Stromverbrauch zwischen den Zellen mehr stattfinden kann. Zellen, die hauptsächlich Industrie beinhalten, haben sehr hohe positive Residuallasten, da wenig erneuerbare Energie aus Photovoltaik in diesen Zellen erzeugt wird. Diese können die negativen Residuallasten benachbarter Zellen nicht mehr nutzen und müssen dadurch mehr Energie importieren, was zur Überlastung von diversen Leitungen führt. Das Programm HyFlow wird in dieser Arbeit so betrieben, dass Speicher und Wärmepumpen nach der zellinternen Residuallast geregelt werden und daher keine Rücksicht auf diesen Ausgleich nehmen. Somit müsste eine netzschonende Regelung der Speicher und Hybridelemente durchgeführt werden um eine Entlastung des Netzes durch diese zu bewirken. Im EV- und HP-Fall hingegen werden die Überlastungsstunden reduziert, da in diesen Fällen die dezentralen Stromverbraucher der jeweiligen Zelle den Überschussstrom in Maßen nutzen und der zellenübergreifende Ausgleich dennoch stattfinden kann. Der Advanced-Case zeigt, dass eine zentrale Nutzung der Überschussenergie über die PtG-Anlage und eine dezentrale Nutzung mit HP, EV und Stromspeichern über eine falsche Regelstrategie nicht zu einer Entlastung des elektrischen Netzes führen. Es ist daher für die Zukunft wichtig, eine Mischung aus dezentraler und zentraler Versorgung und Nutzung der Überschussenergie zu finden bzw. mit geeigneten Regelstrategien das elektrische Netz zu entlasten.

BC-Fall

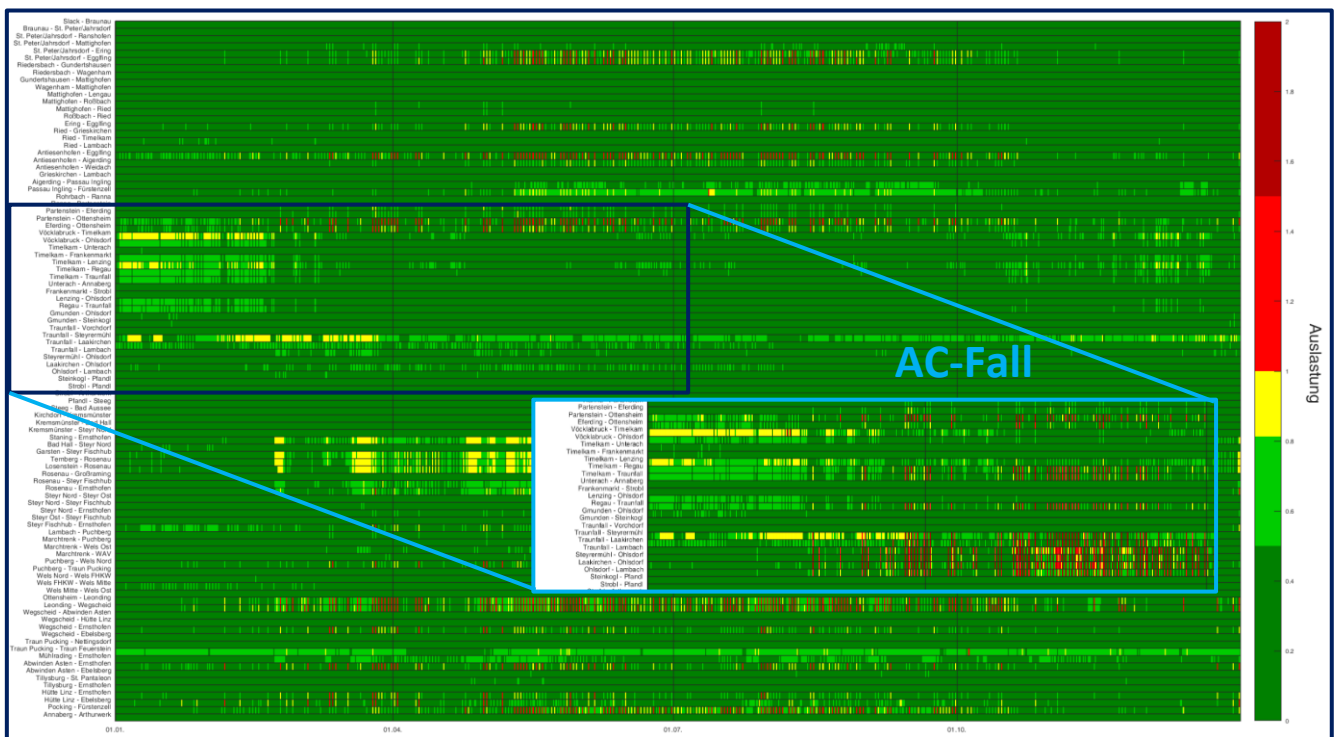


Abbildung 7-24: Leitungsüberlastung im Klima- & Energiestrategieszenario

Eine genaue Analyse der Örtlichkeit der Überlastungen zeigt, dass sowohl bei dezentraler als auch zentraler Nutzung von Überschussenergie vor allem Regionen mit wenig vermaschter Netzstruktur in der 110kV Ebene überlastet werden (vergleiche dazu Abbildung 6-4 und Abbildung 7-24).

7.4.4 Zusammenfassung durch Key Performance Indicators (KPIs)

Für einen besseren Überblick dieses Szenario sind die wichtigsten Werte und Daten als KPIs in der nachfolgenden Tabelle anschaulich dargestellt.

Tabelle 7-4: KPIs des Klima- & Energiestrategiezenario

KPIs	BC	HP	EV	AC
Autarkiegrad Leistung (Strom)	58%	83%	56%	81%
Autarkiegrad Leistung (Gas)	0%	0,1%	0%	1,1%
Autarkiegrad Energie (Strom)	113%	118%	110%	114%
Autarkiegrad Energie (Gesamt)	41%	46%	42%	53%
Anteil RES (Strom)		97%		
Ausbaugrad RES (Strom)		84%		
Primärenergiebedarf [GWh]	37.566	34.471	36.266	32.139
Primärenergiefaktor	1,15	1,06	1,16	1,06
Relative Überlastung	0,41%	0,37%	0,35%	1,49%

Es gelingt aus rein energetischer Sicht den Stromsektor in allen Fällen vollständig selbst zu versorgen. Durch die Sektorkopplungstechnologien kann der gesamte Autarkiegrad vom BC zum AC um 12% auf 53% gesteigert werden. Auch kann in diesem Szenario durch alle Sektorkopplungstechnologien Primärenergie eingespart werden. Der Primärenergiefaktor kann aber durch Elektromobilität wie auch schon im Trendszenario nicht reduziert werden, da die Endenergie in gleichen Maßen wie die Primärenergie in diesem Fall reduziert wird.

7.5 Ergebnisse des Szenarios nach ambitionierten Zielen

In diesem Szenario werden die Auswirkungen eines Ausbaus von erneuerbaren Energiequellen nach den technischen Potentialen und zusätzlicher Senkung des Energieverbrauchs unter Beeinflussung von Sektorkopplungstechnologien analysiert. In Abbildung 7-25 wird die Erzeugung und der Verbrauch in einer Sommer- und Winterwoche dargestellt. Im ambitionierten Zielszenario kommt es zu maximalen Erzeugungsspitzen. Diese werden in diesem Szenario durch die Windkraft (grau) zusätzlich verstärkt. Trotzdem sind Erzeugungslücken (Dunkelflauten) in der Winterwoche z.B. am 24. und 25. Jänner vorhanden.

Generell ist im Winter das Bilanzgebiet den größten Teil des Betrachtungszeitraums unterdeckt. In der Sommerwoche kommt es zu Erzeugungsspitzen von bis zu 4.319 MW. Es ergibt sich somit der Fall in der Sommerwoche, dass keine positiven Residuallasten mehr erreicht werden (nur noch Überschuss).

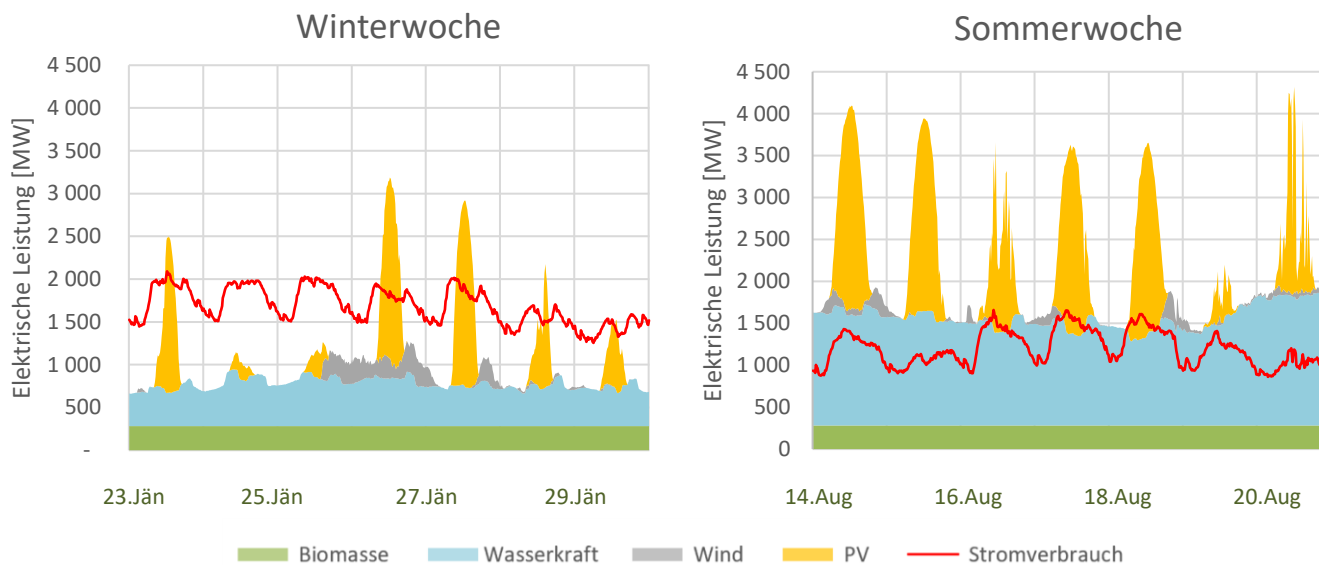


Abbildung 7-25: Stromerzeugung und -verbrauch im ambitionierten Zielszenario (BC)

7.5.1 Lastflussanalyse

In Abbildung 7-26 ist neben dem Lastfluss des Advanced-Case (gelb) auch jener des HP-Falls (rot) dargestellt um analysieren zu können, inwiefern thermische Speicher und Wärmepumpen negative Residuallasten nutzen können. Zwar sind die thermischen Speicher in der Lage Überschussstrom zu nutzen, doch reicht die Speicherleistung und -energie bei weitem nicht aus um die Erzeugungsspitzen reduzieren zu können. Somit wird die Residuallast im Diagramm im negativen Leistungsbereich vom Lastfluss des HP-Falls verdeckt. Zu Beginn des Jahres kann auch in diesem Szenario der Energiebedarf nicht gedeckt werden. 6% des Jahres reicht die Kraftwerkskapazität im HP-Fall und 7% durch den höheren Stromverbrauch durch die E-Mobilität im AC nicht aus. Der maximale Strombedarf liegt im HP bei 677 MW und im Advanced-Case bei 758 MW. Im AC können, wie dieses Diagramm zeigt, die negativen Residuallasten in den restlichen 93% des Jahres im Gegensatz zum HP-Fall durch die PtG-Anlage genutzt werden. Der leicht positive Lastfluss über das Jahr gesehen im AC ist auf eine ungenaue Berechnung im Programm zurückzuführen. Diese Ungenauigkeit kommt dadurch zustande, da nach Ermittlung der benötigten Leistung der PtG-Anlage die Netzverluste durch die Lastflussveränderung neu berechnet werden, Diese erhöhen sich allerdings im Vergleich zur ersten Berechnung wodurch ein geringer Import entsteht. Diese Abweichung könnte mithilfe eines Iterativverfahrens gelöst werden, was allerdings zu einem erheblich größeren

Berechnungsaufwand führen würde. Um die Berechnungsdauer nicht weiter zu erhöhen wurde auf eine Korrektur diese Ungenauigkeit verzichtet.

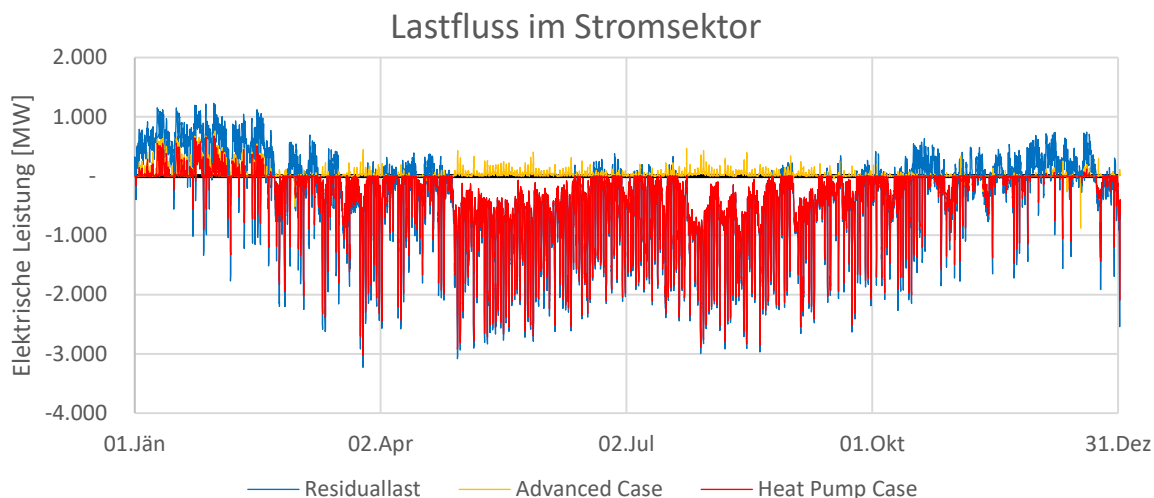


Abbildung 7-26: Stromlastflussanalyse im ambitionierten Zielszenario

In der detaillierten Analyse des Lastflusses der verschiedenen Fälle in Abbildung 7-27 kann das Problem der Nutzung der negativen Residuallasten bestätigt werden. Nur im AC gelingt es diese vollständig zu nutzen und somit Residuallastschwankungen zu verhindern. Diese sind unerwünscht, da dadurch nur über zusätzlichen Regelaufwand und somit Flexibilitätsoptionen die Erzeugung an den Verbrauch im elektrischen Netz angepasst werden kann. Die maximalen Residuallastschwankungen im BC, HP und EV-Fall sind in etwa gleich groß und liegen bei 1.600 MW/h. Durch die Sektorkopplungsmaßnahmen im AC kann diese um 721 MW/h auf 879 MW/h reduziert werden. Zum Vergleich treten nach den Daten vom heutigen Status quo im Stromnetz Residuallastschwankungen von maximal 343 MW/h auf.

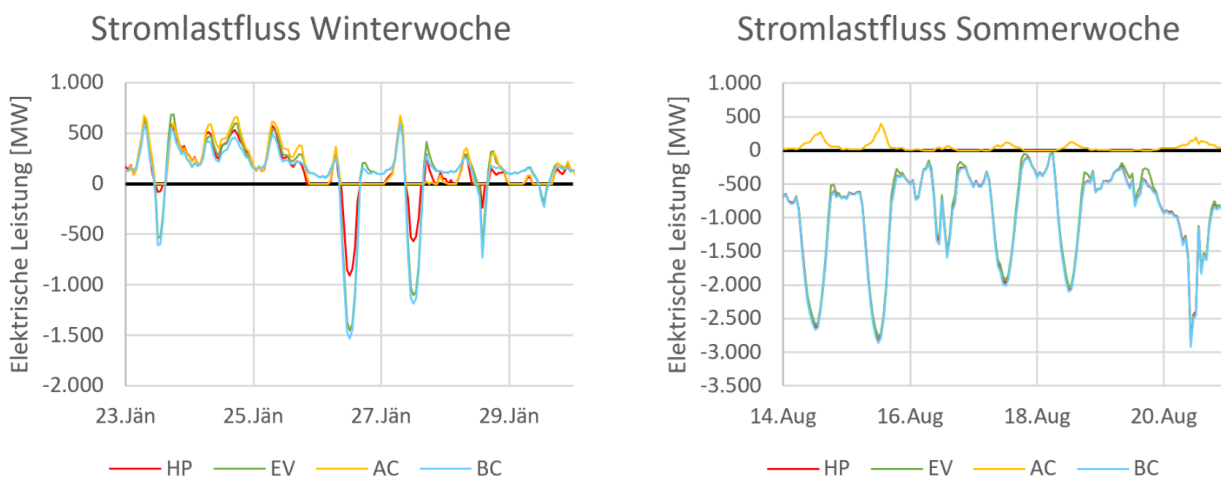


Abbildung 7-27: Stromlastflussanalyse anhand von Beispielwochen im ambitionierten Zielszenario

Im Gassektor ist in Abbildung 7-28 der Lastfluss des AC und des EV-Falls dargestellt. Beide werden wiederum mit der Residuallast verglichen. Die Differenz zwischen EV und AC ist auf die PtG-Anlage zurückzuführen, die im Sommer aufgrund des Überschusses an elektrischer Energie den Gasimport wesentlich verringern kann. Dies ist auch an der importierten Gasmenge in Abbildung 7-30 zu erkennen. Es gelingt sogar mehrmals in die Gasspeicher einzuspeichern, was daran zu erkennen ist, dass der Lastfluss Null beträgt. Es ist allerdings auch zu erkennen, dass der Lastfluss im AC im Herbst wieder ansteigt. Daraus lässt sich schließen, dass der Speicher wieder vollständig entleert ist und Gas importiert werden muss. Daraus folgt, dass der Überschussstrom nicht ausreicht um diesen Sektor auch bei vollem Ausbau der erneuerbaren Energieträger zu dekarbonisieren. Es müssen somit noch andere Wege gefunden werden, wie Erdgas aus Biomasse, Import von erneuerbarem Gas aus den umliegenden Bundesländern und Staaten, oder Umstellung von Industrieprozessen um diesen Sektor vollständig zu dekarbonisieren.

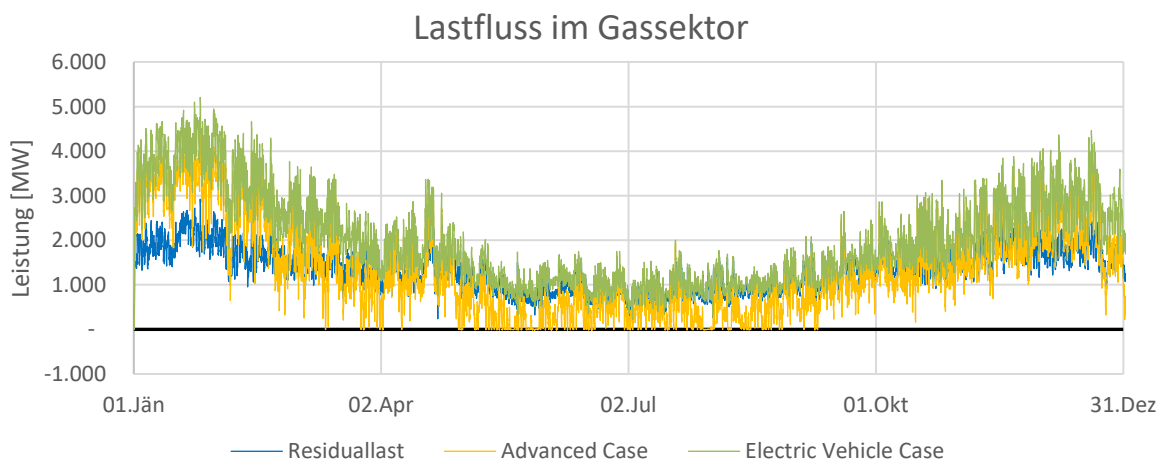


Abbildung 7-28: Gaslastflussanalyse im ambitionierten Zielszenario

7.5.2 Energiebezogene Analyse

Die energiebezogene Analyse im Stromsektor zeigt in Abbildung 7-29, dass immens viel Strom durch die erneuerbare Erzeugung exportiert wird. Es stehen somit 4.415 GWh Strom zur Verfügung um andere Sektoren zu dekarbonisieren oder um Strom zwischen zu speichern. Die importierten Energiemengen in den Fällen sind auf den Bedarf zu Beginn des Jahres zurückzuführen, der durch den bestehenden Kraftwerkspark nicht gedeckt werden kann. Ein Speicher mit der Größenordnung dieser importierten Energiemenge und einer Leistung, welcher der des maximal importierten Stroms entspricht, könnte dadurch eine leistungsmäßig autarke Stromversorgung in Oberösterreich (ausgenommen Erdgasimporte für Stromerzeugung) ermöglichen. Im Base-Case wäre das eine Speichergröße von 165 GWh und eine Speicherleistung von 607 MW.

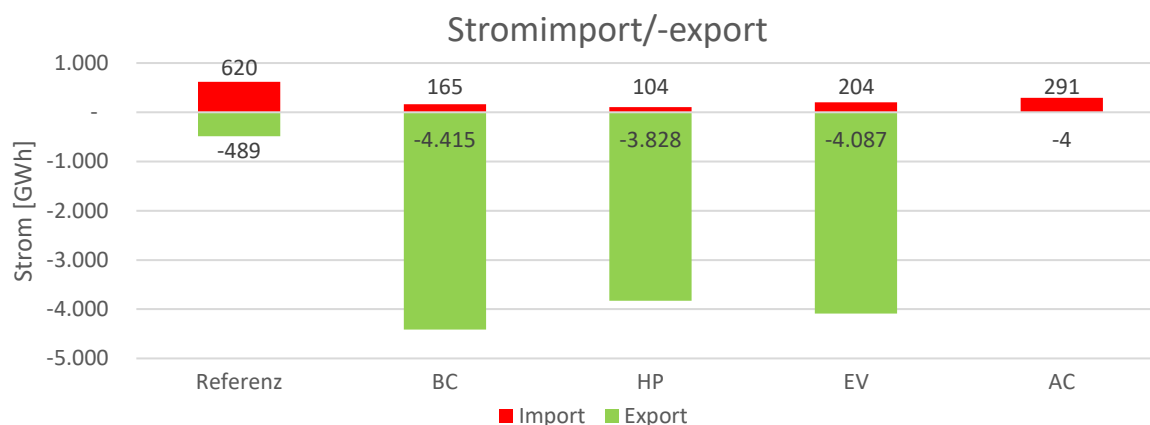


Abbildung 7-29: Energiemengenanalyse des Stromsektors im ambitionierten Zielszenario

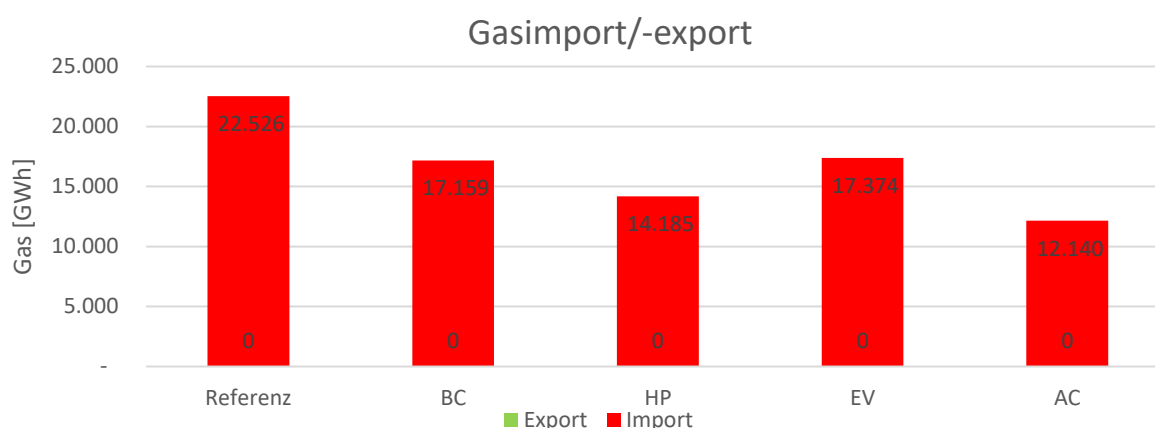


Abbildung 7-30: Energiemengenanalyse des Gassektors im ambitionierten Zielszenario

Der Vergleich des Gasimportes in Abbildung 7-30 zeigt, dass auch im AC der Import nicht vollständig substituiert werden kann. Oberösterreich wird somit auch bei vollständigem Ausbau der erneuerbaren Energiequellen auf Importe im Gassektor angewiesen sein. Bilanziell gelingt es zumindest im Stromsektor den Bedarf zu decken. Im Vergleich zum netzdienlichen Referenzszenario sind dennoch erhebliche Einsparungen zwischen 5.125 GWh im EV-Fall und 10.386 GWh im Advanced-Case möglich.

Auffallend bei der Betrachtung des Verbrauchs und der Erzeugung der Hybridelemente (Abbildung 7-31) sind die Stromerzeugungswerte (Gaskraftwerke) in den vier Fällen. Diese halbieren sich im Vergleich zum Referenzszenario. Der Lastfluss im Stromsektor zeigt, dass die Gaskraftwerke in den Wintermonaten Strom erzeugen. Diese werden in Zukunft somit vor allem im Winter für die Deckung des Strombedarfs benötigt werden, wenn erneuerbare Energiequellen weniger Strom erzeugen. Die 2.190 GWh Gas die im AC mittels PtG erzeugt werden, reichen nicht aus, um den Gasverbrauch durch die Kraftwerke zu decken. Würde nur Wasserstoff bei einem Wirkungsgrad von 80% erzeugt, könnte die Energiemenge auf

2.695 GWh erhöht werden, was den Gasbedarf der Kraftwerke decken könnte. Der Wirkungsgrad der Gaskraftwerke liegt bei 58% und der PtG-Anlage bei 65%. Ohne weitere Speicher- oder Übertragungsverluste zu berücksichtigen entspricht das einer Turnaround-Efficiency von 38% (Strom → Methan → Strom).

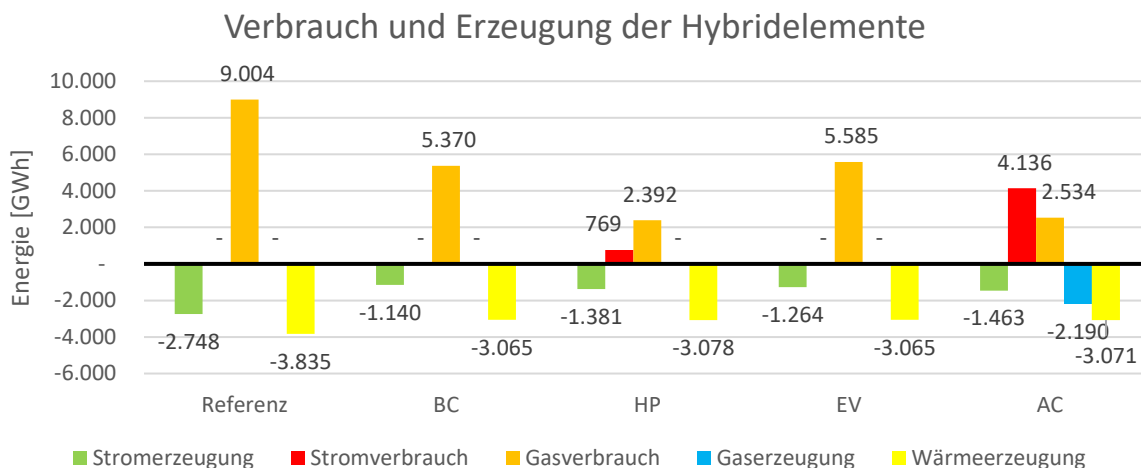


Abbildung 7-31: Verbrauch und Erzeugung der Hybridelemente im ambitionierten Zielszenario

Abschließend in der Energiemengenanalyse wird nochmals wie im Trendszenario der Bedarf an Primärenergie verglichen. In Abbildung 7-32 ist der Primärenergiebedarf aller Fälle des ambitionierten Zielszenarios dargestellt. Durch die Sektorkopplung ist es möglich, wie der Vergleich von AC und BC des ambitionierten Zielszenarios zeigt, Primärenergie in Höhe von 6.573 GWh einzusparen. Durch die E-Mobilität wurde der Primärenergiebedarf um 1.525 GWh und durch Wärmepumpen um 3.102 GWh reduziert.

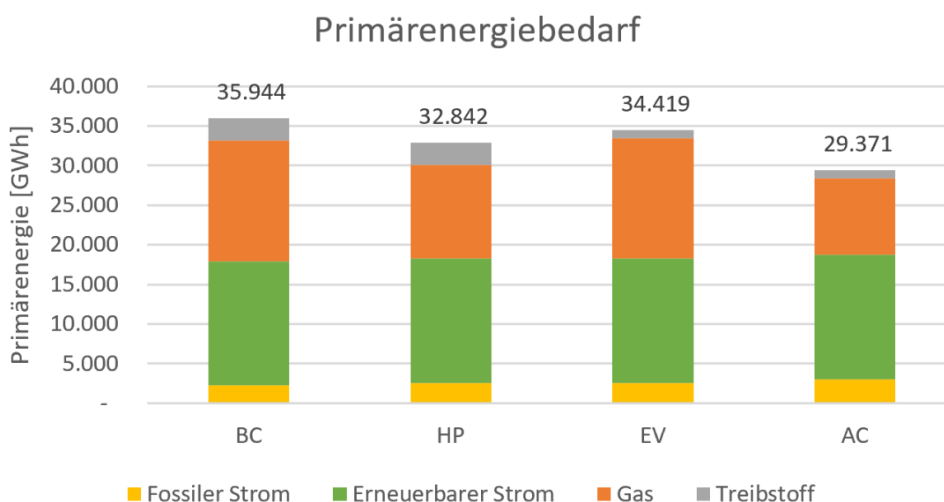


Abbildung 7-32: Vergleich des Primärenergiebedarfs im ambitionierten Zielszenario

7.5.3 Auswirkungen auf das elektrische Netz

Wird der Ausbau von erneuerbaren Energieträgern bis zum technischen Potential fortgesetzt kommt es zu einer Anzahl von Überlastungen im BC-Fall von 10.696 Stunden (das entspricht 3,9% der gesamten Betriebszeit). In Tabelle 7-5 sind die Überlastungsstunden der anderen Fälle auch dargestellt. In dieser ist zu erkennen, dass durch Wärmepumpen und E-Mobilität eine Entlastung von 758 bzw. 1.099 Stunden des Netzes erfolgen kann. Durch die PtG-Anlage kommt es zu einer Erhöhung der Überlastungsstunden von 22.800 Stunden gegenüber dem BC.

Tabelle 7-5: Leitungsüberlastungen im ambitionierten Zielszenario

Überlastungen in Stunden				
	BC	HP	EV	AC
Summer der Überlastung	10.696	9.938	9.597	33.496
Relative Überlastung	1,25%	1,16%	1,12%	3,90%
Netzverluste [GWh]	84	82	82	284

In Abbildung 7-33 ist zu erkennen, dass die Überlastungen im Sommer zunehmen. Diese sind daher größtenteils auf die Photovoltaik und die erhöhte Stromproduktion mittels anderer erneuerbarer Energieträger zurückzuführen. Zudem zeigt sich bei der örtlichen Untersuchung der Überlastung, dass wie im Klima- und Energiestrategieszenario vor allem Leitungen in wenig vermaschten Netzgebieten überlastet sind.

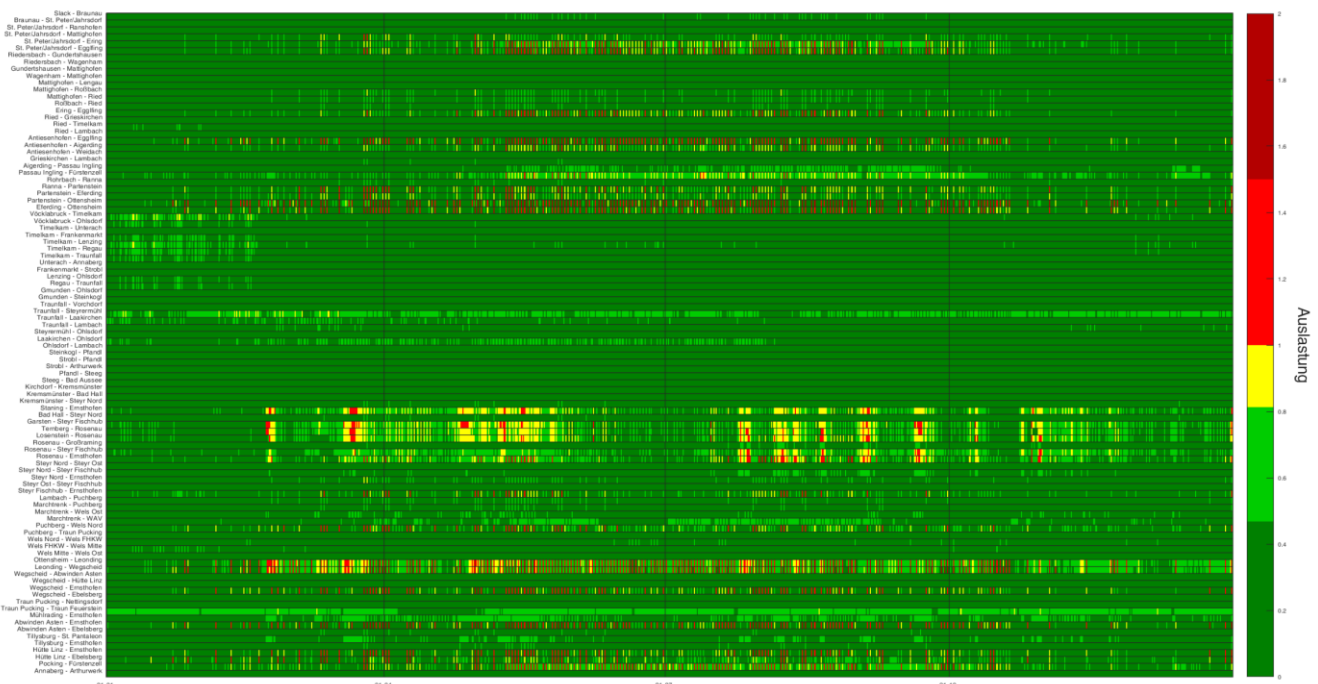


Abbildung 7-33: Leitungsüberlastung im ambitionierten Zielszenario (BC)

7.5.4 Zusammenfassung durch Key Performance Indicators (KPIs)

Für einen besseren Überblick dieses Szenario sind die wichtigsten Werte und Daten als KPIs in der nachfolgenden Tabelle anschaulich dargestellt.

Tabelle 7-6: KPIs des ambitionierten Zielszenarios

KPIs	BC	HP	EV	AC
Autarkiegrad Leistung (Strom)	75%	94%	73%	93%
Autarkiegrad Leistung (Gas)	0,1%	0,1%	0,1%	4,4%
Autarkiegrad Energie (Strom)	135%	137%	131%	132%
Autarkiegrad Energie (Gesamt)	52%	58%	54%	74%
Anteil RES (Strom)		125%		
Ausbaugrad RES (Strom)		100%		
Primärenergiebedarf [GWh]	35.944	32.842	34.419	29.371
Primärenergiefaktor	1,19	1,09	1,20	1,10
Relative Überlastung	1,25%	1,16%	1,12%	3,90%

94% des gesamten betrachteten Jahres kann die benötigte Leistung im Stromsektor durch die Kraftwerke im HP zur Verfügung gestellt werden. Dennoch gelingt es somit auch nicht in diesem Sektor mit dem vorhandenen Kraftwerkspark das betrachtete Gebiet vollständig autark zu versorgen. Im Gassektor gelingt es 4,4% des Jahres den Gasbedarf durch die PtG-Anlage zu decken. Energetisch gelingt es einen Gesamtautarkiewert von 74% im AC zu erreichen. Das ist um 22% mehr als im Base Case ohne zusätzliche Sektorkopplungstechnologien.

7.6 Vergleich der Zukunftsszenarien

Abschließend werden nun die einzelnen Ergebnisse der Zukunftsszenarien miteinander verglichen. Es sollen dadurch die Unterschiede nochmals verdeutlicht und konkrete Ergebnisse der Analyse aufgezeigt werden.

Zu Beginn wird auf Unterschiede im zeitlichen Verlauf von erneuerbarer Erzeugung, Verbrauch und Residuallast eingegangen. Der Vergleich der Erzeugungs- und Lastprofile im Stromsektor wird anhand zwei ausgewählter Wintertage vom 25.01. bis 27.01 durchgeführt, da diese alle relevanten Unterschiede aufzeigen können und ein längerer Zeitraum nur zu einer Unübersichtlichkeit führen würde. In Abbildung 7-34 lässt sich deutlich der Anstieg der erneuerbaren Erzeugung vom Referenzszenario bis hin zum ambitionierten Zielszenario beobachten. Im netzdienlichen Referenzszenario beträgt die Erzeugungenergie der zwei Tage 32.368 MWh. Im Trendszenario konnte diese durch die zusätzliche Einbindung von

erneuerbaren Energiequellen um 4.092 MWh gesteigert werden. Im Klima- & Energiestrategieszenario sowie dem Szenario nach ambitionierten Zielen kommt es zu einer deutlichen Erhöhung der Erzeugungsspitzen von 827 MW auf 2.503 MW bzw. 3.187 MW. Durch diese enormen Spitzen, die durch die PV begründet sind, können auch negative Residuallasten in den Wintertagen erreicht werden. Die erzeugte Energie stieg ebenfalls um 12.372 MWh auf 44.740 MWh bzw. um 29.412 MWh auf 61.780 MWh. Der zusätzliche Anstieg der erzeugten Energie von 17.040 MWh zwischen Klima- & Energiestrategie und ambitioniertem Zielszenario zeigt, dass noch viel Potential nach dem Erreichen der verwendeten Klimaziele besteht.

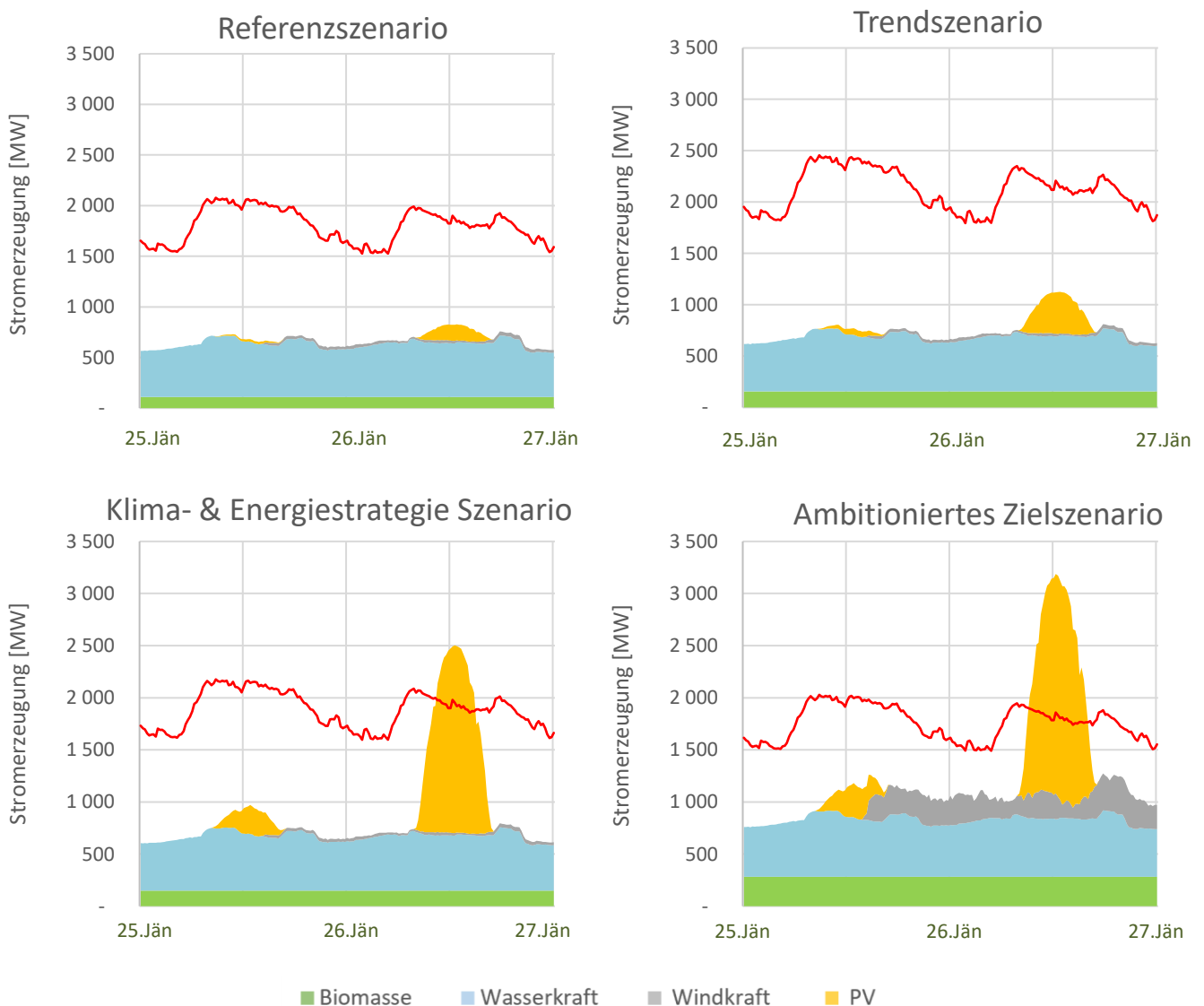


Abbildung 7-34: Vergleich der Stromerzeugung von erneuerbaren Energiequellen und des Stromverbrauchs zwischen den Zukunftsszenarien und dem netzdienlichen Referenzszenario

In Abbildung 7-35 sind die Gesamtresiduallasten des Stromsektors im betrachteten Gebiet des netzdienlichen Referenzszenarios und der Zukunftsszenarios dargestellt. Es dient der Verdeutlichung der Unterschiede der vorigen Abbildung, da die Residuallast die Differenz aus Verbrauch und erneuerbarer Erzeugung ist. Erstmals werden im Klima- & Energiestrategieszzenario und ambitioniertem Zielszenario negative Residuallasten im betrachteten Zeitraum zweier Wintertage erreicht. Im Trendszenario kommt durch den Stromanstieg der höchste Strombedarf zustande. Die Residualenergie (Integral der Residuallast über die Zeit) im Referenzszenario dieser zwei Wintertage beträgt 54.130 MWh. Im Trendszenario sind es durch den prognostizierten Stromverbrauchsanstieg 65.292 MWh. Das Klima- & Energiestrategieszzenario ist in den Nachtstunden hinsichtlich der benötigten Leistung immer leicht über dem netzdienlichen Referenzszenario. Um die Mittagszeit wird diese deutlich geringer als die Residuallast im Referenzszenario, was auf eine erhöhte Stromproduktion aus PV zurückzuführen ist (vergleiche dazu Abbildung 7-34). Generell kann in diesem Szenario vor allem durch PV die Residuallast gesenkt werden. Die Residualenergie der beiden Wintertage ist dabei um 8.387 MWh niedriger als im netzdienlichen Referenzszenario, was fast ausschließlich auf die PV-Produktion zurückzuführen ist. Im Szenario nach ambitionierten Zielen ist die Residuallast generell niedriger, was auch auf dem sinkenden Strombedarf beruht. Am 26.12. kann eine negative Residuallast von bis zu -1.366 MW erreicht werden.

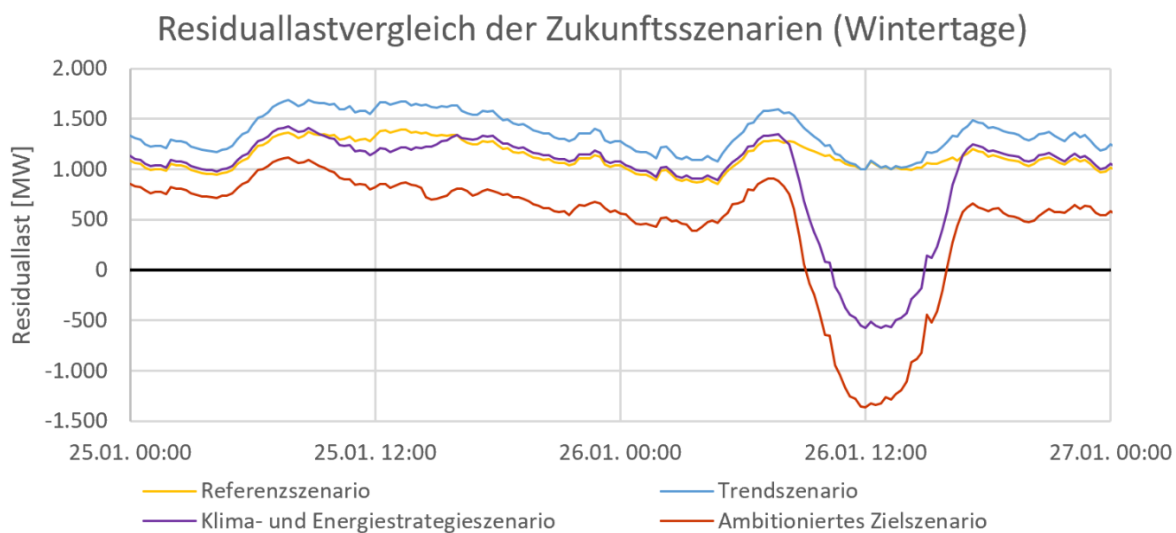


Abbildung 7-35: Vergleich der Residuallastverläufe im Stromsektor zwischen dem netzdienlichen Referenzszenario und den Zukunftsszenarien (Wintertage)

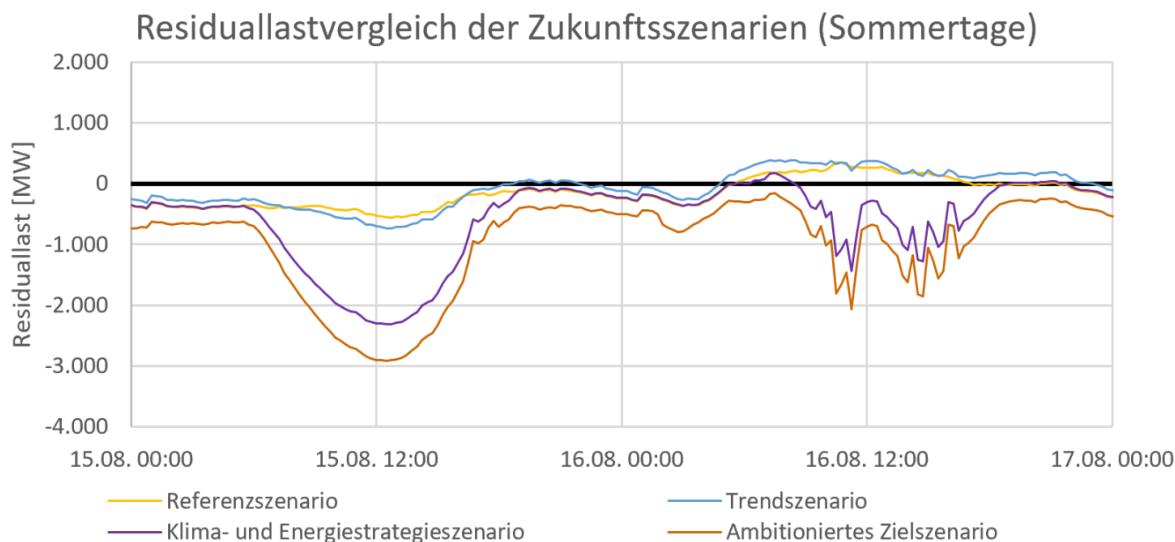


Abbildung 7-36: Vergleich der Residuallastverläufe im Stromsektor zwischen dem netzdienlichen Referenzszenario und den Zukunftsszenarien (Sommertage)

In Abbildung 7-36 ist die Residuallastsituation zweier Sommertage dargestellt, um den Unterschied zwischen Sommer und Winter zu verdeutlichen. Es ist zu erkennen, dass wie in den Wintertagen das Klima- & Energiestrategieszenario und ambitionierte Zielszenario zur Mittagszeit sich deutlich durch negative Residuallasten, bedingt durch die PV, von den anderen beiden Szenarien abheben. Dies kann aber wie der 16.08. zeigt mit erheblichen Residuallastschwankungen verbunden sein, wenn eine unbeständige Wettersituation die Stromerzeugung aus PV beeinflusst. Erst im ambitionierten Zielszenario gelingt es in den beiden Tagen, keine positiven Residuallasten zu erreichen. Somit wird in diesem Szenario eine Residualenergie von -47.399 MWh und eine negative Residuallastspitze von -2.915 MW erreicht. Diese Energiemenge kann für die Sektorkopplung genutzt werden. Im netzdienlichen Referenzszenario schwankt die Residuallast um null und erreicht deshalb nur eine Residualenergie von -7.409 MWh. Im Trendszenario liegt die Residualenergie bei -3.919 MWh und im Klima- & Energiestrategieszenario bei -29.163 MWh. Bei letzterem Szenario sind 88,5% der zwei Sommertage negative Residuallasten vorhanden mit einem Minimum von -2.316 MW.

Neben den hier dargestellten Winter- und Sommertagen zur Analyse der zeitlichen Unterschiede sind auch Energiewerte eines ganzen Jahres interessant. Abbildung 7-37 zeigt den Vergleich der exportierten Energiemenge der verschiedenen Zukunftsszenarien und dem Referenzszenario im Base-Case. In Klammer bei den Werten ist der jeweilige Ausbaugrad der erneuerbaren Energieträger angegeben, wobei 100% dem technischen Potential entspricht. Daraus lässt sich erkennen, wie viel Überschussenergie im jeweiligen Szenario für Sektorkopplungstechnologien zur Verfügung steht. Im Trendszenario und Referenzszenario

steht mit 338 und 489 GWh im Vergleich zu den anderen beiden Szenarien wenig Überschussenergie in einem Jahr zur Verfügung. Mit einer Überschussenergie von 2.208 GWh im Klima- und Energiestrategieszenario ist erstmal eine Menge erreicht, die eine Nutzung durch eine Power-to-Gas-Anlage sinnvoll erscheinen lässt. Dies ergibt sich dadurch, dass diese Energiemengen wie sie der Vergleich der exportierten Energiemenge in Abbildung 7-20 und Abbildung 7-29 zeigt, aus heutiger Sicht nur mehr durch die Umwandlung einer Power-to-Gas-Anlage genutzt werden können.

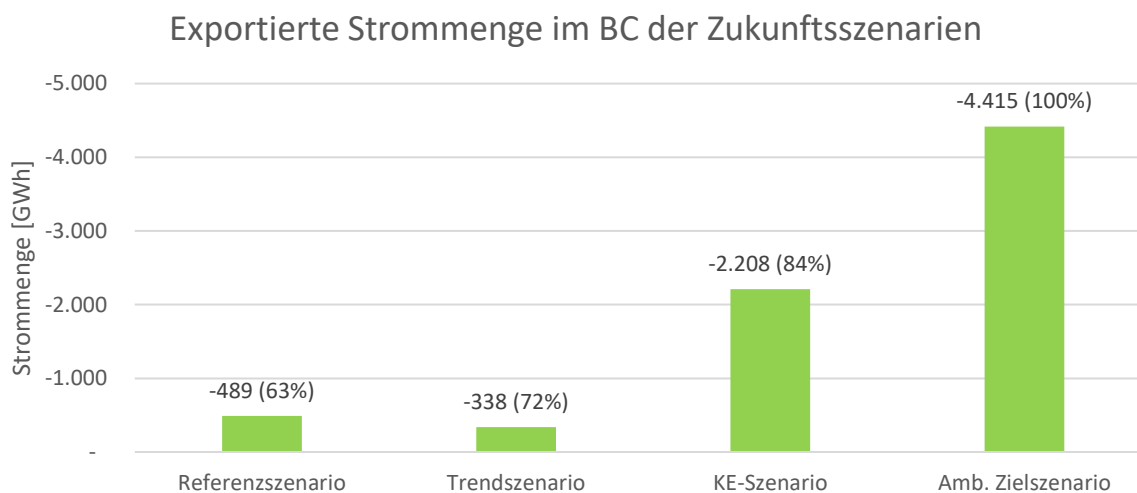


Abbildung 7-37: Vergleich der exportierten Strommenge im BC der Zukunftsszenarien

Technologien wie die Wärmepumpe und E-Mobilität sind nicht in der Lage, Energiemengen von 2.208 GWh vollständig zu nutzen. Diese zeichnen sich jedoch durch Primärenergieeffizienz aus, wie Abbildung 7-38 zeigt, wodurch es sinnvoll ist, diese Technologien bereits heute einzusetzen. Allerdings kann das Regelverhalten von Wärmepumpe und insbesondere der E-Mobilität (angenommenes Ladeprofil) noch verbessert werden. Dazu sind allerdings weitere Untersuchungen notwendig. Es wird in diesem Diagramm der Primärenergiebedarf in den vier Fällen des Trendszenarios (T...Trendszenario) und dem AC der anderen beiden Szenarien (KE...Klima- und Energiestrategieszenario; AZ...ambitioniertes Zielszenario) verglichen. Durch die Wärmepumpe kann somit im Trendszenario trotz geringer Überschussenergie und Ausbau von erneuerbaren Energieträgern 2.904 GWh und durch E-Mobilität 1.014 GWh eingespart werden. Der Vergleich vom AC im Trendszenario und dem AC des ambitionierten Zielszenario zeigt allerdings auch, dass alleine durch Energieeinsparungen (Mischung aus Effizienz- und Suffizienzmaßnahmen) 7164 GWh an Primärenergie eingespart werden können. Daraus lässt sich schließen, dass neben dem Ausbau von erneuerbaren Energieträgern (Energiekonsistenz) und Sektorkopplung, auch vor allem Energieeffizienz und Energiesuffizienz von entscheidender Bedeutung für die Dekarbonisierung der Energiesektoren sind.

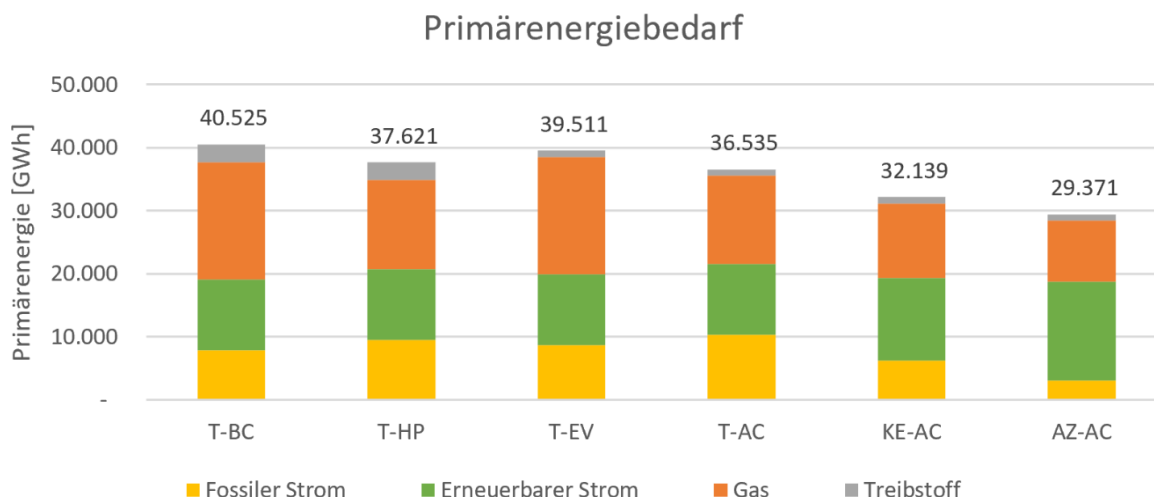


Abbildung 7-38: Vergleich des fossilen Energieverbrauchs zwischen den Zukunftsszenarien

Als nächstes wird ein Vergleich der Überlastungsstunden im elektrischen Netz durchgeführt. In Abbildung 7-39 ist zu sehen, dass in allen Szenarien und Fällen Überlastungen auftreten. Im Trendszenario sind die Überlastungen auf den ansteigenden Verbrauch zurückzuführen und liegen im Mittel bei 1.180 Stunden (relative Überlastung bei 0,14%). Im Klima- und Energiestrategiezenario kommen die Überlastungen wie im Punkt 7.4.3 festgestellt aufgrund der erneuerbaren Energieträger zustande. Dadurch kommt es zu einem Anstieg der mittleren Überlastungen um 376% im Vergleich zum Trendszenario (5.611 Stunden; relativ 0,65%). Durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energieträger im ambitionierten Zielszenario kommt es zu 15.931 Überlastungsstunden (1,86%) im Mittel. Somit kann daraus geschlossen werden, dass der Ausbau der erneuerbaren Energieträger wesentlich größere Auswirkungen als der angenommene steigende Verbrauch im Trendszenario auf das elektrische Netz hat. Man muss jedoch berücksichtigen, dass sowohl die Regelstrategie der Sektorkopplungstechnologien als auch Leitungen des 110 kV Netzes nicht darauf ausgelegt sind, mit diesem Ausmaß von erneuerbaren Energieträgern umzugehen. Es ist somit für die Zukunft wichtig durch richtige Regelstrategien, richtigen Ausbaugrad zwischen dezentraler und zentraler Sektorkopplung und zusätzlichem Ausbau des Netzes, ein sicheres Betreiben der elektrischen Infrastruktur und somit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

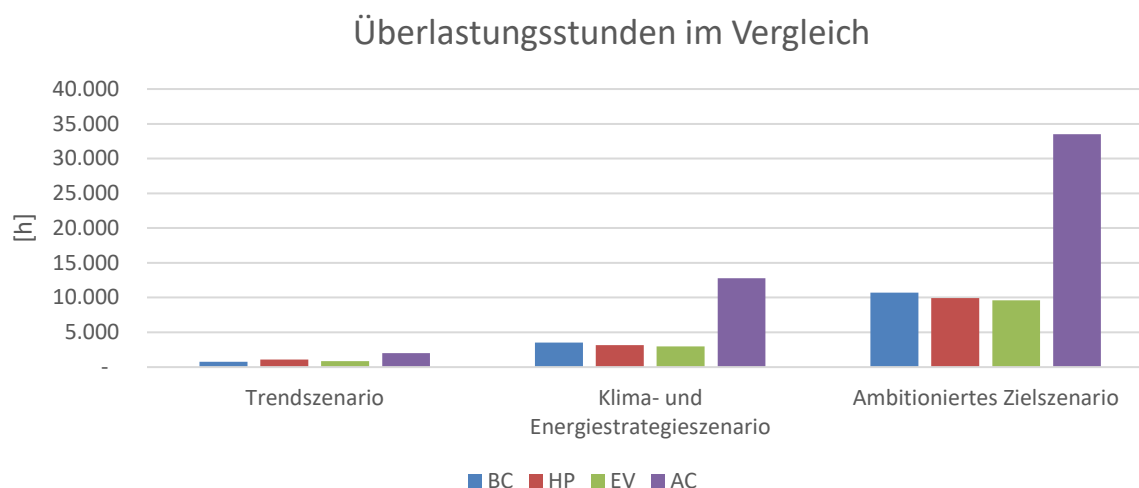


Abbildung 7-39: Vergleich der Überlastungsstunden im elektrischen Netz nach Zukunftsszenarien und Fällen

Die bisherigen Vergleiche beziehen sich immer auf das gesamte betrachtete Gebiet. Um die örtlichen Unterschiede der Residuallast/-energie verstehen zu können, wurde in der Abbildung 7-40 die Residualenergie des Jahres 2017 je Bezirk bestimmt. Beim netzdienlichen Referenzszenario ist die summierte Jahresenergie dargestellt. Bei den drei Zukunftsszenarien die Änderung addiert bzw. subtrahiert dazu. Dafür wurde jedes Umspannwerk dem Bezirk seines Standorts zugewiesen. Da sich einige Umspannwerke direkt an Grenzen befinden kann es dadurch auch zu leichten Verzerrungen dieser Karte kommen. Neben den Bezirken in Oberösterreich wurden auch noch jene Teile in dieser Karte dargestellt, welche nicht zu Oberösterreich gehören (Teile von Deutschland, Salzburg und der Steiermark), aber sich im betrachteten Gebiet befinden. Gemäß Abbildung 7-40 oben links (netzdienliches Referenzszenario) lässt sich erkennen, dass vor allem entlang der Flüsse Inn, Donau, und Enns negative Residuallasten entstehen. Hot-Spots positiver Residuallasten (Verbrauch > Erzeugung) befinden sich in Regionen mit viel Industrie wie Linz-Land, Gmunden und Vöcklabruck. Durch den steigenden Verbrauch im Trendszenario gegenüber dem Referenzszenario kann kaum eine Verringerung der Residuallast durch die zusätzliche Einbindung der erneuerbaren Energieträger erreicht werden. Im Klima- & Energiestrategieszenario gelingt dies jedoch in weiten Teilen des Gebiets, allerdings im geringen Bereich unter 250 GWh. Erst im ambitionierten Zielszenario ist eine klare Senkung der orts aufgelösten Residualenergie zu erkennen.

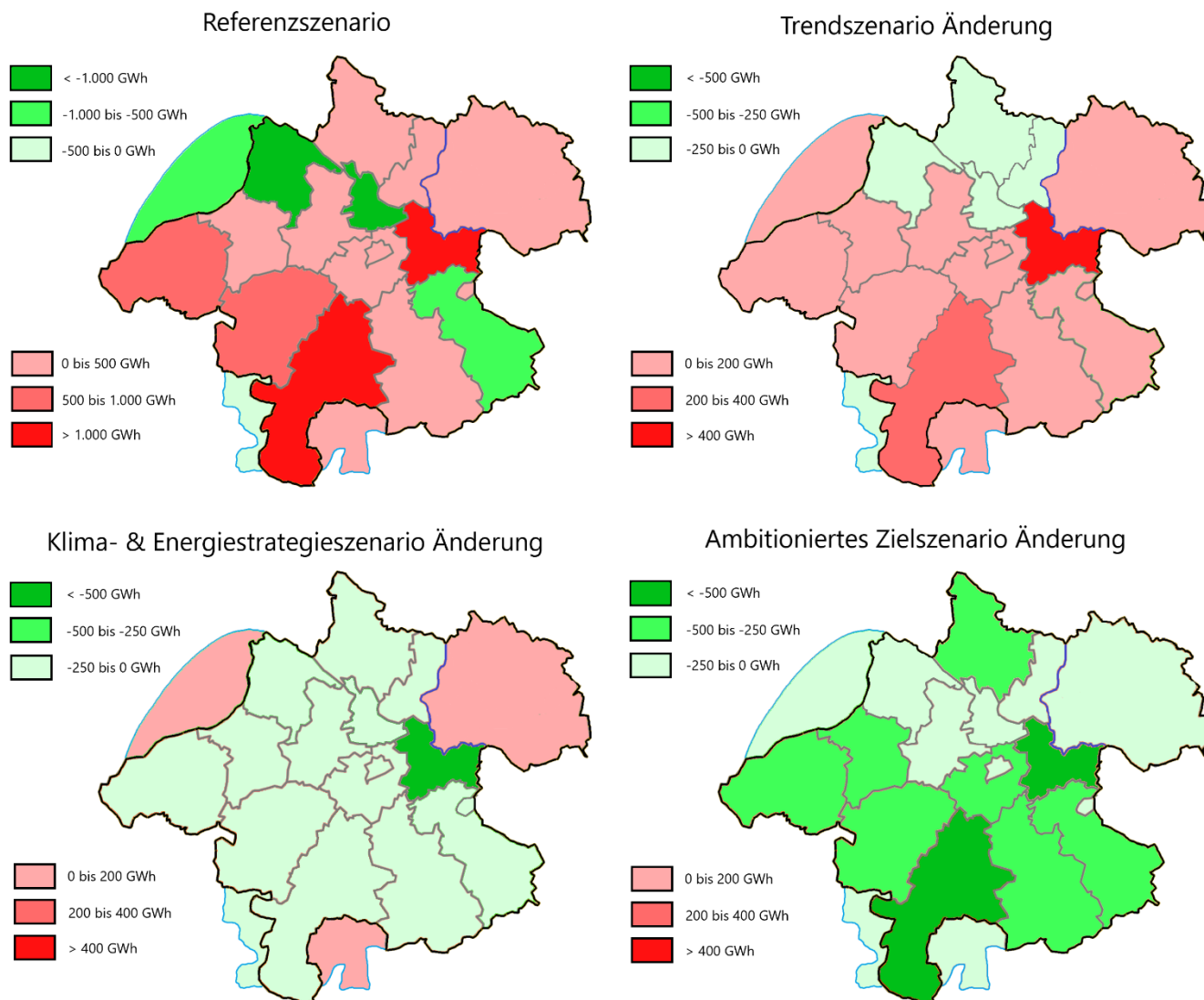


Abbildung 7-40: Örtliche Analyse der Residuallast im Stromsektor. Im Referenzszenario ist die summierte Jahresresidualenergie je Bezirk dargestellt. In den Zukunftsszenarien die Änderung der Residualenergie dazu.

Ergebnisse

Abschließend werden wie in jedem Zukunftsszenario nochmals in Tabellenform die wichtigsten KPIs gegenübergestellt. Neben den üblichen KPIs ist noch zusätzlich die maximale Leistung und Energienutzung der PtG-Anlage dargestellt.

Tabelle 7-7: Zusammenfassung der KPIs der Zukunftsszenarien

KPIs	Trendszenario				Klima- & Energie-strategieszzenario				Ambitioniertes Zielszenario			
	BC	HP	EV	AC	BC	HP	EV	AC	BC	HP	EV	AC
Autarkiegrad Leistung (Strom)	46%	73%	44%	76%	58%	83%	56%	81%	75%	94%	73%	93%
Autarkiegrad Leistung (Gas)	0%	0%	0%	0%	0%	0,1%	0%	1,1%	0,1%	0,1%	0,1%	4,4%
Autarkiegrad Energie (Strom)	96%	101%	94%	100%	113%	118%	110%	114%	135%	137%	131%	132%
Autarkiegrad Energie (Gesamt)	34%	38%	35%	40%	41%	46%	42%	53%	52%	58%	54%	74%
Anteil RES (Strom)	67%				97%				125%			
Ausbaugrad RES (Strom)	72%				84%				100%			
Primärenergiebedarf [GWh]	40.525	37.621	39.511	36.535	37.566	34.471	36.266	32.139	35.944	32.842	34.419	29.371
Primärenergiefaktor	1,13	1,05	1,14	1,06	1,15	1,06	1,16	1,06	1,19	1,09	1,20	1,10
Überlastungsstunden [h]	0,09%	0,13%	0,10%	0,24%	0,41%	0,37%	0,35%	1,49%	1,25%	1,16%	1,12%	3,90%
PtG-Leistung [MW]	-	-	-	442	-	-	-	1.165	-	-	-	1.796
PtG-Energie [GWh]	-	-	-	116	-	-	-	983	-	-	-	2.190

8 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Diese Masterarbeit hat gezeigt, dass Sektorkopplung ein wichtiger Bestandteil im Energiesystem der Zukunft sein wird. Neben der Einsparung von Primärenergie können Sektorkopplungstechnologien wie Wärmepumpen oder E-Mobilität auch eine Entlastung für das elektrische Netz bewirken. Durch eine netzdienliche Regelstrategie (muss noch untersucht werden) könnte die Entlastung noch verbessert werden. Zudem bietet die Sektorkopplung über die Technologie von Power-to-Gas aus momentaner Sicht die einzige vernünftige Option der Langzeitspeicherung von elektrischer Energie an. Doch Sektorkopplung bringt auch Nachteile mit sich. Die Implementierung einer zentralen PtG-Anlage verursacht eine Erhöhung der Netzüberlastungen. Außerdem bewirkt jede einzelne Energieumwandlung einen Verlust an Energie bzw. Exergie (z.T. könnte der Exergieverlust der PtG-Anlage genutzt werden). Sektorkopplung wird durch die Einbindung der erneuerbaren Energiequellen und den damit entstehenden negativen Residuallasten an Bedeutung gewinnen. Die Nutzung dieser, die Dekarbonisierung anderer Sektoren und die Energieeffizienz diverser Technologien sind die Hauptgründe für die Implementierung.

Die zu Beginn der Arbeit definierten Fragestellungen werden hier nun aufgegriffen und beantwortet und dienen zur Zusammenfassung der Ergebnisse:

- Ab welchem Ausbaugrad von erneuerbaren Energieerzeugern werden welche Kopplungsoptionen nötig werden?
 - Wärmepumpen und E-Mobilität können fossile Energie bzw. Primärenergie einsparen wodurch sich gezeigt hat, dass der Einsatz dieser Technologien bereits im heutigen Energiesystem Sinn macht. Diese Technologien eignen sich allerdings nicht um große Mengen an negativen Residuallasten zu nutzen. Wärmepumpen können die Residualenergie im Klima- & Energiestrategieszenario des gesamten Jahres um 340 GWh und E-Fahrzeuge um 306 GWh reduzieren (15% bzw. 14% des gesamten Überschusses).
 - Power-to-Gas sollte vor allem zur Nutzung von Überschussstrom als Langzeitspeicher verwendet werden. Es hat sich gezeigt, dass ausreichend Überschussstrom erst im Klima- und Energiestrategieszenario erreicht wurde und somit beim Erreichen dieser Ziele und größerem Ausbau von erneuerbaren Energieträgern diese Technologie erst sinnvoll wird.

- Wie wirkt sich ein ändernder Verbrauch und erneuerbare Energieerzeuger auf das Energiesystem aus?

- Sowohl höherer Verbrauch als auch der Ausbau von erneuerbaren Energieträgern führen zu Überlastungen des elektrischen Netzes. Der Ausbau der erneuerbaren Energieträger wirkt sich dabei allerdings wesentlich stärker auf das elektrische Energiesystem aus, als der zusätzliche Verbrauch.
- Der Ausbau durch PV führt zu extremen Residuallaständerungen die allerdings durch Sektorkopplungstechnologien reduziert werden können.
- Wo im betrachteten Gebiet des elektrischen Netzes wird ein Handlungsbedarf aufgrund von Leitungsüberlastungen entstehen?
 - In Gebieten mit wenig vermaschtem Netz treten die meisten Überlastungen auf.
- Ist eine erneuerbare Eigenversorgung bei vollständigem Ausbau der erneuerbaren Energieträger im betrachteten Gebiet möglich?
 - Bilanziell ist eine Eigenversorgung im Stromsektor möglich. Der momentane Kraftwerkspark (Gaskraftwerke) reicht allerdings nicht aus um zu jedem Zeitpunkt den Strombedarf decken zu können. Es bleiben selbst im ambitionierten Zielszenario Stunden, bei denen Strom importiert werden muss (94% Autarkiegrad).
 - Im Gassektor ist nach den technischen Potentialen der erneuerbaren Energieträger keine Eigenversorgung möglich. Hier müssen weitere Optionen wie Gas aus Biomasse, Umstellung von Industrieprozessen oder Import von erneuerbarem Gas verfolgt werden.
 - Neben dem Ausbau von erneuerbaren Energieträgern werden auch die Energieeffizienz und Energiesuffizienz von entscheidender Bedeutung für eine erfolgreiche Energiewende sein, da allein durch die Sektorkopplung keine Eigenversorgung möglich sein wird.
 - Durch Sektorkopplung, Energieeinsparung und vollständigen Ausbau der erneuerbaren Energieträger kann ein energiebezogener Gesamtautarkiegrad nach diesen Szenarien von 74% erreicht werden.
- Wie viel Überschussstrom wird zur Verfügung stehen?
 - Im Trendszenario kommt es zu einer Überschussstrommenge von 338 GWh.
 - Nach den Klimazielen würde eine Energiemenge von 2,2 TWh an Überschussstrom in Oberösterreich zur Verfügung stehen.

- Aus dem ambitionierten Zielszenario im Base-Case hat sich eine Energiemenge von 4,4 TWh ohne weitere Sektorkopplungstechnologien ergeben. Dies entspricht ca. 5% des gesamten Bruttoenergieverbrauchs abzüglich nicht energetischer Verwendung von Energieträgern in Oberösterreich.
- Welche Auswirkungen haben Sektorkopplungstechnologien bei angenommenem Ausbau auf das elektrische Netz?
 - Wärmepumpen und E-Mobilität können bei einem Ausbau von erneuerbaren Energieträgern die Überlastungen reduzieren (7-19%). Eine weitere Reduktion wäre insbesondere bei der E-Mobilität durch eine optimierte Regelung möglich. Dazu sind jedoch weitere Untersuchungen erforderlich.
 - Eine zentrale Sektorkopplungstechnologie (wie die verwendete PtG-Anlage) zur Nutzung des gesamten Überschussstromes sollte vermieden werden.
 - Eine Kombination aus dezentralen und zentralen Technologien mit nicht zu großer Leistungen nach einer netzdienlichen Regelung stellt sich als sinnvollste Option heraus. Untersuchungen diesbezüglich sind jedoch auch noch nötig.

Aus zeitlichen Gründen und da jede weitere Untersuchung den Rahmen dieser Masterarbeit überschreiten würde, konnten viele Ideen und Ansätze nicht analysiert werden. Neben den hier untersuchten Technologien mit dem Programm HyFlow könnte in einer anschließenden Arbeit weitere Fälle untersucht werden. Dazu zählen zum Beispiel Langzeitwärmespeicher. Eine mögliche Untersuchung könnte eine Wärmeachse der Fernwärmenetze Gmunden, Vöcklabruck, Wels und Linz sein, die über eine Wärmeleitung verbunden sind und einen oder mehrere Langzeitwärmespeicher mit Solarthermie beinhalten. Zudem kann ein Konzept von dezentral gelegenen PtG-Anlagen untersucht werden, bzw. welcher Dezentralisierungsgrad dieser Technologie bzw. auch anderer Technologien (Speicher) optimal wäre. Das Programm HyFlow könnte auch auf einen netzdienlichen Betrieb von Sektorkopplung umprogrammiert und durch Lastmanagementfunktionen erweitert werden. Zu untersuchen wäre auch noch, wie eine optimale netzdienliche Regelung von verschiedenen Sektorkopplungstechnologien erfolgen sollte. Auch eine wirtschaftliche Bewertung kann im Programm HyFlow hinterlegt werden womit auch ökonomische Kriterien in die Analyse einfließen könnten.

Sektorkopplung ist ein riesiges Themengebiet, welches mit dieser Masterarbeit nicht vollständig abgedeckt werden kann. Die Klimaziele erfordern einen extremen Ausbau der erneuerbaren Energiequellen, wodurch Speicher- und Sektorkopplungsoptionen benötigt werden, doch es bedarf vor allem auch dem Beitrag jedes einzelnen, Energie einzusparen um den Klimawandel aufzuhalten.

9 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] GOLLNER, Manfred: *Energiedaten Österreich 2016 : Änderung wichtiger Kennzahlen und Einflussfaktoren im Vergleich zum Vorjahr*. URL https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/index.html – Überprüfungsdatum 2018-06-13
- [2] BUNDESMINISTERIUM FÜR NACHHALTIGKEIT UND TOURISMUS ; BUNDESMINISTERIUM FÜR VERKEHR, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: *#mission2030 : Die österreichische Klima- und Energiestrategie*. URL <https://mission2030.info/wp-content/uploads/2018/10/Klima-Energiestrategie.pdf> – Überprüfungsdatum 2019-01-22
- [3] ÖSTERREICHS ENERGIE: *Fahrplan 2030*. URL https://oesterreichsenergie.at/files/Download%20Oe-Publikationen/Fahrplan%202030/OeE__Fahrplan_Strom__ANSICHT.pdf – Überprüfungsdatum 2019-02-25
- [4] MOSER, Simon ; GOERS, Sebastian ; DE BRUYN, Kathrin ; STEINMÜLLER, Horst ; HOFMANN, Rene ; PANUSCHKA, Sophie ; KIENBERGER, Thomas ; SEJKORA, Christoph ; HAIDER, Markus ; WERNER, Andreas ; BRUNNER, Christoph ; FLUCH, Jürgen ; GRUBBAUER, Anna: *Diskussionspapier zum Projekt Renewables4Industry : Endberichtsteil 2 von 3 (2018)*. URL <http://www.energieinstitut-linz.at/v2/wp-content/uploads/2018/04/Renewables4Industry-Diskussionspapier.pdf> – Überprüfungsdatum 2018-05-15
- [5] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR: *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende : Impulse und Erkenntnisse aus dem Studienprozess*. URL https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf – Überprüfungsdatum 2018-05-28
- [6] BMWi: *Strom 2030 : Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre*. URL https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/strom-2030-ergebnispapier.pdf?__blob=publicationFile&v=28 – Überprüfungsdatum 2018-05-27
- [7] AUSFELDER, Florian ; DRAKE, Frank-Detlef ; ERLACH, Berit ; HENNING, Hans-Martin ; KOST, Christoph ; PITTEL, Karen ; MÜNCH, Wolfram ; FISCHEDICK, Manfred ; REHTANZ, Christian ; SAUER, Jörg ; SCHÄTZLER, Katharina ; STEPHANOS, Cyril ; THEMANN, Michael ; UMBACH, Eberhard ; WAGEMANN, Kurt ; WAGNER, Ulrich ; WAGNER, Hermann-Josef: *Sektorkopplung : Untersuchungen und Überlegungen zur Entwicklung eines integrierten Energiesystems*.

URL

https://www.akademienunion.de/fileadmin/redaktion/user_upload/Publikationen/Stellungennahmen/ESYS_Analyse_Sektorkopplung.pdf – Überprüfungsdatum 2018-05-07

- [8] WIETSCHEL, Martin ; PLÖTZ, Patrick ; PFLUGER, Benjamin ; KLOBASA, Marian ; EBER, Anke ; HAENDEL, Michael ; MÜLLER-KIRCHENBAUER, Joachim ; KOCHS, Johannes ; HERMANN, Lisa ; GROSSE, Benjamin ; NACKEN, Lukas ; KÜSTER, Michael ; PACEM, Johannes ; NAUMANN, Lukas ; KOST, Christoph ; KOHRS, Robert ; FAHL, Ulrich ; SCHÄFER-STRADOWSKY, Simon ; TIMMERMANN, Daniel ; ALBERT, Denise: *Sektorkopplung : Definition, Chancen und Herausforderungen*. URL https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/sustainability-innovation/2018/WP01-2018_Sektorkopplung_Wietschel.pdf – Überprüfungsdatum 2018-05-27
- [9] STATISTIK AUSTRIA: *Energiebilanz Oberösterreich 1988 bis 2017 : Detaillinformation*. 2018. URL https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html – Überprüfungsdatum 2019-01-07
- [10] ÖSTERREICHISCHE BIOMASSEVERBAND: *Bioenergie 2030* (2015). URL <https://www.biomasseverband.at/en/bioenergie/bedeutung-der-bioenergie-fuer-oesterreich/> – Überprüfungsdatum 2018-05-23
- [11] GROSSE, Matthias ; HAINZER, Manuela ; KORNFELD, Alexander ; LIPPERT, Stefan ; WAGNER, Beate ; KRAMAR, Hans ; MANN, Andrea ; REINBERG, Sebastian ; DANSCHAT, Jens: *New Economy Wien*. URL http://www.srf.tuwien.ac.at/LVA/p3_newecon/Flash/main.swf – Überprüfungsdatum 2019-01-21
- [12] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT: *Klimaschutzplan 2050 : Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*. URL https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf – Überprüfungsdatum 2018-08-07
- [13] SCHWAB, Adolf J.: *Elektroenergiesysteme : Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie* : Springer-Verlag, 2006
- [14] ENERGIE AG OBERÖSTERREICH: *Technik im Kraftwerk Ranna : Wasserkraft für Oberösterreich*. URL <https://www.energieag.at/KW-Ranna-Technikbroschuere.pdf?hp=1;2;de>

- [15] SOKOLOV, Daniel AJ: *Tesla: Weltgrößter Akku in Australien eröffnet*. URL <https://www.heise.de/newsticker/meldung/Tesla-Weltgroesster-Akku-in-Australien-eroeffnet-3905951.html> – Überprüfungsdatum 2018-11-19
- [16] SCHNABEL, Patrick: *Lithium-Ionen-Akkus*. URL <https://www.elektronik-kompendium.de/sites/bau/0810281.htm> – Überprüfungsdatum 2019-02-26
- [17] ENERGIE AG OBERÖSTERREICH POWER SOLUTION GMBH: *Was heißt Abrechnung in Kilowattstunden (kWh)?* URL <https://www.energieag.at/PS-Infoblatt-zur-Abrechnung-in-Kilowattstunden.pdf?hp=1;2;de> – Überprüfungsdatum 2019-03-01
- [18] ROHÖL-AUFSUCHUNGS AKTIENGESELLSCHAFT: *Erdgasspeicher*. URL https://www.rag-austria.at/fileadmin/bilder/0_NEU_RAG_Austria_AG/Unternehmen/rag_speicherbroschue_180904.pdf – Überprüfungsdatum 2018-08-09
- [19] KLIMA- UND ENERGIEFONDS: *Abschlussbericht der Speicherinitiative : Startphase*. URL <https://speicherinitiative.at/assets/Uploads/Abschlussbericht-Startphase/Speicherinitiative-Abschlussbericht-Startphase-lowres.pdf> – Überprüfungsdatum 2017-09-20
- [20] RAHIMZEI, Ehsan ; SANN, Kerstin ; VOGEL, Moritz: *Kombendium: Li-Ionen-Batterien : Grundlagen, Bewertungskriterien, Gesetze und Normen*. URL https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/IKT-EM/ikt2-komp-lithium-ionen.pdf;jsessionid=EC4328105EB6712FD082D19BBC2B841F?__blob=publicationFile&v=4 – Überprüfungsdatum 2019-02-25
- [21] LEITNER, Lukas Matthias: *Methodik zur Speicherbedarfsermittlung und Lastflussminimierung im zellularen Ansatz*, 2018
- [22] GAWLIK, Wolfgang ; BEGLUK, Sabine ; BOXLEITNER, Martin ; GROIB, Christoph ; HEIMBERGER, Markus ; CHRISTOPH, Maier ; SCHLAGER, Rainer ; WALTER, Heimo ; LAUERMANN, Michael ; EISL, Roland ; SCHENZEL, Karl-Wilhelm ; NEYER, Werner ; BUZANICH, Hannes ; BÖCKLE, Johann ; EUGSTER, Christian ; HARTMANN, Stefan: *Symbiose : Systemübergreifende optimale dezentrale Hybridspeicher*. URL https://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/projekte/Symbiose/Symbiose_-_FFG-Nr._834635_-_Approbiertes_Endbericht.pdf.pdf
- [23] FREHNER, M.: *Alles über Akkus*. URL <http://www.funkcom.ch/akkuinfos.htm> – Überprüfungsdatum 2019-02-26
- [24] SCHNABEL, Patrick: *Nickel-Metallhydrid-Akku (NiMH)*. URL <https://www.elektronik-kompendium.de/sites/bau/1101251.htm> – Überprüfungsdatum 2019-02-26

- [25] SCHNABEL, Patrick: *Blei-Akku*. URL <https://www.elektronik-kompendium.de/sites/bau/1101231.htm> – Überprüfungsdatum 2019-02-26
- [26] EWE GASSPEICHER GMBH: *brine4power : Grüne Megabatterie für grüne Energie*. URL <https://www.ewe-gasspeicher.de/home/b4p> – Überprüfungsdatum 2018-08-06
- [27] GASSER, Lukas ; WELLIG, Beat ; HILFIKER, Karl: *WEXA: Exergie-Analyse zur Effizienzsteigerung von Luft/Wasser-Wärmepumpen*. URL https://www.google.at/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjC7t6FnLfAhXGy4UKHb-KC40QFjAAegQICxAc&url=http%3A%2F%2Fwww.bfe.admin.ch%2Fphp%2Fmodules%2Fenet%2Fstreamfile.php%3Ffile%3D000000009668.pdf%26name%3D000000280033.pdf&usq=AOvVaw3YMcWrsaMWOmEqp98_dS8D
- [28] WAGNER, Ulrich ; HAMACHER, Thomas ; HEILEK, Christian ; KÜHNE, Maximilian ; TZSCHEUTSCHLER, Peter: *Energiewirtschaftliche Bewertung der Wärmepumpe in der Gebäudeheizung*. URL https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/03_Politik/Internes/bwp-TU-Muenchen-Energiewirtschaftliche_Bewertung_der_Waermepumpe.pdf – Überprüfungsdatum 2018-07-10
- [29] TOTSCHNIG, G. ; BÜCHELE, R. ; FRITZ, S. ; KRANZL, L. ; MÜLLER, A. ; NAGLER, J. ; PONWEISER, K. ; BAUMGARTNER, W. ; POSTL, J. ; ADLER, B. ; BRANDMAYR, J. ; BLARKE, M. B.: *Potentiale, Wirtschaftlichkeit und Systemlösungen für Power-to-Heat*. URL <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>
- [30] HARTL, M. ; BIERMAYR, P. ; SCHNEEBERGER, A. ; SCHÖFMANN, P.: *Österreichische Technologieroadmap für Wärmepumpen*. URL https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/nw_pdf/1608_endbericht_oesterreichische_technologieroadmap_fuer_waermepumpen.pdf?m=1469661515 – Überprüfungsdatum 2019-02-26
- [31] SEGALLA, Christoph: *Power 2 Heat Anwendungen für das Fernwärmenetz*. URL https://www.waermepumpe-austria.at/files/Waermepumpe-Austria/content/Dateien/Landing%20Page%20Grosswaermepumpenforum%202018/Nachbereitung%20GWPF%202018/8_20180416_P2H_Segalla_Wien_Energie%20-%20Ver3.pdf – Überprüfungsdatum 2018-11-20
- [32] VISSMANN GESELLSCHAFT M. B. H.: *Großwärmepumpen von Viessmann*. URL <https://www.viessmann.at/de/wohngebaeude/waermepumpe/grosswaermepumpen.html> – Überprüfungsdatum 2018-11-20

- [33] SMOLINKA, Tom: *Wasserstoff aus Elektrolyse : Ein technologischer Vergleich der alkalischen und PEM-Wasserelektrolyse*. URL http://www.fvee.de/fileadmin/publikationen/Workshopbaende/ws2007/ws2007_07.pdf – Überprüfungsdatum 2018-07-19
- [34] SMOLINKA, Tom: *H₂-Erzeugung durch Wasserelektrolyse : Entwicklungsstand und Herstellerübersicht* (2017). URL http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn_nbn_de_0011-n-4589798.pdf – Überprüfungsdatum 2018-07-19
- [35] SITTE, Werner ; BUCHER, Edith ; EGGER, Andreas: *Reversible Festoxidzellen : Eine zukunftsweisende Kombination von Hochtemperaturbrennstoff- und -elektrolysezellen*. In: *Der Energietechniker* 2018, Nr. 2, S. 27–30
- [36] BERTUCCIOLI, Luca ; CHAN, Alvin ; HART, David ; LEHNER, Franz ; MADDEN, Ben ; STANDEN, Eleanor: *Development of Water Electrolysis in the European Union*. URL https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf
- [37] SUNFIRE GMBH: *SUNFIRE-SYNLINK : Clean Syngas for Sector Integration*. URL <https://www.sunfire.de/de/produkte-und-technologie/sunfire-synlink>. – Aktualisierungsdatum: 2018-11-15
- [38] VERBUND SOLUTIONS GMBH: *H₂Future : Technology*. URL <https://www.h2future-project.eu/technology> – Überprüfungsdatum 2018-11-20
- [39] BAZZANELLA, Alexis Michael ; AUSFELDER, Florian: *Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry*. Deutschland : DECHEMA, Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V, 2017 (Technology study)
- [40] LEHNER, Markus ; BIEGGER, Philipp: *Wasserstoff im Erdgasnetz*. In: *Der Energietechniker* 2018, Nr. 2, S. 20–23
- [41] SIEGMETH, Franz J. ; TSCHIGGERL, Karin: *Intelligente Speicherung von Wasserstoff aus erneuerbaren Energien*. In: *Der Energietechniker* 2018, Nr. 2, S. 31–33
- [42] RAG ROHÖL-AUFSUCHUNGS AKTIENGESELLSCHAFT: *Underground Sun Conversion : Projektbeschreibung*. URL <https://www.underground-sun-conversion.at/das-projekt/projektbeschreibung.html> – Überprüfungsdatum 2019-02-07
- [43] VERBAND KOMMUNALER UNTERNEHMEN E.V.: *Power To Gas : Chancen und Risiken für kommunale Unternehmen*. URL https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Sparten/Energiewirtschaft/Gasthemen/Broschuere_Power_to_Gas.pdf – Überprüfungsdatum 2019-02-27

- [44] SCHMID, Jürgen: *Erneuerbare Energien und Energieeffizienz*. URL <http://www.uni-kassel.de/upress/online/frei/978-3-89958-798-2.volltext.frei.pdf> – Überprüfungsdatum 2019-02-27
- [45] PAPP, Erich J. et al.: *Riesiges Potenzial an grünem Gas*. In: *FORUM GAS WASSER WÄRME* (2017). URL http://www.energieinstitut-linz.at/v2/wp-content/uploads/2017/09/FORUM_GAS_WASSER_WÄRME_2017_04.pdf – Überprüfungsdatum 2018-07-02
- [46] STERNER, Michael ; JENTSCH, Mareike ; HOLZHAMMER, Uwe: *Energiewirtschaftliche und ökologische Bewertung eines Windgas-Angebotes*. URL https://www.greenpeace-energy.de/fileadmin/docs/sonstiges/Greenpeace_Energy_Gutachten_Windgas_Fraunhofer_Sterner.pdf – Überprüfungsdatum 2019-03-20
- [47] MÜLLER-SYRING, Gert ; HENEL, Marco ; KÖPPEL, Wolfgang ; MLAKER, Wolfgang ; STERNER, Michael ; HÖCHER, Thomas: *Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz*. URL https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/forschung/berichte/g1_07_10.pdf – Überprüfungsdatum 2019-02-13
- [48] PURR, Katja ; OSIEK, Dirk ; LANGE, Martin ; ADLUNGER, Kirsten ; ET. AL.: *Integration von Power to Gas/Power to Liquid in den laufenden Transformationsprozess*. URL https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1/publikationen/position_power_to_gas-power_to_liquid_web.pdf – Überprüfungsdatum 2019-02-13
- [49] APPELRATH, Hans-Jürgen ; ET. AL.: *Hybridnetze für die Energiewende - Forschungsfragen aus Sicht der IKT*. URL https://www.researchgate.net/publication/256546395_Hybridnetze_fur_die_Energiewende_-_Forschungsfragen_aus_Sicht_der_IKT – Überprüfungsdatum 2019-02-27
- [50] KARL, Jürgen: *Dezentrale Energiesysteme : Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt*. 3., überarb. u. erw. Aufl. München : Oldenbourg, 2012 (Technik 10-2012)
- [51] VERBUND: *Informationsblatt Fernheizkraftwerk Mellach*. URL <https://www.verbund.com/-/media/verbund/ueber-verbund/unsere-kraftwerke/detailseiten-kraftwerke/verbund-kraftwerk-mellach-uig-informationsblatt.ashx?ori=1> – Überprüfungsdatum 2019-02-27
- [52] SHARAF, Omar Z. ; ORHAN, Mehmet F.: *An overview of fuel cell technology: Fundamentals and applications*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 32 (2014), S. 810–853

- [53] DODERER, Hannes ; STEFFENSEN, Sophia ; SCHÄFER-STRADOWSKY, Simon: *Power to Heat : Eine Chance für die Energiewende*. URL https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2018/03/20180306_IKEM_Positionspapier_Power-to-Heat.pdf – Überprüfungsdatum 2018-01-16
- [54] BEZ, Armin: *Kälte durch Wärme erzeugen : Möglichkeiten der mit Kraft-Wärme-Kopplung beheizten Absorptionskältemaschine im Vergleich zur Kompressionskältemaschine unter wirtschaftlichen und technischen Gesichtspunkten*. Hamburg, Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Department Maschinenbau und Produktion. 2012-06-18. URL file:///C:/Users/ppich/Documents/Uni/Masterarbeit%20Archiv/Literatur/Kopplungstechnologien/Bachelorthesis_Bez_Armin_20120618.pdf – Überprüfungsdatum 2019-03-20
- [55] HAUER, Andreas ; HIEBLER, Stefan ; REUß, Manfred: *Wärmespeicher*. 5. Aufl. : Fraunhofer IRB Verlag, 2013 (BINE-Fachbuch)
- [56] ORF: *Steiermark plant weltgrößte Solarthermie-Anlage*. URL <https://steiermark.orf.at/news/stories/2918765/> – Überprüfungsdatum 2018-11-20
- [57] MARX, Roman ; NUßBICKER-LUX, Janet ; BAUER, Dan ; HEIDEMANN, Wolfgang ; DRÜCK, Harald: *Saisonale Wärmespeicher - Bauarten, Betriebsweise und Anwendungen*. In: *Chemie Ingenieur Technik* 83 (2011), Nr. 11, S. 1994–2001
- [58] GREIML, Matthias: *Modellierung eines hybriden Netzes zur Ermittlung potentieller Speicherdienstleistungen*, 2018
- [59] STERNER, Michael ; STADLER, Ingo: *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2014
- [60] BENZ, Thomas: *Der Zellulare Ansatz - Grundlage einer erfolgreichen, Regionen übergreifenden Energiewende*. URL https://fgds.saarland.de/dokumente/thema_energie/1_2_Dr._Benz_Der_zellulare_Ansatz_Benz_150930_freigegeben.pdf
- [61] BÖCKL, Benjamin ; KRIECHBAUM, Lukas ; KIENBERGER, Thomas: *Analysemethode für kommunale Energiesysteme unter Anwendung des zellularen Ansatzes*
- [62] NACHT, Thomas: *Lastflussbasierte Optimierungsalgorithmen in der Elektrizitätswirtschaft*. Graz, Techn. Univ., Dipl.-Arb., 2010, 2010
- [63] RÜDIGER, Jens ; LUNDERSTÄDT, Reinhart; HORN, Joachim (Mitarb.): *Gasnetzsimulation durch Potentialanalyse*. Zugl.: Hamburg, Helmut-Schmidt-Univ., Diss., 2009. Hamburg : Helmut-Schmidt-Univ. Fak. für Elektrotechnik, 2009

- [64] CERBE, Günter ; DEHLI, Martin: *Grundlagen der Gastechnik : Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung : mit 122 Tafeln, 99 Beispielen, 66 Aufgaben*. 6., vollst. neu bearb. Aufl. München : Hanser, 2004
- [65] WELS STROM GMBH: *Umwelterklärung 2017 : Kennzahlen 2013 - 2017*. URL https://www.eww.at/fileadmin/user_upload/eww/strom/docs/info/business/EMAS/Wels-Strom-EMAS-Umwelterklaerung-2017.pdf – Überprüfungsdatum 2019-01-17
- [66] KALTSCHMITT, M (Hrsg.); STREICHER, W (Hrsg.): *Regenerative Energien in Österreich : Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalyse, Potentiale, Nutzung* : Viehweg+Teubner, 2009
- [67] PÖYRY ENERGIE GMBH: *Wasserkraftpotentialstudie Österreich : Kurzfassung*. URL https://www.kleinwasserkraft.at/fileadmin/PDF/Stellungnahmen/050508_p_yry_wasserkraftpotentialstudie_kurzfassung.pdf – Überprüfungsdatum 2018-05-23
- [68] DELL, Gerhard: *Energiezukunft 2030 : Die oberösterreichische Energiestrategie*. 2009. URL https://www.energiesparverband.at/fileadmin/redakteure/ESV/Info_und_Service/Publicationen/Broschuere_Energiezukunft_2030_fin.pdf – Überprüfungsdatum 2018-07-02
- [69] RATSCHAN, Clemens ; ZAUNER, Gerald ; SCHEDER, Christian ; CLEMENS, Gumpinger ; MIELACH, Carina ; SCHMUTZ, Stefan ; TICHLER, Robert ; SCHWARZ, Markus ; STEINMÜLLER, Horst: *OÖ. Wasserkraftpotentialanalyse 2012/13 : Publikationsbericht*. URL https://www.land-oberoesterreich.gv.at/files/publikationen/AUWR_Wasserkraftpotentialanalyse.pdf – Überprüfungsdatum 2018-07-31
- [70] IG WINDKRAFT OBERÖSTERREICH: *Windkraft in Oberösterreich : Saubere Stromerzeugung mit kostenlosem Rohstoff* (2017). URL <https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2016.03.14/1457955494184940.pdf> – Überprüfungsdatum 2018-07-02
- [71] WINKELMEIER, Hans ; KRENN, Andreas ; ZIMMER, Florian: *Das realisierbare Windpotential Österreichs für 2020 und 2030*. URL https://www.windatlas.at/downloads/Follow_Up_Bericht_2014.pdf – Überprüfungsdatum 2018-05-23
- [72] AMT DER OÖ. LANDESREGIERUNG: *Windkraft - Masterplan 2017 Ausschlusszone*. URL https://www.land-oberoesterreich.gv.at/Mediendateien/Formulare/DokumenteAbt_U/us_en_Ausschlusszonen_Windmasterplan2017.pdf – Überprüfungsdatum 2019-01-17

- [73] NETZ OBERÖSTERREICH GMBH: *AMIS Rollout : Zahlen, Daten und Fakten*. URL <https://www.netzooe.at/Themen/Information/smart-meter/Rollout> – Überprüfungsdatum 2019-03-05
- [74] LINZ AG: *Kennzahlen*. URL https://www.linzag.at/portal/de/ueber_die_linzag/konzern/kennzahlen/linz_strom_gas_waerme_gmbh_1/linz_strom_gas_waerme_gmbh.html# – Überprüfungsdatum 2019-01-17
- [75] AUSTRIAN POWER GRIND AG ; LINZ STROM NETZ GMBH ; NETZ OBERÖSTERREICH GMBH: *Stromnetz-Masterplan Oberösterreich 2026 : Ausbau des Hochspannungs-Stromnetzes (>= 110.000 V) in Oberösterreich*. Planungszeitraum 2016 - 2026. URL https://www.land-oberoesterreich.gv.at/Mediendateien/Formulare/DokumenteAbt_U/us-en_Stromnetz-Masterplan_Oberoesterreich_2026.pdf – Überprüfungsdatum 2018-07-05
- [76] NETZ OBERÖSTERREICH GMBH: *Das Erdgas-Netz in Oberösterreich*. URL <https://www.netzooe.at/Unternehmen/erdgasnetz> – Überprüfungsdatum 2019-01-17
- [77] EWW AG: *Infos und Wissenswertes : Wissenswertes rund um das Thema Fernwärme der eww Gruppe*. URL <https://www.eww.at/privat/waerme/infos-wissenswertes/> – Überprüfungsdatum 2019-01-22
- [78] LINZ AG: *Fernheizkraftwerk Linz-Mitte*. URL https://www.linzag.at/portal/de/ueber_die_linzag/konzern/gesellschaften/linz_strom_gas_waerme_gmbh/energieerzeugung/fernheizkraftwerk_linz_mitte/fernheizkraftwerk_linz_mitte.html# – Überprüfungsdatum 2019-01-17
- [79] STATISTIK AUSTRIA: *EEV 1993 bis 2017 nach ET und Nutzenergiekategorien für Oberösterreich*. URL https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/nutzenergieanalyse/index.html – Überprüfungsdatum 2019-01-17
- [80] FECHNER, H. ; MAYR, C. ; SCHNEIDER, A. ; RENNHOFFER, M. ; PEHARZ, G.: *Technologie-Roadmap Photovoltaik in Österreich*. URL https://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/1615_technologie_roadmap_photovoltaik.pdf – Überprüfungsdatum 2019-01-22
- [81] ÖSTERREICHS E-WIRTSCHAFT: *Empowering Austria : Die Stromstrategie von Oesterreichs Energie bis zum Jahr 2030*. URL

- https://oesterreichsenergie.at/files/Stromstrategie/Stromstrategie_Broschuere_kl.pdf –
Überprüfungsdatum 2019-01-17
- [82] DELL, Gerhard: *Energieleitregion OÖ 2050 : Die Energiestrategie Oberösterreich*. URL
https://www.land-oberoesterreich.gv.at/files/publikationen/esv_Energiestrategie_Leitregion.pdf –
Überprüfungsdatum 2019-01-17
- [83] DELL, Gerhard: *Oberösterreichische Energiebericht : Berichtsjahr 2017*. URL
https://www.energiesparverband.at/fileadmin/redakteure/ESV/Info_und_Service/Energie_in_OOe/Umsetzungsbericht/2017-Energiebericht.pdf – Überprüfungsdatum 2019-01-17
- [84] AMT DER OÖ. LANDESREGIERUNG: *Bundesländervergleiche - Kraftfahrzeuge*. URL
<https://www2.land-oberoesterreich.gv.at/internetstatistik/Start.jsp?SessionID=SID-525C3A8C-A0C01F07&xmlid=Seiten%2F129552.htm&kategorie=kfzbundesl> –
Überprüfungsdatum 2019-01-17
- [85] PÖTSCHER, Friedrich: *Szenarien zur Entwicklung der Elektromobilität in Österreich bis 2020 und Vorschau 2030*. URL
<http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0500.pdf> –
Überprüfungsdatum 2019-01-17
- [86] KIENBERGER, Thomas ; HAMMER, Andreas ; VAPOVA, Julia ; THORMANN, Bernd ; KRIECHBAUM, Lukas ; SEJKORA, Christoph ; HERMANN, Robert ; WATSCHKA, Karin ; BERGMANN, Ulrich ; FREWEIN, Markus ; KOB, Janina ; BRANDL, Hanna ; VOGEL, Julia ; MOSER, Simon ; BARESCH, Martin ; DE BRUYN, Kathrin ; BRAUNSTEIN, René ; FREITAG, Christina ; PEYREDER, Markus:
Umsetzung regionaler Elektromobilitätsversorgung durch hybride Kopplung : eingereicht
- [87] ENTSO-E: *ENTSO-E-Mix 2016*. URL https://www.e-control.at/stromnachweis/news/-/asset_publisher/I5xLquyJKFL/content/entso-e-mix-20-1?inheritRedirect=false –
Überprüfungsdatum 2019-01-17
- [88] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Wärme kraftwerke im energetischen Vergleich*. URL
<https://kraftwerkforschung.info/quickinfo/energieversorgung/waermekraftwerke-im-energetischen-vergleich-in-2006-durchschnittliche-wirkungsgrade-in/> –
Überprüfungsdatum 2019-01-17

10 ANHANG

In diesem Abschnitt werden ergänzende Diagramme und Tabellen zu Kapitel 6 & 7 gezeigt. Neben Diagramme zum Vergleich der Zukunftsszenarien beschränken sich diese vor allem auf die genaue Darstellung der Überlastung des elektrischen Netzes.

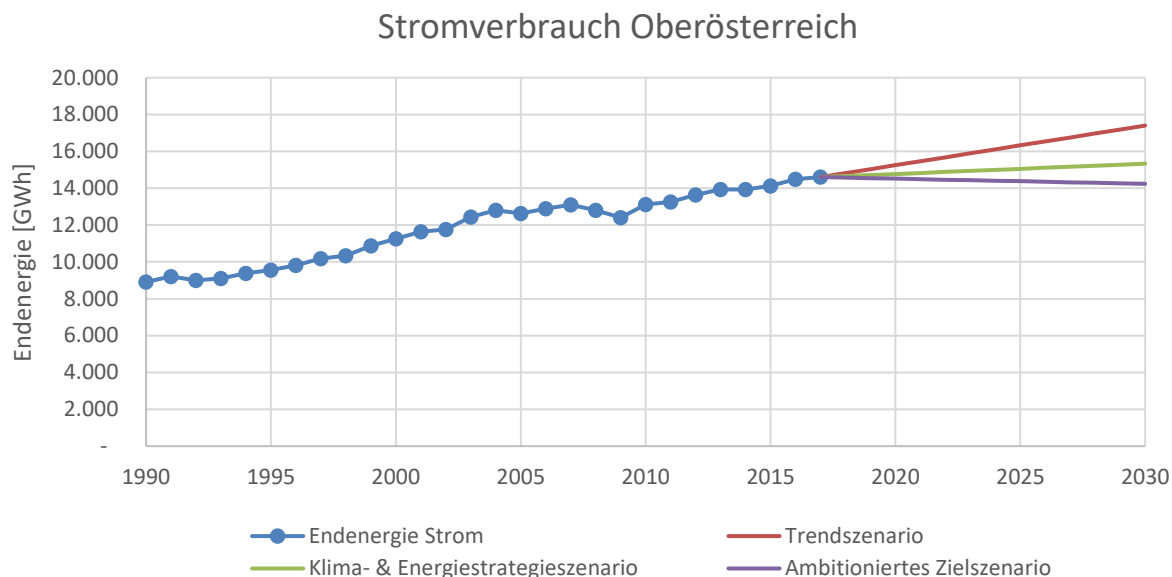


Abbildung 10-1: Vergleich der Entwicklungen des Stromverbrauchs zwischen den Zukunftsszenarien (eigene Darstellung mit Daten von [9])

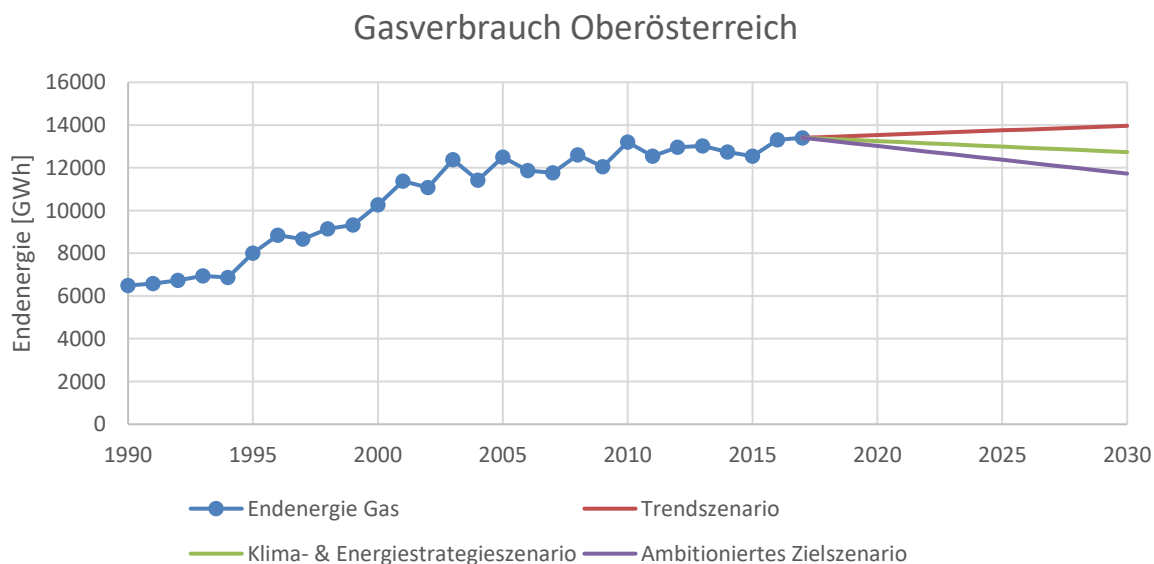


Abbildung 10-2: Vergleich der Entwicklungen des Gasverbrauchs zwischen den Zukunftsszenarien (eigene Darstellung mit Daten von [9])

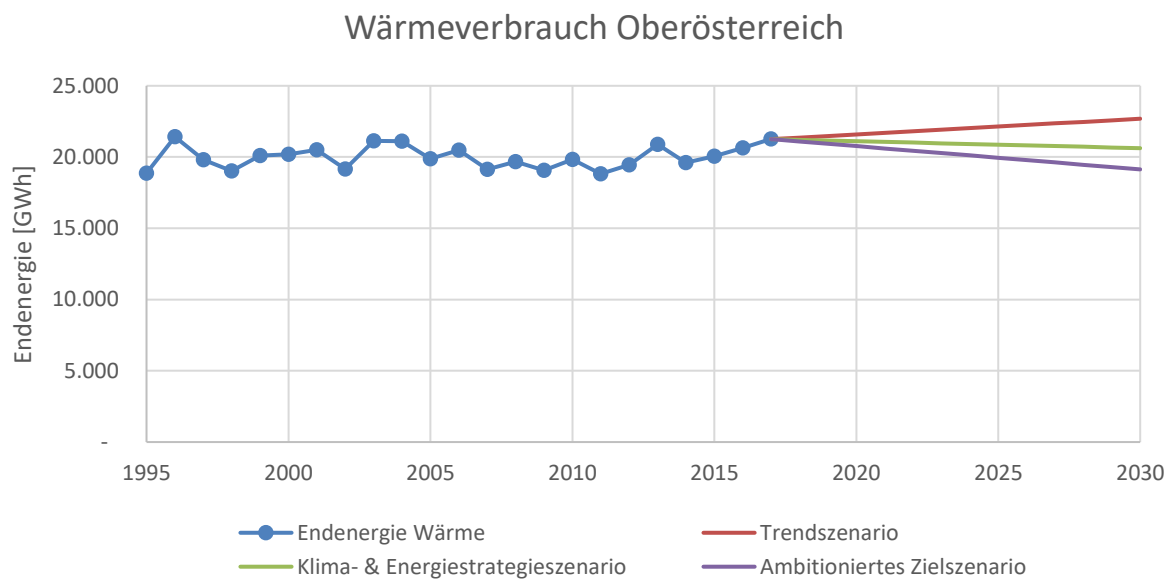


Abbildung 10-3: Vergleich der Entwicklungen des Wärmeverbrauchs zwischen den Zukunftsszenarien (eigene Darstellung mit Daten von [9])

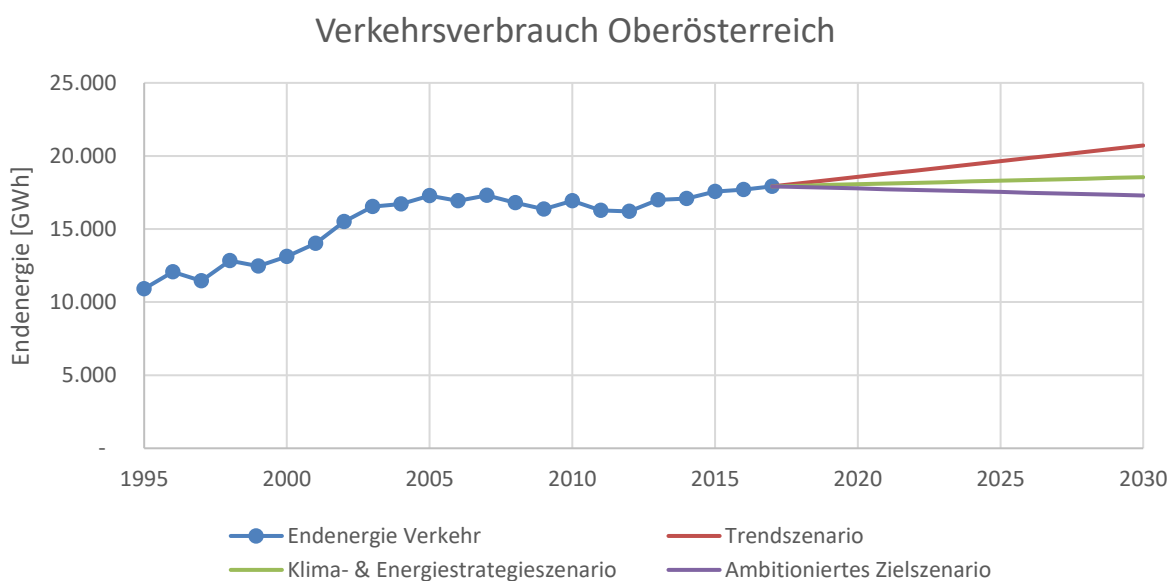


Abbildung 10-4: Vergleich der Entwicklungen des Verkehrsverbrauch zwischen den Zukunftsszenarien (eigene Darstellung mit Daten von [9])

Gesamtverbrauch Oberösterreich

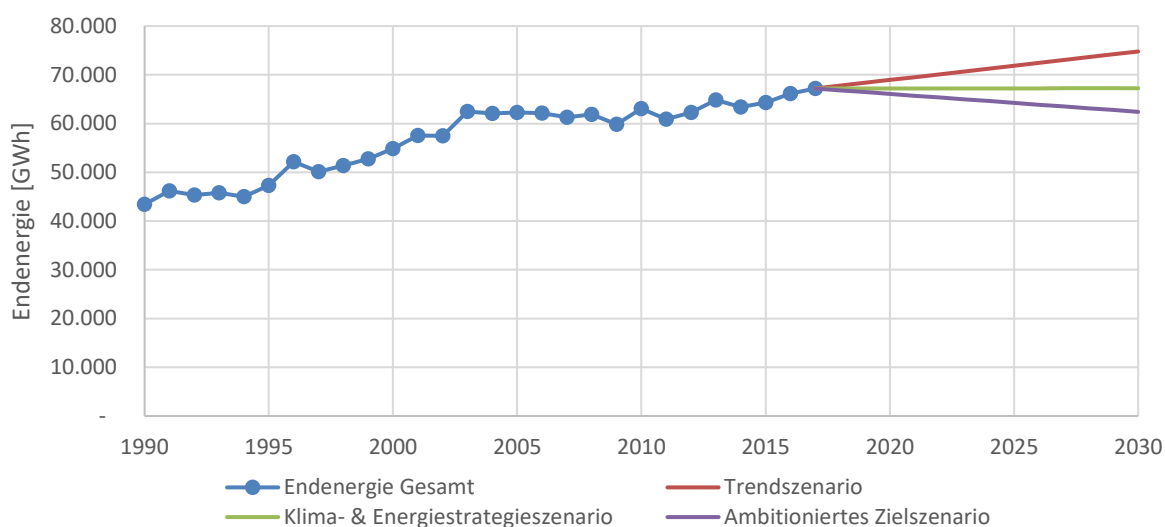


Abbildung 10-5: Vergleich der Entwicklungen des Gesamtverbrauchs zwischen den Zukunftsszenarien (eigene Darstellung mit Daten von [9])

Tabelle 10-1: Detaillierte Leitungsüberlastungen im Klima- & Energiestrategieszzenario

		Überlastungen in Stunden			
Von	Nach	BC	HP	EV	AC
St. Peter/Jahrsdorf	Mattighofen	0	0	0	278
Mattighofen	Roßbach	0	0	0	145
Mattighofen	Ried	0	0	0	343
Roßbach	Ried	0	0	0	345
Ering	St. Peter/Jahrsdorf	126	126	112	31
Ried	Timelkam	0	0	0	1.071
Antiesenhofen	Egglfing	432	432	379	90
Egglfing	St. Peter/Jahrsdorf	160	160	137	40
Egglfing	Ering	55	55	36	13
Passau Ingling	Fürstenzell	3	3	2	1
Partenstein	Ottensheim	405	351	319	200
Eferding	Ottensheim	58	37	30	19
Timelkam	Vöcklabruck	1	17	1	27
Timelkam	Regau	0	0	0	461
Timelkam	Traunfall	0	0	0	384
Regau	Traunfall	0	0	0	404
Traunfall	Steyrermühl	1	4	2	3
Steyrermühl	Traunfall	0	0	0	887
Laakirchen	Traunfall	0	0	0	940

Anhang

Ohlsdorf	Steyrermühl	0	0	0	1.479
Ohlsdorf	Laakirchen	0	0	0	1.629
Rosenau	Steyr Fischhub	2	8	7	10
Rosenau	Ernsthofen	74	69	64	52
Steyr Fischhub	Ernsthofen	14	4	9	0
Lambach	Traunfall	0	0	0	2.037
Lambach	Ohlsdorf	0	0	0	995
Wels Nord	Puchberg	18	9	9	0
Ottensheim	Partenstein	659	594	1	11
Ottensheim	Leonding	0	0	561	347
Leonding	Wegscheid	833	777	734	435
Wegscheid	Ernsthofen	52	25	35	0
Traun Pucking	Traun Feuerstein	3	3	3	3
Abwinden Asten	Ernsthofen	197	107	149	8
Hütte Linz	Ernsthofen	41	18	32	0
Fürstenzell	Pocking	333	333	302	115
Ebelsberg	Hütte Linz	57	12	49	0
SUMME Überlastung		3.524	3.144	2.973	12.803
Relative Überlastung		0,41%	0,37%	0,35%	1,49%
Netzverluste Gesamt [GWh]		72	72	73	151

Tabelle 10-2: Detaillierte Leitungsüberlastungen im ambitionierten Zielszenario

		Überlastungen in Stunden			
Von	Nach	BC	HP	EV	AC
Mattighofen	St. Peter/Jahrsdorf	10	4	7	0
St. Peter/Jahrsdorf	Mattighofen	0	0	0	731
Mattighofen	Roßbach	0	0	0	558
Mattighofen	Ried	0	0	0	1.013
Roßbach	Ried	0	0	0	1.030
Ering	St. Peter/Jahrsdorf	329	329	301	192
Ried	Timelkam	0	0	0	2.381
Antiesenhofen	Egglfing	744	744	682	375
Egglfing	St. Peter/Jahrsdorf	372	372	335	214
Egglfing	Ering	199	199	167	113
Aigerding	Antiesenhofen	35	35	18	20
Passau Ingling	Fürstenzell	76	76	46	43

Anhang

Ranna	Partenstein	148	129	94	130
Partenstein	Eferding	32	25	24	36
Partenstein	Ottensheim	1.161	1.105	1.060	991
Eferding	Ottensheim	581	539	488	295
Vöcklabruck	Ohlsdorf	0	0	0	10
Timelkam	Vöcklabruck	0	0	0	4
Timelkam	Lenzing	0	0	0	13
Timelkam	Regau	0	0	0	1.280
Timelkam	Traunfall	0	0	0	1.110
Regau	Traunfall	0	0	0	1.133
Steyrermühl	Traunfall	0	0	0	2.137
Laakirchen	Traunfall	0	0	0	2.298
Ohlsdorf	Steyrermühl	0	0	0	3.259
Ohlsdorf	Laakirchen	0	0	0	3.432
Staning	Ernsthofen	231	231	231	231
Garsten	Steyr Fischhub	296	296	296	296
Ternberg	Rosenau	222	222	222	222
Losenstein	Rosenau	248	248	248	248
Rosenau	Steyr Fischhub	141	150	147	161
Rosenau	Ernsthofen	442	410	400	303
Steyr Fischhub	Ernsthofen	109	80	85	20
Lambach	Traunfall	0	0	0	3.866
Lambach	Ohlsdorf	0	0	0	2.232
Wels Nord	Puchberg	163	125	116	44
Ottensheim	Leonding	1.469	1.393	1.352	1.270
Leonding	Wegscheid	1.569	1.495	1.452	1.307
Wegscheid	Ernsthofen	365	283	297	41
Abwinden Asten	Ernsthofen	691	541	596	82
Hütte Linz	Ernsthofen	300	226	237	30
Hütte Linz	Ebelsberg	0	0	0	6
Fürstencell	Pocking	560	560	525	318
Ebelsberg	Hütte Linz	203	121	171	21
SUMME Überlastung		10.696	9.938	9.597	33.496
Relative Überlastung		1,25%	1,16%	1,12%	3,90%
Netzverluste Gesamt [GWh]		84	82	82	284