



Lehrstuhl für Energieverbundtechnik

Masterarbeit

Ermittlung industrieller Abwärmepotentiale
mit Schwerpunkt Holzindustrie,
Herstellung von Biotreibstoffen und
Gasinfrastruktur

Christoph Edmund Murhammer, BSc

April 2023



EIDESSTÄTTLICHE 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 12.04.2023

Unterschrift Verfasser/in
Christoph Edmund Murhammer

KURZFASSUNG

In dieser Arbeit werden die Abwärmepotentiale ausgewählter Betriebe der Industriezweige der Gasinfrastruktur, der Bioethanolerzeugung, der Holzindustrie und der Glasindustrie erfasst. Die Arbeit ist so konzipiert, dass sie Abwärmedaten für das Projekt *Industrial Excess Heat Erhebung industrieller Abwärmepotentiale INXS* bereitstellt, welche in die *Austrian Heat Map* integriert werden. Darin können in weiterer Folge Abwärmepotentiale und Wärmebedarf in Übereinstimmung gebracht werden.

Es wurde eine Literaturrecherche durchgeführt und die Verfügbarkeit der erforderlichen Daten geprüft. Anhand der verfügbaren Quellen wurde der Stand der Technik ermittelt und die Abläufe in den Betrieben rechnerisch dargestellt.

Die relevanten Betriebe wurden - abhängig von dem zur Verfügung stehenden Datenmaterial - mittels Top-Down-Ansatz oder Bottom-Up-Analyse behandelt.

Auf Basis der ermittelten Daten erfolgte die Darstellung der betrieblichen Abläufe, die Ermittlung der potentiellen Abwärmeströme und die Zusammenfassung der Resultate, kategorisiert nach Temperaturniveaus und Trägermedien. Die Ergebnisse wurden vor dem Hintergrund des Standes der Technik betrachtet und die Potentiale bewertet.

Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere im Bereich der Niedertemperaturabwärmern kontinuierlich nutzbare Energiequellen zu Verfügung stehen. Gerade auf niedrigen Temperaturniveaus kann mittels Wärmepumpentechnologie die Energienutzung optimiert werden. Im Bereich der Hochtemperaturabwärme sind vor allem die Abgasströme der Verbrennungsanlagen relevant. Diese werden bereits vielseitig genutzt, aber auch hier ist technisch nutzbares Potential im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplungen für kontinuierlich betriebene Anlagen vorhanden.

ABSTRACT

This thesis's objective is to capture and analyse the potential of waste heat from selected companies considering the sectors gas infrastructure, bioethanol production, wood panel production and glass manufacture. The thesis is set up as to provide suitable data of waste heat potentials for the project *Industrial Excess Heat Erhebung industrieller Abwärmepotentiale INXS*, which can be integrated into the *Austrian Heat Map*. That shall further be utilised to overlap waste heat potentials with heat demands.

To gather information, a literature research was done and the availability of sources was discovered. Based on the accessible sources, the available techniques were determined and the processes in the companies were mathematically replicated.

The relevant companies were analysed via Top Down Approach or Bottom Up Analysis, depending on the available sources of information.

Starting from the gathered Data, the companies were depicted to detect waste heat potentials, which were further categorised by temperature and medium. The results were analysed and rated, considering the gathered best available techniques.

The results show, that - especially for low temperature applications - there are potentials of waste heat, which can be accessed continuously. In this sector the utilisation via heat pump technologies can be used for optimization. In sectors of high temperature applications, the waste heat of firing systems for heat supplies is dominant. These are often utilised already, but there is still significant potential to benefit from by primarily applying combined heat and power technologies.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	1
2	Forschungsfrage und Arbeitsweise	2
3	Theoretische Grundlagen und Methodik	3
3.1	Stand der Technik	3
3.2	Veröffentlichungsbasierter Bottom-Up-Ansatz	3
3.3	Statistische Top-Down-Analyse	4
3.4	Öffentlich zugängliche Quellen.....	4
3.4.1	EU-ETS	4
3.4.2	ÖNACE	4
3.4.3	Eco Management and Audit Sheme.....	5
3.4.4	Umweltverträglichkeitsprüfungen	5
3.4.4.1	Umweltverträglichkeitserklärung.....	5
3.4.4.2	Umweltverträglichkeitsgutachten.....	6
3.4.4.3	Umweltverträglichkeitsprüfung als Gesamtverfahren	6
3.4.4.4	Dokumentation der Umweltverträglichkeitsprüfungen	6
3.5	Approximationen und Konventionen	7
3.5.1	Verbrennungsgas.....	7
3.5.2	Verbrennung	8
3.5.3	Abgaseigenschaften	8
3.5.4	Abgaswärmekapazität.....	10
3.5.5	Referenztemperatur.....	10
3.6	Abwärmepotentiale	10
3.6.1	Theoretisches Abwärmepotential.....	10
3.6.2	Technisches Abwärmepotential.....	11
3.6.3	Trägermedien	11
3.6.4	Temperaturniveaus	12

3.6.5	Rahmen der Berechnungen	12
3.7	Die Gasverdichter	13
3.7.1	Gasnetze	13
3.7.1.1	Gasnetz Europa	13
3.7.1.2	Gasnetz Österreich	14
3.7.2	Funktion und Aufbau von Verdichteranlagen	14
3.8	Die Bioethanolherstellung	17
3.8.1	Ablauf der Bioethanolherstellung	17
3.8.2	Bioethanol als Nebenzweig	19
3.9	Die Holzindustrie	20
3.9.1	Ablauf in der Spanplattenproduktion	20
3.9.2	Biomassefeuerung	22
3.10	Die Glasherstellung	23
3.10.1	Ablauf in der Glasindustrie	23
3.10.1.1	Schmelze mit regenerativer Luftvorwärmung	25
3.10.1.2	Schmelze mit rekuperativer Luftvorwärmung	25
3.10.2	Alternative Technologien	26
3.10.2.1	Oxy-Fuel-Schmelzöfen	26
3.10.2.2	Elektrische Schmelzöfen	26
3.10.2.3	KWK	26
4	Abwärmeermittlung	27
4.1	Gasverdichter	27
4.1.1	Turbinenabluft	27
4.1.2	Durchflussabschätzung	28
4.1.3	Erwärmung des Gases durch Verdichtung	30
4.1.4	Ergebnisse Gasverdichterstationen TAG	32
4.1.4.1	Ergebnisse TAG Baumgarten	32
4.1.4.2	Ergebnisse TAG Eggendorf	32

4.1.4.3	Ergebnisse TAG Grafendorf	32
4.1.4.4	Ergebnisse TAG Weitendorf	33
4.1.4.5	Ergebnisse TAG Ruden	33
4.1.5	Ergebnisse Gasverdichterstationen WAG	34
4.1.5.1	WAG Baumgarten.....	34
4.1.5.2	Ergebnisse WAG Kirchberg.....	34
4.1.5.3	Ergebnisse WAG Rainbach	35
4.2	Bioethanolherstellung	36
4.2.1	Agrana Pischelsdorf.....	36
4.2.2	Energieeinsatz in der Bioethanol-Anlage	36
4.2.3	Abgasenergie Trocknung.....	36
4.2.4	Energieeinsatz-Faktoren der Trocknungsanlagen.....	38
4.2.5	Abluftenergie-Absorber	39
4.2.6	Kühltürme.....	39
4.2.7	Ergebnisse Pischelsdorf.....	40
4.3	Holzindustrie	41
4.3.1	Standort Egger Unterradlberg.....	41
4.3.1.1	Thermoölkessel	41
4.3.1.2	Biomassefeuerung.....	42
4.3.1.3	Elektrische Energie	44
4.3.1.4	Kernindikatoren aus EMAS.....	45
4.3.1.5	Spänetrocknung	46
4.3.1.6	Fernwärmeauskopplung	48
4.3.1.7	Hallenabluft.....	48
4.3.1.8	Abwasserströme.....	49
4.3.1.9	Ergebnisse Unterradlberg	50
4.3.2	Standort Egger Wörgl	51
4.3.2.1	Mitarbeiter und Jahresproduktion.....	51

4.3.2.2	Gaseinsatz	52
4.3.2.3	Faktoren aus Unterradlberg	52
4.3.2.4	Elektrische Energie	54
4.3.2.5	Energieaufteilung Wörgl	54
4.3.2.6	Spänetrocknung	55
4.3.2.7	Hallenabluft	55
4.3.2.8	Ergebnisse Standort Wörgl	56
4.3.3	Standort Egger St. Johann in Tirol	57
4.3.3.1	Gaseinsatz	57
4.3.3.2	Energieaufteilung St. Johann in Tirol	57
4.3.3.3	Spänetrocknung	58
4.3.3.4	Hallenabluft	58
4.3.3.5	Ergebnisse Standort St. Johann in Tirol	58
4.4	Glasindustrie	60
4.4.1	Vetropack Pöchlarn	60
4.4.1.1	Gaseinsatz	60
4.4.1.2	Elektrische Energie	61
4.4.1.3	Hallenabluft	61
4.4.1.4	Produktabwärme	62
4.4.1.5	Ergebnisse Pöchlarn	63
4.4.2	Vetropack Kremsmünster	64
4.4.2.1	Gaseinsatz	64
4.4.2.2	Elektrische Energie	64
4.4.2.3	Hallenabluft	64
4.4.2.4	Produktabwärme	64
4.4.2.5	Ergebnisse Kremsmünster	65
5	Abwärmepotentiale im Überblick	66
5.1	Gasverdichter	66

Inhaltsverzeichnis

5.2 Bioethanolherstellung	66
5.3 Holzindustrie	67
5.4 Glasindustrie	67
5.5 Ergebnisübersicht	69
5.6 Grafische Übersicht der Ergebnisse.....	70
6 Reflexion und Diskussion	71
7 Literaturverzeichnis	73

NOMENKLATUR

Abkürzungen

AGGM	Austrian Gas Grid Management
BGBI	Bundesgesetzblatt
EMAS	Eco Management an Audit Scheme
ETS	Emission Trading System
Fa.	Firma
GJ	Geschäftsjahr
GuD	Gas und Dampf
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
idF	in der Fassung
iSd	im Sinne des
iVm	in Verbindung mit
J	Joule
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
TPT	Lehrstuhl für Thermoprozesstechnik
ORC	Organic Rancine Cycle
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
UVP-G	Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz

vice versa andersrum genauso

Indizes

Indizes	Erklärung [Einheit]
A_{Halle}	Grundfläche der Halle [m^2]
$A_{\text{St. Johann}}$	Hallenfläche Standort St. Johann [m^2]
$A_{\text{Unterradlberg}}$	Hallenfläche Standort Unterradlberg [m^2]
$A_{\text{Wörgl}}$	Hallenfläche Standort Wörgl [m^2]
$C_{p,\text{Medium}}$	spez. Wärmekapazität bei konstantem Druck [$\text{kJ kg}^{-1} \text{K}^{-1}$]
E	Energie [Ws]
E_{Dampf}	Energie aus Dampf [Ws]
$E_{\text{Dampferzeugung}}$	Energieeinsatz in der Dampferzeugung [Ws]
E_{el}	Elektrische Energie [Ws]
E_{Erdgas}	Energie aus Erdgas [Ws]
E_{ges}	Gesamtenergieeinsatz [J]
$E_{\text{Hallenabluft}}$	Energie der Hallenabluft [J]
E_{Jahr}	jährlich transportierte Energiemenge der Pipelines [kWh a^{-1}]
$E_{\text{thermisch}}$	thermische Energie [J]
$E_{\text{Verdampfung}}$	Energieaufwand zur Verdampfung des Wassers [J]
E_x	betrachtete Energieform x [J]
e_{Dampf}	spezifische Energie des Dampfes [J kg^{-1}]
e_{el}	spezifischer elektrischer Energieeinsatz [Ws m^{-3}]
e_{ges}	spezifischer Gesamtenergieeinsatz [J m^{-3}]
e_{spez}	spezifischer Energieaufwand Glas [GJ/t]
$e_{\text{thermisch}}$	spezifischer thermischer Energieaufwand [J m^{-3}]

Nomenklatur

e_{Trockner}	spezifischer Energiebedarf des Trockners bezogen auf Verdampfung von einem Kilogramm Wasser [J kg^{-1}]
f	Fehlerfaktor [-]
ΔH_v	Kondensationsenthalpie [kJ kg^{-1}]
H_u	Heizwert [J m^{-3}]
h_{Halle}	Höhe der Halle [m]
LW	Luftwechsel [h^{-1}]
M_{Abgas}	molare Masse Abgas [g mol^{-1}]
$M_{\text{H}_2\text{O}}$	molare Masse Wasser [g mol^{-1}]
m_0	Masse des trockenen Holzes [kg]
$m_{\text{A,f}}$	Masse des feuchten Abgasstromes [kg]
m_{Abluft}	Masse der Hallenabluft [kg]
m_{CO_2}	Masse CO_2 [kg]
m_{Dampf}	Masse des Dampfes [kg]
$m_{\text{Dampf,real}}$	tatsächliche Dampfmenge [kg]
$m_{\text{Durchfluss}}$	Masse Erdgas in den Transportleitungen [kg]
$m_{\text{Feuchtigkeit}}$	Masse Feuchtigkeit im Abgas [kg]
$m_{\text{H}_2\text{O}}$	Masse Verdampftes Wasser im Trockner [kg]
$m_{\text{H}_2\text{O, ges}}$	Gesamtmasse Wasser im Abluftstrom des Trockners [kg]
m_{Luft}	Masse der Luft [kg]
m_{Medium}	Masse des Wärmeträgers [kg]
m_{NO_x}	Masse NO_x [kg]
m_{Produkt}	Masse des Produktes [kg]
m_w	Masse Wasser im Holz [kg]
$P_{\text{Hallenabluft}}$	Leistung der Hallenabluft [W]
$P_{\text{kon, th}}$	Kondensationsleistung [W]
$P_{\text{Produktwärme}}$	Wärmeleistung des Produktes [W]

Nomenklatur

$P_{\text{sen, th}}$	sensible Wärmeleistung [W]
$P_{\text{Verdichter}}$	Verdichterleistung [W]
p	Druck [Pa]
R_i	Gaskonstante Methan [$\text{J kg}^{-1}\text{K}^{-1}$]
ΔT	Temperaturdifferenz [K]
T_{Anfang}	Anfangstemperatur [K]
$T_{L,A}$	Anfangstemperatur der Luft [K]
$T_{L,A}$	Endtemperatur der Luft [K]
$T_{P,A}$	Anfangstemperatur des Produktes [K]
$T_{P,E}$	Endtemperatur des Produktes [K]
T_{Ref}	Referenztemperatur [K]
t_{Betrieb}	Betriebsstunden [s]
T_{Ende}	Endtemperatur [K]
u	Holzfeuchte [-]
V	Volumen [m^3]
$V_{A,3}$	Abgasvolumen im trockenen Zustand mit 3 % Bezugssauerstoff [m^3]
$V_{A,f}$	Abgasvolumen im feuchten Zustand [m^3]
$V_{A,f,3}$	Abgasvolumen im feuchten Zustand mit 3 % Bezugssauerstoff [m^3]
$V_{\text{H}_2\text{O}}$	Wasservolumen [m^3]
$V_{A,\text{tr}}$	Abgasvolumen im trockenen Zustand [m^3]
V_{CO_2}	Volumen CO_2
V_{Erdgas}	Volumen des Erdgases [m^3]
$V_{\text{Gasdifferenz}}$	Differenz zwischen projektiertem und tatsächlichem Gasvolumen [m^3]
V_{Produkt}	Produktvolumen [m^3]

Nomenklatur

V_{Zusatz}	Zusatzluft für Bezugssauerstoff [m^3]
W_{real}	reale Verdichterarbeit [kJ kg^{-1}]
W_{t}	theoretische Verdichterarbeit [kJ kg^{-1}]
x_{Ex}	Anteil des Energieeinsatzes der Energieform E_x am Gesamtenergieeinsatz [-]
x_{NO_x}	NO_x Konzentration [kg m^{-3}]
η_i	isentropen Wirkungsgrad [-]
η_{Turbine}	Wirkungsgrad der Turbine [-]
κ	Isentropenexponent [-]
ρ_{Produkt}	Dichte des Produktes [kg m^{-3}]
ρ_{Abgas}	Dichte des Abgases [kg m^{-3}]

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Pipelines im europäischen Erdgasnetz [29]	13
Abbildung 2: Erdgasleitungen und Erdgasspeicher in Österreich [30]	14
Abbildung 3: Blockschaltbild Gasverdichteranlage (eigene Darstellung nach Vorlage Gas Connect Austria) [31]	15
Abbildung 4: Vereinfachter Ablauf der Bioethanolproduktion dargestellt in BAT [37].....	18
Abbildung 5: Positionierung der Ethanolherstellung im Ablauf der Lebensmittelindustrie [39]	19
Abbildung 6: Auszug aus dem EMAS-Bericht der Fa. Egger 2021, Ablauf der Spanplattenproduktion [40].....	20
Abbildung 7: „Waste heat potential“-Sankey-Diagramm der qpunkt GmbH mit dem relevanten Bilanzgebiet, in grüner Farbe markiert [48]	24
Abbildung 8: Sankey-Diagramm der Glasschmelzwanne [49]	25
Abbildung 9: physikalischer Fluss gemäß AGGM [52].....	28
Abbildung 10: Darstellung der Ergebnisse in GWh/a - Gegenüberstellung des Energieeinsatzes und des technischen Potentials, aufgeschlüsselt nach Temperaturbereichen	70

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Gegenüberstellung der Eigenschaften Erdgas L und Erdgas H [19]	7
Tabelle 2: Abgeleitete Energieflüsse aus dem Bilanzgebiet Kontrollraum [48].....	24
Tabelle 3: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation TAG Baumgarten	32
Tabelle 4: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation TAG Eggendorf.....	32
Tabelle 5: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation TAG Grafendorf	33
Tabelle 6: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation TAG Weitendorf	33
Tabelle 7: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation TAG Ruden.....	33
Tabelle 8: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation WAG Baumgarten.....	34
Tabelle 9: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation WAG Kirchberg	34
Tabelle 10: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation WAG Rainbach.....	35
Tabelle 11: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Bioethanolanlage Pischelsdorf.....	40
Tabelle 12: Emissionsdaten Biomassekessel gem. EMAS-Bericht Egger Unterradlberg 2021 [40]	42
Tabelle 13: Zusammenfassung der Emissionsdaten der Verbrennungsanlagen Brilon, Wismar 1 und Wismar 2 [59, 60].....	43
Tabelle 14: Kernindikatoren der Spanplattenproduktion Egger Unterradlberg [40]	45
Tabelle 15: Einsatz Holzrohstoffe Egger Unterradlberg [40]	47
Tabelle 16: Abwasserströme Egger Unterradlberg [40]	49
Tabelle 17: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Egger Unterradlberg.....	50
Tabelle 18: Gegenüberstellung der Standorte Unterradlberg, Wörgl und St. Johann in Tirol [40, 51, 64]	51
Tabelle 19: Aufstellung des Energieeinsatzes am Standort Unterradlberg	53
Tabelle 20: Auflistung der errechneten Energieflüsse am Standort Wörgl.....	54
Tabelle 21: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Standort Egger Wörgl.....	56
Tabelle 22: Auflistung der errechneten Energieflüsse am Standort Wörgl.....	57
Tabelle 23: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Standort Egger St. Johann in Tirol	59
Tabelle 24: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Standort Vetropack Pöchlarn	63
Tabelle 25: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Standort Vetropack Kremsmünster	65
Tabelle 26: Nach Temperaturbereichen aufgeschlüsselte Ergebnisse mit technischem Potential in Prozent.....	69

1 EINLEITUNG

Die Energiewende ist eine Aufgabe, die alle Bereiche des Lebens betrifft. Ziel der Energiewende ist die Dekarbonisierung der Energieversorgung und Umstellung auf erneuerbare Energiequellen. Die Energiewende ist somit eine Angelegenheit, die aufgrund der Vielseitigkeit der Aufgabenstellungen mit unterschiedlichsten Ansätzen und Projekten herbeigeführt werden muss, die an den jeweiligen Sachverhalt angepasst sind. [1]

In der Praxis liegt der Fokus hinsichtlich der Energiewende allerdings oftmals auf dem Sektor der elektrischen Energie. Während der Bedarf an elektrischer Energie steigt, wird oft übersehen, dass viele Anwendungsfälle mit Energie in Form von Wärme abgedeckt werden können, ohne den Umweg der Umformungsschritte zur elektrischen Energie zu nehmen und die elektrischen Netze weiter unnötig zu belasten.

Die Anwendungsgebiete für thermische Energieeinträge sind ebenso vielfältig wie deren Ursprünge. Die Herausforderung ist es nun, die Abwärmeeinträge mit den potentiellen Abnehmern zu zusammenzuführen und die technisch sowie wirtschaftlich vielversprechendsten Projekte umzusetzen. Die Instrumente, die für die Nutzung von Restenergien zur Verfügung stehen, sind vielseitig, doch ist für ihren weitsichtigen Einsatz eine klare Übersicht über den Istzustand erforderlich. Gerade für Wärmeträger mit geringerer Temperatur und somit geringerer Qualität ist der zielgerichtete Einsatz für eine zuverlässige Versorgung der Abnehmer von großer Bedeutung.

Dafür ist es notwendig, die zur Verfügung stehenden Energieflüsse zu erfassen, zu kategorisieren und deren Qualität zu bewerten. Im Zuge des Projektes *INXS Industrial Excess Heat – Erhebung industrieller Abwärmepotentiale in Österreich* werden Abwärmepotentiale österreichischer Industriebetriebe vollständig erhoben, kategorisiert und bewertet und in weiterer Folge deren Verfügbarkeit für die Jahre 2030 und 2040 prognostiziert. [2]

In dieser Diplomarbeit wird das Abwärmepotential für die Industriezweige der *Gasinfrastruktur, Biotreibstoffe, Holzindustrie* und *Glasindustrie* bearbeitet und die gewonnenen Erkenntnisse zur Verwendung in *INXS* aufbereitet. Als Teil eines Großprojektes soll diese Arbeit einen Beitrag zur bewussten und sinnvollen Energieverwertung leisten.

2 FORSCHUNGSFRAGE UND ARBEITSWEISE

Gegenstand dieser Arbeit ist die Ermittlung und Bewertung von Abwärmepotentialen ausgewählter Betriebe der Industriezweige *Gasinfrastruktur, Biotreibstoffe, Holzindustrie* und *Glasindustrie*. Als Teil eines übergeordneten Projektes und vorgesehene Quelle für das Großprojekt ***Industrial Excess Heat -Erhebung industrieller Abwärmepotentiale in Österreich (INXS)*** [2], ist die Vorgehensweise dabei vorrangig von den vorangehenden Arbeiten und Rahmenbedingungen des Projektes vorgegeben. Zur Wahrung der Einheitlichkeit und Vergleichbarkeit der Teilprojekte wurde auf eine einheitliche Grundlage bei den Annahmen und Ausgangsdaten geachtet. Die Thematik der allgemeinen industriellen Abwärmenutzung wurde in vorangehenden Arbeiten und Projekten, wie der Dissertation von *Brückner* [3], *Abwärmekataster III Steiermark* [4], *Austrian Heatmap* [5], Paper aus 2018 von *Karner, McKenna und Klobasa* [6] und *energieforschung.at* [7] bereits branchenbezogen bearbeitet. In der vorliegenden Arbeit werden nun ausgewählte Betriebe mit Hilfe des Bottom-Up-Ansatzes und der Top-Down-Analyse mit hoher Genauigkeit betrachtet und aufgearbeitet. [8, 9]

Die Ermittlungen der Abwärmepotentiale beruhen auf systematisch erhobenen Informationen aus öffentlich zugänglichen Quellen ohne, dass die Betriebe direkt kontaktiert wurden. Im folgenden Kapitel werden die verwendeten wissenschaftlichen Techniken, sowie ausgewählte Quellen dargelegt.

Aufgrund der sehr unterschiedlichen Verfügbarkeit von Informationen seitens der Betriebe, wurden vorweg verschiedene Ansätze zur Datenerhebung und Datenverwertung erarbeitet, um bestmögliche Resultate zu erzielen. Gewählt wurden die zwei Methoden des Top-Down-Ansatzes sowie des Bottom-Up-Ansatzes.

Im Zuge dieser Arbeit wurden beide vorgestellten Ansätze in Verbindung miteinander angewendet, um die vorliegenden Betriebe und die ablaufenden Prozesse so präzise wie möglich abbilden zu können.

3 THEORETISCHE GRUNDLAGEN UND METHODIK

Im folgenden Kapitel werden die wichtigsten Quellen dieser Arbeit sowie die mathematischen Ansätze und angesetzten Annahmen im Interesse der Nachvollziehbarkeit kurz erklärt.

3.1 Stand der Technik

Um die betrieblichen Abläufe und Prozesse sowie die daraus resultierenden Potentiale bestimmen zu können, muss der Stand der Technik in den Branchen ermittelt werden. Für die Feststellung stehen verschiedene Methoden zur Auswahl, welche je nach Datenverfügbarkeit zur Anwendung gebracht werden können. Anhaltspunkt für die Ermittlung des Standes der Technik liefern die *Best Available Techniques (BAT)*, welche von der *Europäischen Kommission* für einzelne Branchen veröffentlicht werden. Sie beinhalten eine Recherche bezüglich der aktuell anwendbaren und angewendeten Technologien. Dadurch ermöglichen sie einen schnellen Überblick über die betrachtete Branche und deren Prozessabläufe. Die *BAT Reference Documents* sind online verfügbar und für jedermann zugänglich.[3, 10]

3.2 Veröffentlichungsbasierter Bottom-Up-Ansatz

Der veröffentlichungsbasierte Bottom-Up-Ansatz ist die in dieser Arbeit bevorzugte Arbeitsweise zur Beschaffung der Informationen und Ermittlung der Ergebnisse. Hierbei wird auf Basis öffentlich zugänglicher Informationen für den Betrieb die Berechnung angesetzt. Die von Betrieben veröffentlichten Daten können unterschieden werden in gesetzlich vorgeschriebene Informationen einerseits, und freiwillig veröffentlichte Daten andererseits. Gesetzlich vorgeschriebene, zugängliche Daten sind beispielsweise über das ETS erfasste Emissionsmengen an CO₂, sowie öffentlich zugängliche Datenbanken wie das UVP-Register. Die freiwillig veröffentlichten Informationen stellen eine breit gefächerte Menge an Presseaussendungen, Veröffentlichungen auf Websites, Erfolgsberichten und ähnlichen Datenquellen dar. Auf Basis der erhaltenen Daten wird auf den Energieeinsatz zurückgerechnet und in weiterer Folge die Energieverwendung im Produktionsprozess dargestellt, um die Abläufe im Betrieb energetisch erfassen zu können. Auf Basis dieser gewonnenen Daten aus dem Bottom-Up-Ansatz können für weitere Erhebungen Faktoren ermittelt werden, um bekannte, üblicherweise zugängliche Ausgangsinformationen mit den Ergebnissen in einfach erkennbaren Zusammenhang zu bringen.[3]

3.3 Statistische Top-Down-Analyse

Nicht für alle Anlagen sind die notwendigen Informationen zur detailgetreuen Potentialanalyse zugänglich. In diesen Fällen kommt die statistische Top-Down-Analyse zur Anwendung. Hierfür werden vergleichbare Betriebe derselben Branche mit möglichst gleichen betrieblichen Abläufen oder bereits bekannten Daten zur weiteren Verwendung herangezogen. Relevante und zugängliche statistische Daten, wie sektoraler Energieverbrauch, verknüpft mit Mitarbeiterzahlen, Produktionsmenge oder Umsätzen, dienen als Grundlage für die Berechnungen.[3]

3.4 Öffentlich zugängliche Quellen

In dieser Arbeit werden zur betriebsspezifischen Informationsbeschaffung unterschiedliche, vorwiegend öffentlich zugängliche Quellen verwendet, deren Hintergründe zur Abschätzung der Validität hier dargelegt werden sollen.

3.4.1 EU-ETS

Das EU-ET-System ist das im Jahr 2003 beschlossene, und seit 1. Jänner 2005 in Europa eingeführte System zum Monitoring und in weiterer Folge zur Reduktion der Treibhausgas-Emissionen. ETS steht für „Emission Trading System“. Das ETS sieht vor, dass ein Industriebetrieb für jede Tonne CO₂ ein gültiges CO₂-Zertifikat vorlegen können muss, das entweder durch Zuteilung erhalten wurde oder am Zertifikate-Markt erworben worden ist. Die Informationen über die zugeteilten Emissionen sind öffentlich zugänglich. Die tatsächlich ausgestoßenen Mengen werden erfasst und ebenso öffentlich zugänglich gemacht. Seit 2013 werden vom ETS auch Lachgase und perfluorierte Kohlenwasserstoffe berücksichtigt, welche für diese Arbeit allerdings von geringer Bedeutung sind, da sie nur selten bei der Energieumwandlung in größeren Mengen entstehen.[11]

Diese Informationen aus dem ETS sind für diese Arbeit von besonderer Bedeutung, da sie in Verbindung mit der Verbrennungsrechnung aus Kapitel 3.5.2 wichtige Aufschlüsse über die eingesetzten Brennstoffmengen und die dadurch nutzbar gemachte Energiemenge ermöglichen. Die aus dem ETS erhaltenen Informationen stellen zuverlässige Daten dar, deren Validität von der Österreichischen Emissionshandelsregisterstelle geprüft wird.

3.4.2 ÖNACE

Die ÖNACE-Codierung wurde 2008 in Österreich zur systematischen Einteilung der Industriezweige eingeführt. Die Abkürzung steht für *österreichische Nomenclature générale des activités économiques dans les communautés européennes*. Die Einteilung erfolgt in Hauptgruppen und Untergruppen und stellt sicher, dass die Unternehmen für statistische

Auswertungen eindeutig einem Wirtschaftszweig zugeordnet werden können. Diese Zuordnung ist auch im Rahmen der Ergebnisauswertung des gegenständlichen Projektes von Bedeutung, um die Abwärmepotentiale einem Industriezweig zuordnen zu können. [12, 13]

3.4.3 Eco Management and Audit Scheme

Das Eco Management and Audit Scheme, kurz EMAS, ist ein Umweltmanagement-System, welches seit 1993 existiert. Es stellt ein Instrument für nachhaltige Entwicklung in Wirtschaft und Verwaltung dar, und findet auf freiwilliger Basis Anwendung. Unternehmen, welche sich dem EMAS verschreiben, müssen eine umfassende Umwelterklärung abgeben. Der Inhalt dieser Umwelterklärung, sowie die darin enthaltenen Zielsetzungen und Auflagen werden von externen Gutachtungsstellen überprüft und kontrolliert. Neben dem Nachweis der Einhaltung gesetzlicher Vorschriften, enthalten diese Umwelterklärungen wichtige Informationen hinsichtlich Energieeinsatz, allgemeinem Ressourceneinsatz, Stoffströmen und weiteren Betriebsdetails, die es ermöglichen, die internen Prozessabläufe nachzuvollziehen. Da diese Umweltberichte öffentlich zugänglich sind, können sie als Quellen für die Potentialanalyse genutzt werden. [14]

3.4.4 Umweltverträglichkeitsprüfungen

Das *Bundesgesetz über die Prüfung der Umweltverträglichkeit (Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz 2000)* wurde auf Grundlage der *EU-Richtlinie über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten (UVP-RL)* erlassen. [15, 16]

Inhaltlich verlangt das UVP-G 2000 nach einer Prüfung bestimmter Vorhaben auf ihre Umweltverträglichkeit vor Erlass eines Genehmigungsbescheides. Ziel des UVP-G ist es, potentielle unmittelbare sowie mittelbare Auswirkungen auf die Umwelt von Projekten aufzuzeigen, und Maßnahmen zur Vermeidung solcher Umwelteinflüsse zu erarbeiten und in den Genehmigungsprozess einzubinden. Dieser Verfahrensablauf geschieht unter Beteiligung der Öffentlichkeit, was bedingt, dass die eingereichten Unterlagen eines Verfahrens von der Behörde zu veröffentlichen sind. Dies ermöglicht die Nutzung dieser Quellen zur Informationsbeschaffung im Hinblick auf eine weitere Verwendung.[17]

Zur Veranschaulichung der Entstehung dieser Quellen werden die grundlegenden Eckpfeiler eines solchen UVP-Verfahrens im Folgenden erläutert.

3.4.4.1 Umweltverträglichkeitserklärung

Wesentlicher Bestandteil der Unterlagen einer Umweltverträglichkeitsprüfung ist die Umweltverträglichkeitserklärung. Die Umweltverträglichkeitserklärung enthält alle

verfahrensrelevanten Fakten zur zu genehmigenden Anlage, ist im Anfangsstadium des Verfahrens vom Antragsteller zu erstellen und dient schlussendlich der Behörde als Verfahrens- und Entscheidungsgrundlage. Nachdem die Behörde in ihrer Entscheidung auf die Sachlage und die Quellen, auf die sie sich stützt, verweisen muss, ist der für den Verfahrensgang wesentliche Inhalt im Genehmigungsbescheid ersichtlich und für die Informationsbeschaffung zugänglich. [17]

3.4.4.2 Umweltverträglichkeitsgutachten

Die fachliche Betrachtung des zu genehmigenden Projektes wird von Sachverständigen durchgeführt. Diese Sachverständigen werden von der Behörde bestellt, und verfassen ein Gesamtgutachten der Anlage. [17]

3.4.4.3 Umweltverträglichkeitsprüfung als Gesamtverfahren

Der wesentliche Vorteil eines Projektes, welches nach dem UVP-G 2000 behandelt wurde, ist das Wesen des UVP-Verfahrens als Gesamtverfahren iSd Verfahrenskonzentration und der damit zu erlassene Gesamtbescheid. Dies bedeutet, dass alle verfahrensrelevanten Verwaltungsvorschriften in einem einzigen Verfahren berücksichtigt werden, und somit die Entscheidungsgrundlagen in Form von Projektinformationen gesammelt vorliegen. [17]

3.4.4.4 Dokumentation der Umweltverträglichkeitsprüfungen

Sämtliche Bescheide, die im Zuge eines Verfahrens nach dem UVP-G 2000 erlassen wurden, sind der Öffentlichkeit - zumindest zeitlich beschränkt - zugänglich. Eine Zusammenfassung der Veröffentlichungen stellt in Österreich die Umweltbundesamt GmbH auf ihrer Website als UVP-Dokumentation zur Verfügung. Diese UVP-Dokumentation stellt eine Datenbank dar, in der Projektbeschreibungen, Verfahrensstand sowie verfahrensrelevante Dokumente eingetragen und abrufbar sind. [18]

3.5 Approximationen und Konventionen

Im Zuge dieser Arbeit mussten - aufgrund des Umfangs der zu ermittelnden Informationen - Grenzen hinsichtlich der Tiefe und der Genauigkeit gezogen werden, um den Rahmen der Arbeit nicht zu sprengen. In diesem Sinne wurden Annäherungen sowie Vereinfachungen angenommen, die im folgenden Kapitel kurz erklärt und veranschaulicht werden sollen.

3.5.1 Verbrennungsgas

Als Brennstoff stehen unterschiedliche Gase zur Verfügung. In Europa üblich sind die in Tabelle 1 angeführten Erdgassorten *Erdgas L* und *Erdgas H*, welche sich durch unterschiedliche Heizwerte auszeichnen. *Erdgas L* weist hierbei geringeren Heizwert auf, was auf den höheren Stickstoffgehalt zurückzuführen ist. Da in der Industrie nahezu ausschließlich Erdgas H zur Anwendung kommt, werden in dieser Arbeit Berechnungen mit diesem Brennstoff durchgeführt.

Tabelle 1: Gegenüberstellung der Eigenschaften Erdgas L und Erdgas H [19]

Bezeichnung	Erdgas L	Erdgas H
Heizwert [MJ/m ³]	31,8	36
Brennwert [MJ/m ³]	35,2	40
Dichte [kg/m ³]	0,829	0,784
Stickstoffgehalt [%]	14,0	3,1
Methangehalt [%]	81,8	92,3
Ethangehalt [%]	2,8	2,0
Propangehalt [%]	0,4	1,0

In der Literatur und in den Verrechnungssystemen der E-Control sind oft leicht abgeänderte Werte für den Brennwert - wie beispielsweise 10,7287 kWh/m³ [20]- zu finden, was darauf zurückzuführen ist, dass hierbei mit Zustandszahlen gerechnet wird, um Temperatur und Druck in den Leitungen zu berücksichtigen. Da Erdgas ein Naturprodukt ist, kann die genaue Zusammensetzung innerhalb der Grenzwerte schwanken, was zur Beeinflussung der Kennwerte führen kann. In dieser Arbeit wird mit einem Brennwert von 11,11 kWh/Nm³ gerechnet. Dies entspricht dem gerundeten Brennwert von Erdgas H. [19]

3.5.2 Verbrennung

Die Verbrennung von Erdgas verläuft über die Reaktion der brennbaren Bestandteile mit Sauerstoff. Bei Erdgas H stellen diese brennbaren Stoffe die Anteile an Methan, Ethan und Propan dar. Aus der Reaktionsgleichung, welche im Folgenden beispielhaft für die Hauptbestandteile dargestellt wird, kann - bei bekannter Zusammensetzung der Verbrennungsluft - der Luftbedarf ermittelt werden. Die exothermen Reaktionen für die Hauptbestandteile von Erdgas, nämlich Methan CH_4 , Ethan C_2H_6 und Propan C_3H_8 , laufen nach den im Folgenden angeführten Reaktionsgleichungen ab. [21]

Verbrennung von Methangas:



Verbrennung von Ethangas:



Verbrennung von Propangas:



Wie die Reaktionsgleichungen zeigen, entsteht bei der Verbrennung vorwiegend CO_2 und Wasser in Form von Wasserdampf. Diese Abgase mischen sich bei der Verbrennung mit den nicht an der Reaktion teilnehmenden Bestandteilen der Verbrennungsluft. Für bekannte Gase stehen die erforderlichen Luftmassen als Kennwerte für $\lambda=1$ zur Verfügung. Für Erdgas H wird ein Luftbedarf von $9,47 \text{ m}^3/\text{m}^3$ angegeben. Die daraus resultierenden Abgasmassen im feuchten Zustand $V_{A,f}$ liegen bei $10,47 \text{ m}^3/\text{m}^3$, wovon $1,94 \text{ m}^3$ in Form von Wasserdampf V_{H_2O} vorliegen. Daraus ergibt sich ein trockener Abgasstrom $V_{A,tr}$ von $8,53 \text{ m}^3/\text{m}^3$. Die angegebenen Daten beziehen sich auf die Verbrennung von einem Kubikmeter Erdgas H. Der spezifische CO_2 -Ausstoß bei der Verbrennung von Erdgas hängt von der genauen Zusammensetzung des Verbrennungsgases ab und wird in dieser Arbeit mit $2,25 \text{ kg}/\text{m}^3$ berücksichtigt. [19, 22]

3.5.3 Abgaseigenschaften

Zur einheitlichen Darstellung und Vergleichbarkeit wird bei Verbrennungen mit einem Bezugssauerstoff von 3 % - bezogen auf die trockene Abgasmenge - gerechnet. Dies bedeutet, dass nicht mit einem stöchiometrischem Verbrennungsverhältnis gerechnet werden darf, sondern ein Luftüberschuss berücksichtigt werden muss, der einen Restsauerstoffgehalt von 3 % ergibt. Diese Vorgehensweise ist bei Schadstoffmessungen

gängige Praxis, um die Verfälschung der Ergebnisse durch Beimengung von Falschlufft zur Abgasverdünnung zu vermeiden und die erhobenen Ergebnisse vergleichen zu können. Mit Hilfe der oben angegebenen Abgasströme wird der trockene Volumenstrom $V_{A,tr}$ ermittelt und über den absoluten Sauerstoffgehalt die beizumischende Falschlufft V_{Zusatz} ermittelt. Diese Zusatzluft mit näherungsweise 21 % Sauerstoffgehalt wird zum annähernd sauerstofffreien, feuchten Abgasstrom addiert, um daraus den feuchten Abgasstrom mit 3 % Bezugssauerstoff $V_{A,f3}$ zu ermitteln. [23]

$$\underbrace{(V_{A,tr} + V_{Zusatz})}_{V_{A,3}} * 0,03 = V_{Zusatz} * 0,21 \quad (3-4)$$

$$V_{A,f3} = V_{A,f} + V_{Zusatz} \quad (3-5)$$

Unter Berücksichtigung des oben angegebenen Abgasstromes $V_{A,f}$ von $10,47 \text{ m}^3/\text{m}^3$ ergibt sich bei Einbeziehung von 3 % Bezugssauerstoff somit einen Gesamtabgasstrom $V_{A,f3}$ von $11,89 \text{ m}^3$ und ein trockener Abgasstrom $V_{A,3}$ von $9,95 \text{ m}^3/\text{m}^3$ bei der Verbrennung von einem Kubikmeter Erdgas H.

Die exakte Dichte des Abgases könnte nur nach chemischer Analyse der genauen Zusammensetzung bestimmt werden. Der Kondensatanteil im Abgasstrom wurde demnach anhand eines Abgasstromes mit der maximalen CO_2 -Konzentration von 12 % bei der Verbrennung von Erdgas H angenähert. Dadurch ergibt sich eine ungefähre Zusammensetzung des Abgasstromes von 85 % N_2 , 3 % $\text{O}_{2,\text{Rest}}$ und 12 % CO_2 woraus sich eine angenäherte Molmasse M_{Abgas} von $\sim 30 \text{ g/mol}$ ergibt. Mit Hilfe der oben angegebenen Volumenströme und der Molmasse von Wasser $M_{\text{H}_2\text{O}}$ von 18 g/mol wurde der Kondensatanteil am feuchten Abgasstrom näherungsweise ermittelt. [19, 21]

$$\alpha_{Kond} = \frac{V_{\text{H}_2\text{O}} * M_{\text{H}_2\text{O}}}{V_{\text{H}_2\text{O}} * M_{\text{H}_2\text{O}} + V_{A,tr3} * M_{\text{Abgas}}} \quad (3-6)$$

Mit diesem angenäherten Kondensatanteil α_{Kond} von 10,5 % kann aus den gegebenen, feuchten Abgasmassenströmen der Wassergehalt und weiters der trockene Abgasmassenstrom bestimmt werden.

Die Dichte des Abgases ist weiters von Bedeutung, um den Energiegehalt der Abgasströme über die spezifische Wärmekapazität bestimmen zu können. Brückner beschreibt in ihrer Dissertation zu Abwärmepotentialen in Deutschland ihre Methode zur Berechnung der

variablen Dichte des Abgases in Abhängigkeit von der Temperatur. Im selben Kapitel wird darauf hingewiesen, dass laut den ihrer Arbeit vorangegangenen Veröffentlichungen mit der näherungsweise Dichte von Luft bei 0 °C zu rechnen ist. In dieser Arbeit wurde nach diesen Vorgaben im Interesse der Vergleichbarkeit die Dichte von 1,29 kg/m³ angenommen. Dies ist begründet mit der Annahme, dass der Abgasstrom zwar variabel hinsichtlich Temperatur und Zusammensetzung ist, allerdings von einem hauptsächlichen Einfluss von Kohlendioxid und Stickstoff auszugehen ist. [3]

3.5.4 Abgaswärmekapazität

Ebenso wie die Abgasdichte kann auch die spezifische Wärmekapazität des Abgases temperaturabhängig berechnet werden. Diese Vorgehensweise würde den Umfang dieser Arbeit jedoch weit übersteigen. In vergleichbaren Arbeiten wird die Wärmekapazität mit 1,007 kJ/kgK angegeben. Dies ist nachvollziehbar, da - wie oben angemerkt - Kohlendioxid und Stickstoff die größten Einflussfaktoren darstellen, woraus sich eine Wärmekapazität von ~1 kJ/kgK ableiten lässt. [3]

3.5.5 Referenztemperatur

Die Referenztemperatur stellt das Temperaturniveau dar, auf welches die Berechnungen bezogen werden. In dieser Arbeit wird als Bezugstemperatur 0 °C gewählt, da auf diese Weise die Berechnungen über das Normvolumen intuitiv nachvollziehbar bleiben.

3.6 Abwärmepotentiale

Die Ermittlung der Abwärmepotentiale ist unterteilt in die Ermittlung der theoretischen Rückgewinnungsmöglichkeiten und die Ermittlung der technisch realisierbaren Potentiale.

3.6.1 Theoretisches Abwärmepotential

Die technische Möglichkeit der Wärmeextraktion wird bei dieser theoretischen Betrachtung des Abwärmepotentials ebenso nicht berücksichtigt wie die technische Nutzbarkeit der Wärme. Schranken des theoretischen Potentials stellen lediglich die physikalischen Grenzen dar. Allgemein wird das Abwärmepotential über die Leistung des betrachteten Mediums bestimmt und die Energiemenge E über die Betriebsstunden t_{Betrieb} für das betrachtete Jahr bestimmt. Um die Nutzbarkeit der Abwärme in weiterer Folge bewertbar zu machen, wurde die ermittelte Leistung in sensible Wärme $P_{\text{sens, th}}$ und Kondensationswärme $P_{\text{kon, th}}$ aufgeteilt. Die sensible Wärme wird über den spezifischen Wärmekoeffizienten $c_{p, \text{medium}}$ und die Abkühlung des betrachteten Massenstromes m_{Medium} von der Anfangstemperatur T_A bis zur Endtemperatur T_E bestimmt, die Kondensationswärme über die spezifische Kondensationsenthalpie ΔH_V . [24]

$$P_{sens,th} = \dot{m}_{Medium} * c_{p,medium} * (T_A - T_E) \quad (3-7)$$

$$P_{kon,th} = \dot{m}_{Feuchtigkeit} * \Delta H_V \quad (3-8)$$

$$E = P * t_{Betrieb} \quad (3-9)$$

3.6.2 Technisches Abwärmepotential

Das technische Abwärmepotential soll einen Eindruck des tatsächlichen Potentials, unter Berücksichtigung der Wirkungsgradketten und der technischen Grenzen der Abwärmenutzung vermitteln. Hier wird der Wirkungsgrad der Wärmeübertragung sowie die Grädigkeit der Wärmeübertrager berücksichtigt. Diese Einflüsse werden mittels Abwertungsfaktoren berücksichtigt. Das technische Potential wird ausgehend vom theoretischen Potential über Beaufschlagung mit Abwertungsfaktoren berechnet.

Beispiele für derlei Beeinflussungen sind technische Einschränkungen, Grädigkeit der Wärmeübertrager, Verunreinigungen des Trägermediums sowie biologische Randbedingungen und die Bezugstemperatur. Für die Grädigkeit wurde, angelehnt an vergleichbare Berechnungen, eine minimale Temperaturdifferenz von 10 K angesetzt. [25]

Über die technische Bezugstemperatur wird das Energieniveau fixiert, bis zu welchem die Abwärme technisch sinnvoll genutzt werden kann. In dieser Arbeit wurde als Bezugstemperatur meist 0 °C gewählt. Dies scheint auf den ersten Blick sehr niedrig, ist aber zur einfachen Abschätzung des Potentials und Bestimmung der Rückgewinnungsraten durchaus sinnvoll. In Abhängigkeit der gewählten Technik zur Abwärmenutzung kann diese Temperatur angepasst und auf das notwendige Niveau festgelegt werden. Zu beachten ist, dass die Bezugstemperatur nur bei den technischen Abwärmepotentialen relevant ist.

3.6.3 Trägermedien

Um die Nutzungsmöglichkeiten der Abwärme in nachfolgenden Arbeiten bestimmen zu können, ist die Einteilung der Abwärmeströme nach ihren Trägermedien von Bedeutung. In dieser Arbeit wurden die Abwärmeströme demnach nicht nur nach ihrem Energiegehalt gelistet, sondern auch die Trägermedien der Energiemengen angegeben.

Um den Vorgaben der übergeordneten Projekten Rechnung zu tragen, wurde in dieser Arbeit nach folgenden Trägermedien unterschieden:

- Rauchgaswärme
- Kondensation
- Abwasser und Kühlwasser
- Produktwärme, Hallenabwärme und Abluft Maschinenkühlung

Die Abwärme wurde in Kondensationswärme und sensible Wärme aufgeteilt und die Potentiale zur intuitiveren Abschätzbarkeit der Nutzbarkeit getrennt angeführt. [26]

3.6.4 Temperaturniveaus

Die Qualität einer Abwärme wird durch verschiedene Faktoren beeinflusst. Naheliegender ist es, die verfügbaren Abwärmen in Temperaturniveaus einzuteilen, um für weiterführende Projekte die Anwendungsgebiete der Abwärme abschätzen zu können. In dieser Arbeit wurden die verfügbaren Abwärmen in drei Bereiche unterteilt.

Als Referenztemperatur wurde 0 °C gewählt und die erfassten Bereiche sind folgende:

- >100 °C
- 100 °C – 50 °C
- <50 °C

[26]

3.6.5 Rahmen der Berechnungen

Die Grenze für den Umfang der Forschungsarbeiten stellt im vorliegenden Projekt das technische Potential des Betriebes ohne Berücksichtigung der Umgebungsfaktoren dar. Nicht berücksichtigt werden demnach örtliche Gegebenheiten und Besonderheiten der Umgebung, da dies den Aufwand der Erhebungen einer Masterarbeit bei weitem übersteigen würde. Die Ergebnisse dieser Arbeit beschreiben ausschließlich die Abwärmepotentiale. Nicht bewertet werden in dieser Arbeit auch die Beurteilung der möglichen Abnehmer der erhobenen Potentiale und die Wirtschaftlichkeit der Umsetzung.

3.7 Die Gasverdichter

Im Folgenden Kapitel werden die theoretischen Hintergründe der Gasverdichteranlagen und ihre Einordnung in die österreichische Gasinfrastruktur erläutert sowie ein kurzer Überblick über die Gasinfrastruktur im Allgemeinen gegeben. Das Gasnetz in Österreich besteht aus großteils unterirdisch verlegten Pipelines, die oberirdisch durch regelmäßig angeordnete Gasverdichteranlagen sichtbar werden. Der Betrieb der für die Gasinfrastruktur bedeutendsten Leitungen *Trans Austrian Gas Pipeline (TAG)* und *West Austrian Gas Pipeline (WAG)* obliegt der *TAG GmbH* und der *Gas Connect Austria*.

3.7.1 Gasnetze

Die Erdgasversorgung als leitungsgebundene Energieversorgung ist derzeit auf ein gut vernetztes Leitungssystem angewiesen. Der Anteil an nicht leitungsgeführtem Gas wie *Liquidified Petroleum Gas (LPG)* und *Liquidified Natural Gas (LNG)* ist derzeit noch gering, hat aber aufgrund der Marktsituation 2022 an Marktanteil gewonnen. Die Verfolgung der über das Entry Exit System erfassten Marktdaten in Form von Leitungsbuchungen ist über die Seite der *Austrian Gas Grid Management AGGM* möglich. [27, 28]

3.7.1.1 Gasnetz Europa

Österreichs Gasnetz ist Teil eines europaweiten Gashochdrucknetzes. Als europäisch zentral gelegener EU-Staat ist Österreich mit dem Knotenpunkt Baumgarten ein wichtiges Transitland für die Erdgasversorgung Westeuropas aus dem Osten.

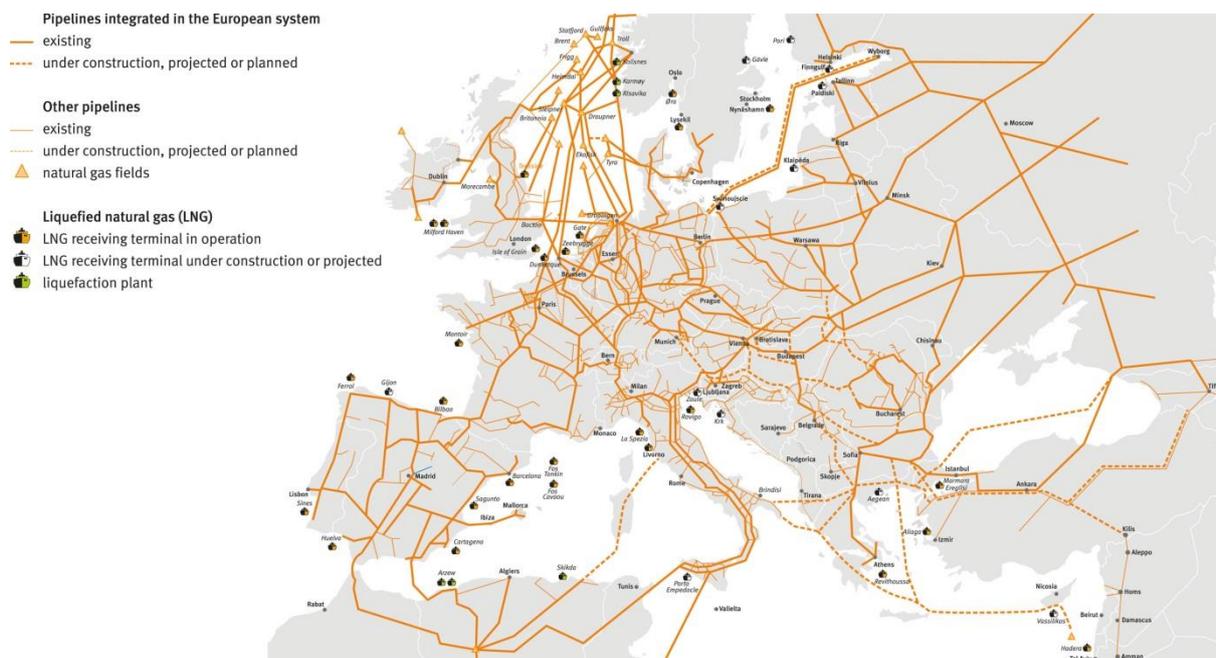


Abbildung 1: Pipelines im europäischen Erdgasnetz [29]

Abbildung 1 gibt einen guten Überblick über die verbundenen Erdgasnetze im europäischen Raum und verdeutlicht die Wichtigkeit Österreichs als zentral gelegenes Transitland.

3.7.1.2 Gasnetz Österreich

Das Gasnetz in Österreich besteht aus vielen erdverlegten Pipelines, welche vorrangig von zwei Haupttransitleitungen, nämlich der *Trans Austria Gas Pipeline (TAG)* und der *West Austrian Gas Pipeline (WAG)* gespeist werden. Diese Leitungen sind Teil des Hochdrucksystems auf dem die behandelten Gasverdichtereinheiten angeordnet sind und führen einen Leitungsdruck von bis zu 70 bar. Von den Hauptleitungen ausgehend wird das Gas nach Druckreduzierung in Drosselanlagen regional verteilt.

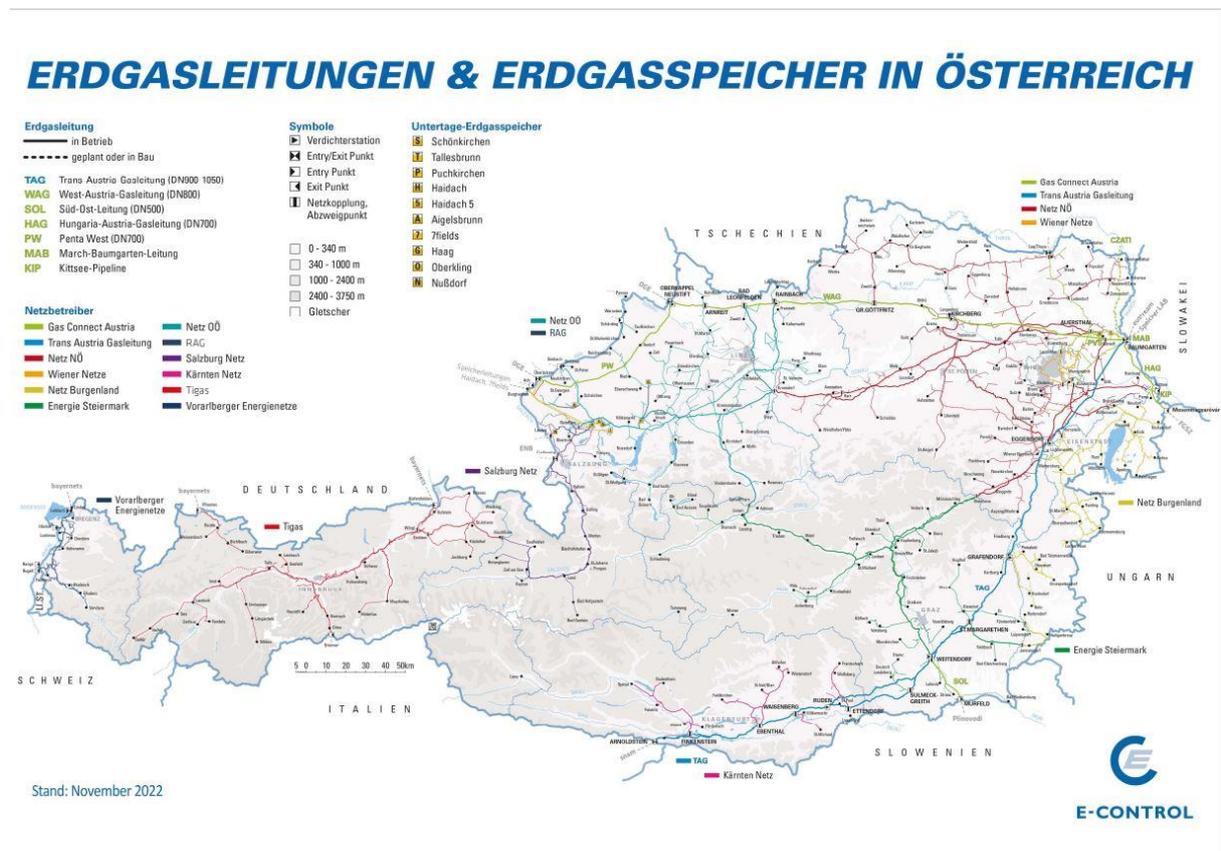


Abbildung 2: Erdgasleitungen und Erdgasspeicher in Österreich [30]

Abbildung 2 zeigt die regionalen und überregionalen Erdgasleitungen in Österreich und die Anordnung Infrastruktureinrichtungen wie Speicher, Verrechnungspunkten und Verdichterstationen.

3.7.2 Funktion und Aufbau von Verdichteranlagen

Die Verdichterstationen dienen dem Aufrechterhalten des Drucks in den Transportpipelines. Um das Gas durch die Leitungen zu fördern, ist eine Druckdifferenz zwischen Einspeisepunkt und Ausspeisepunkt erforderlich. Da das Gas beim Transport durch die Leitung aufgrund von

Ableitungen in lokale Netze, Reibungsverlusten und Temperaturschwankungen an Druck verliert, müssen in regelmäßigen Abständen Verdichterstationen betrieben werden, um den Gasfluss aufrecht zu erhalten. [31]

Das Erdgas kommt über eine Pipeline in der Verdichterstation an und wird vor Eingang in die Verdichtereinheit über Filterseparatoren gereinigt, um Beschädigungen an der Verdichtereinheit zu vermeiden und die Gasqualität durchgehend gewährleisten zu können. Anschließend wird der Gasdurchfluss mittels Druckdifferenz an einer Messblende ermittelt, bevor das Gas der Verdichtung zugeführt wird. Nach der Messung wird das Gas auf den erforderlichen Druck verdichtet. Die Verdichtereinheiten sind als Axialverdichter ausgeführt und werden über Gasturbinensätze angetrieben, welche wiederum mit abgezweigtem Erdgas aus den Leitungen betrieben werden. Die Verdichtersätze verdichten das Erdgas auf einen Maximaldruck von 70 bar. Durch die Verdichtung wird das Gas vereinzelt auf über 55 °C erwärmt, weswegen das Gas nach der Verdichtung über Tischkühler abgekühlt wird, bevor es nach einer Entfeuchtung über die Pipeline die Verdichterstation verlässt. Die maximal zulässige Temperatur des verdichteten Gases liegt gemäß Genehmigungsbescheiden bei etwa 50 °C vor Einleitung in die im Boden verlegten Pipelines. Die Verdichtereinheiten werden zur Sicherstellung der Versorgung redundant betrieben und sind mit einer (n-1)-Sicherheit ausgeführt. Die Abgastemperaturen der Gasturbinensätze betragen gemäß Genehmigungsbescheid in etwa 530 °C an der Austragungsstelle. Die Turbinen sind gemäß Stand der Technik mit sogenannten trockenen, schadstoffarmen Brennkammern ausgerüstet, die bei hoher Last nach dem Vormischprinzip arbeiten. Derlei Turbinensätze erlauben es, auch ohne Wassereinspritzung niedrige NO_x -Werte einzuhalten. [31–34]

Aus den gesammelten Informationen wurde der für diese Arbeit relevante Aufbau der Anlage ermittelt und in Abbildung 3 grafisch nachgebildet.

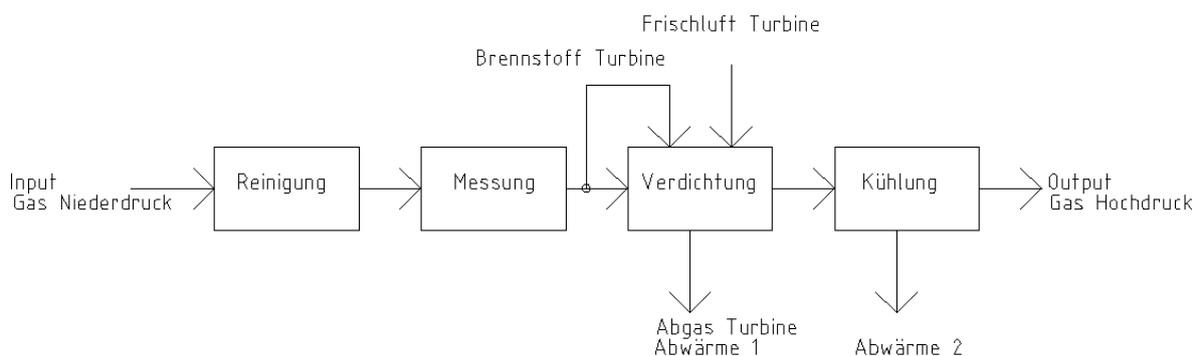


Abbildung 3: Blockschaftbild Gasverdichteranlage (eigene Darstellung nach Vorlage Gas Connect Austria) [31]

Abwärmepotentiale wurden einerseits am Abgasstrom der Turbinenabluft, andererseits bei den Tischkühlern im Hochdruckstrang nach den Verdichtern identifiziert.

Im Zuge der Recherchen wurde festgestellt, dass die Verdichteranlage für den Bereich OMV Gas GmbH in Baumgarten an der March und die Verdichterstation Oberkappel Neustift an der WAG elektrisch betrieben werden und deswegen keine lokalen CO₂-Emissionen erfasst werden. [35]

3.8 Die Bioethanolherstellung

In diesem Kapitel werden die Grundlagen der Bioethanolherstellung erörtert, um in der Folge die zu erwartenden Abwärmepotentiale abschätzen zu können.

Die Bioethanolanlage Pischelsdorf wurde als Vertreter der Bioethanolhersteller im Zuge dieser Arbeit untersucht. Die europaweite Produktion von Bioethanol lag im untersuchten Jahr 2019 bei 5,505 Mio. Litern. Hauptproduzent von Bioethanol ist Frankreich mit 1,000 Mio. Litern im Jahr 2019. Österreich liegt in Europa auf Platz 9 mit 0,235 Mio. Litern. Der europaweite Verbrauch liegt bei 5,950 Mio. Litern, wobei alleine Deutschland als Hauptverbraucher 1,505 Mio. Liter verbraucht. [36]

3.8.1 Ablauf der Bioethanolherstellung

Für die Produktion von Bioethanol werden Rohstoffe wie Weizen, Mais und vergleichbares Getreide als Maische vergoren. Das Getreide wird zuerst in Mühlen gemahlen und mit Wasser aufgeschwemmt. Das Gemisch wird dann enzymatisch umgesetzt, um vergärbare Zucker zu erhalten. Im Vergärungsprozess werden die Zucker in der Maische zu Alkohol umgesetzt. Die Umsetzung erfolgt über die anaerobe, alkoholische Gärung und stellt eine exotherme Reaktion dar.



Der pH-Wert bei dieser Reaktion wird auf unter 4,5 eingestellt, um Bakterienbildung zu vermeiden. Die Temperatur bei der Fermentation wird bei 30 – 35 °C gehalten. Hierfür ist, abhängig vom Fortschritt der Vergärung eine Erhitzung oder Kühlung der Maische erforderlich. Die bei der Fermentation entstehenden Gase werden gewaschen, um Ethanol zu erhalten und das CO₂ abzusondern.

Die flüssigen Produkte des Prozesses werden abgesondert und über Destillation getrennt. Das Ethanol wird in Destillationskolonnen konzentriert. Diese Destillationskolonnen werden über Dampf beheizt und ermöglichen eine Separation des Ethanols auf etwa 84 %. Anschließend wird mittels Adsorption an hydrophilen Zeolithen mit Porengrößen von 0,3 - 0,4 mm entwässert, um die angestrebte Reinheit oberhalb des azeotropen Punktes zu erzielen. Bei diesem Verfahren wird das Wasser aufgrund der Porengröße in den hochporösen Zeolithen aufgenommen und das hochreine Ethanol bleibt zurück. Die Restprodukte der Destillation stellen größtenteils die nicht alkoholischen Reste aus dem Gärungsprozess dar.

Die Feststoffe werden in Trocknungseinheiten getrocknet und als Futtermittel, so genannte Dried Distiller Grains with Solubles (DDGS), verwertet. Die bei der Trocknung auftretenden Temperaturen werden in den BAT mit etwa 110 °C angegeben. Der Prozess wird in den BAT nach einer Veröffentlichung von FoodDrinkEurope aus 2015 in Abbildung 4 vereinfacht dargestellt. [37, 38]

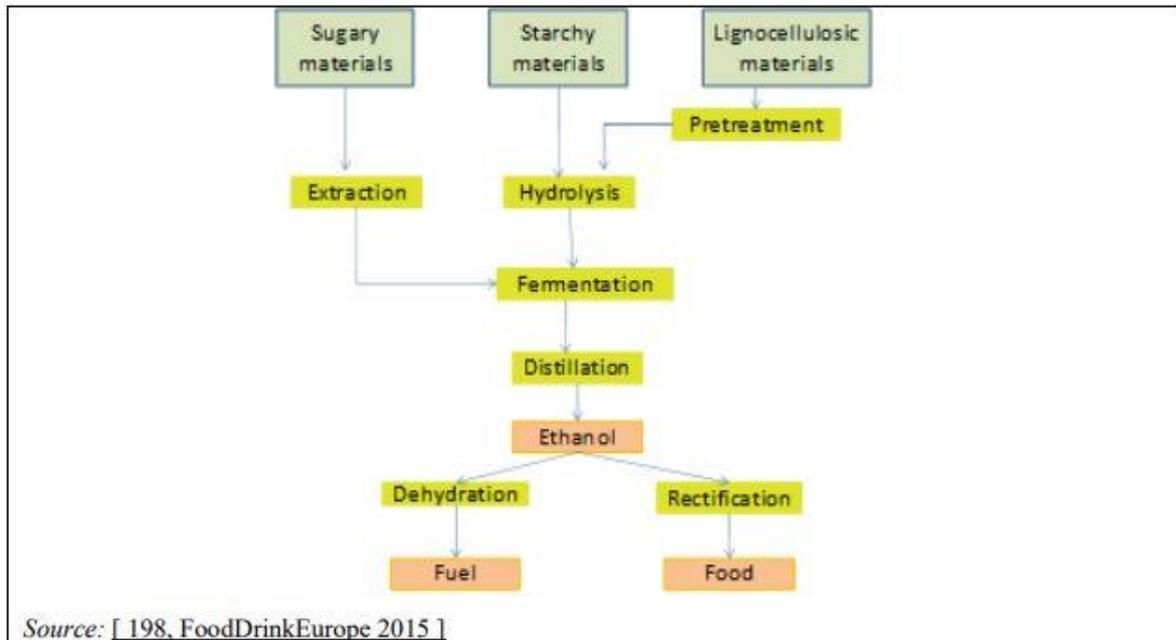


Abbildung 4: Vereinfachter Ablauf der Bioethanolproduktion dargestellt in BAT [37]

3.8.2 Bioethanol als Nebenweig

Diese Prozesse zur Herstellung von Bioethanol können als Teil eines Industrieprozesses für die Verarbeitung von Restprodukten, wie beispielsweise in der Lebensmittelindustrie eingesetzt werden. Ein Beispiel dieser Eingliederung in den Großprozess ist die Bioethanolherstellung mit Produkten der Lebensmittel- und Futterherstellung bei der Fa. Agrana, wie in Abbildung 5 dargestellt.

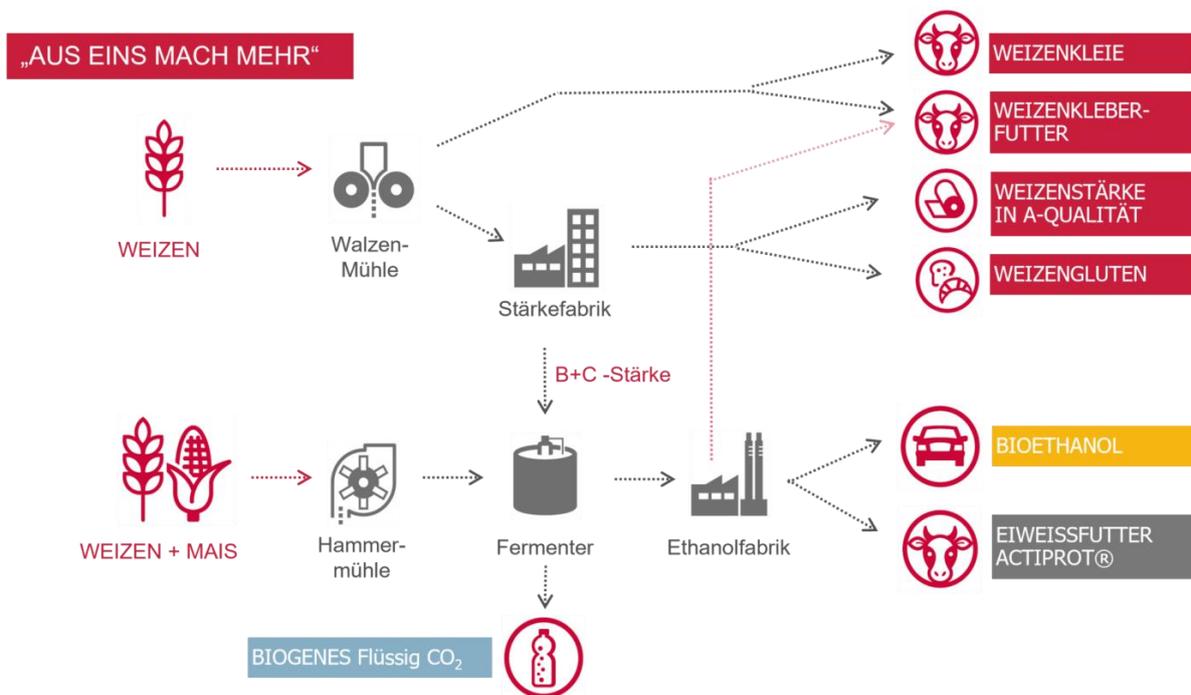


Abbildung 5: Positionierung der Ethanolherstellung im Ablauf der Lebensmittelindustrie [39]

Der spezifische Energieverbrauch der Bioethanolherstellung wird in den BAT in einem Bereich von 2 MWh - 8,5 MWh pro Tonne Fertigprodukt angegeben.

3.9 Die Holzindustrie

Im Folgenden werden die Grundzüge des Sektors der Spanplattenproduktion als Teil der Holzindustrie erklärt.

3.9.1 Ablauf in der Spanplattenproduktion

Bei der Spanplattenproduktion werden Holzspäne unter Einsatz von Bindemitteln zu stabilen Formen verarbeitet. Der Einsatzbereich der Spanholzplatten reicht von Holzhochbau bis hin zu Dekormaterialien für den Möbelbau.

Der genaue Ablauf ist von der Beschaffenheit des Rohmaterials und des endgültigen Produktes abhängig. In seinen Grundzügen kann der Produktionsablauf wie in der unten angeführten Abbildung 6 ersichtlich in einem Spanplattenwerk der Umwelterklärung der Fa. Fritz Egger GmbH & Co. OG aus dem Jahr 2021 entnommen werden.

Spanplattenproduktion

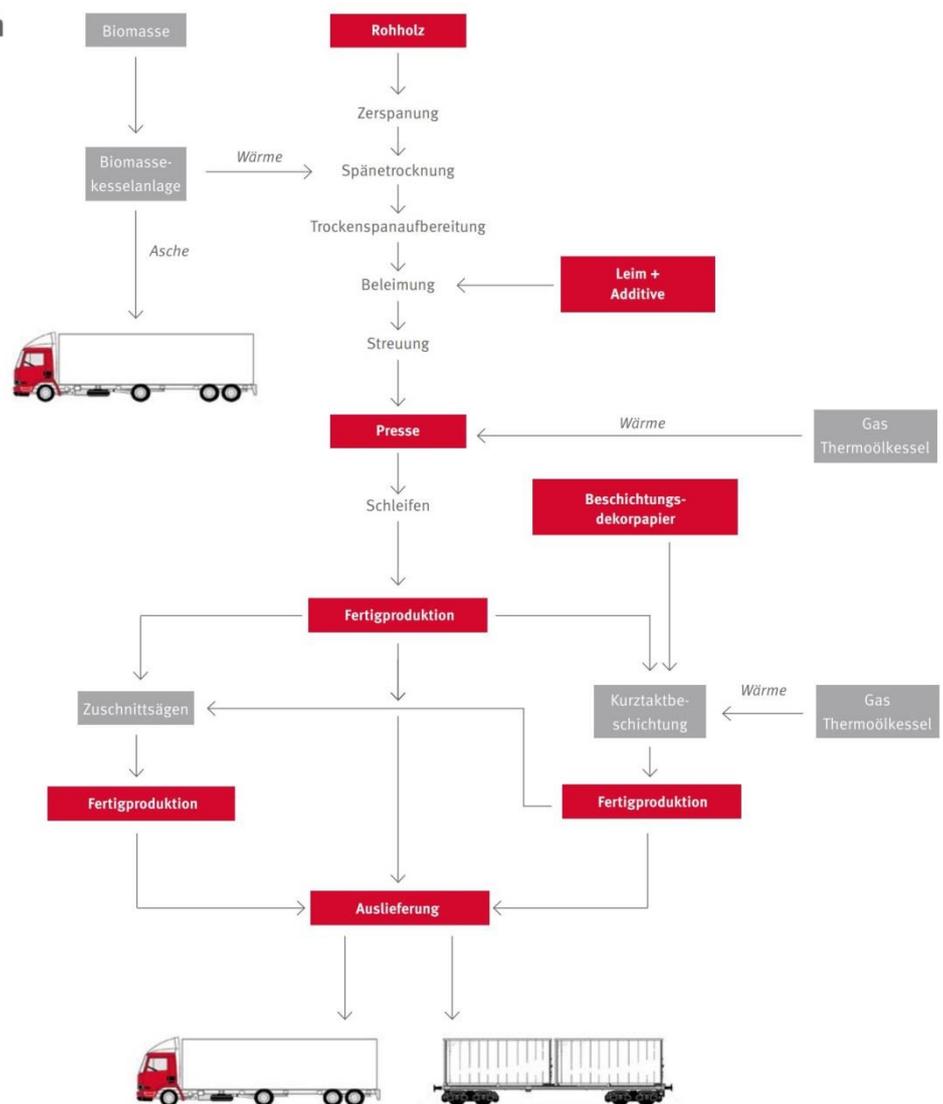


Abbildung 6: Auszug aus dem EMAS-Bericht der Fa. Egger 2021, Ablauf der Spanplattenproduktion [40]

Der beschriebene Ablauf beginnt mit der Anlieferung des Holzrohstoffes. Erster Schritt des Produktionsprozesses ist die Zerspanung des Rohstoffes und Zerkleinerung auf die erforderliche Größe. Für die Spanplattenherstellung ist eine Holzfeuchte von 5 - 10 % erforderlich. Das Rohmaterial weist nach der Zerspanung eine Holzfeuchte von 20 - 140 % auf, abhängig von der Art des Rohstoffes. Bei Verwendung von Resten aus Sägewerken, Tischlereien und anderen Holzverarbeitenden Betrieben sind niedrigere Holzfeuchten im Material möglich, bei vermehrter Verwendung von Frischholz liegen die Holzfeuchten jedoch im oberen Grenzbereich. Die aufbereiteten und getrockneten Späne werden beleimt und in sogenannten Thermopressen in die gewünschte Form gebracht. Das Produkt kann in diesem Zustand bereits zugeschnitten und als Werkstoff benutzt werden, oder es wird der weiteren Veredelung durch Beschichtung und Lackierung zugeführt. [40, 41]

Ein großer Energieaufwand besteht im Bereich der Rohstofftrocknung. Zur Trocknung der Rohstoffe stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Die Temperaturen in den Trocknungsanlagen reichen von max. 160 °C bei Rotary-Bundle-Dryer-Anlagen bis hin zu max. 500 °C bei Jet-Tube-Dryer-Anlagen. Die Ablufttemperatur der Trocknungsanlagen wird in den BAT mit 100 °C bis 130 °C für direkt beheizte Anlagen und 80 °C bis 120 °C für indirekt beheizte Anlagen angegeben. Der spezifische Energieaufwand der Trocknungsanlagen wird in den BAT mit 1,3 GJ für eine Tonne Holz mit 60 % Holzfeuchtigkeit angegeben, wobei eine große Abhängigkeit von Feuchtigkeit und Holzbeschaffenheit besteht. [41]

Ein zweiter großer Energiebedarf ist den Pressen zuzuordnen. Die Holzspäne mit den Additiven werden mittels Thermopressen in die gewünschte Form, meist Platten, gebracht. Der Hauptbedarf an thermischer Energie liegt bei der Erwärmung der Pressen. Die Temperaturen bei diesem Pressvorgang liegen meist über 100 °C, um Restwasser zu verdampfen, überschreiten aber 260 °C für gewöhnlich nicht. Die Pressen werden über Thermoöl beheizt, wodurch die Wärmeerzeugung unterschiedlich erfolgen kann. Der Druck beim Pressvorgang liegt zwischen 3 und 5 N/mm². Die Abkühlung der Platten erfolgt über natürliche Abkühlung in sogenannten Star Coolern. [41]

Ein Teil der über die Maschinen abgegebenen Wärme sowie die Abwärme der Kühlung ist in der Hallenabluft zu erwarten. Im Allgemeinen kann davon ausgegangen werden, dass zur Erhaltung des Raumklimas und der Einhaltung von Arbeitsplatzvorschriften Lüftungsanlagen und damit verbundene Wärmerückgewinnungsanlagen verbaut sind. [42]

Die in der Holzindustrie zu erwartenden Abwärme- und Prozesstemperaturen liegen im Bereich um 200 °C. [3, 43]

3.9.2 Biomassefeuerung

Eine Besonderheit der Anlage in Unterradlberg ist die Biomassefeuerung und die damit verbundene Dampferzeugung zur Stromerzeugung und Wärmeauskopplung für die Nahwärmeversorgung der umliegenden Betriebe.

Die Trocknungsanlagen in Unterradlberg werden mit Dampf aus der Biomassefeuerung beheizt. Die Brennstoffausnutzung der Verbrennungsanlagen von fester Biomasse liegt laut der BAT für Großfeuerungsanlagen bei 73-99 %. [44]

3.10 Die Glasherstellung

Die Glasindustrie ist integriert im Sektor *Steine und Erden* und gehört gemeinsam mit *Papier und Druck*, *Eisen und Stahl* und *Chemie und Petrochemie* zu den energieintensivsten Industriezweigen Österreichs. [45]

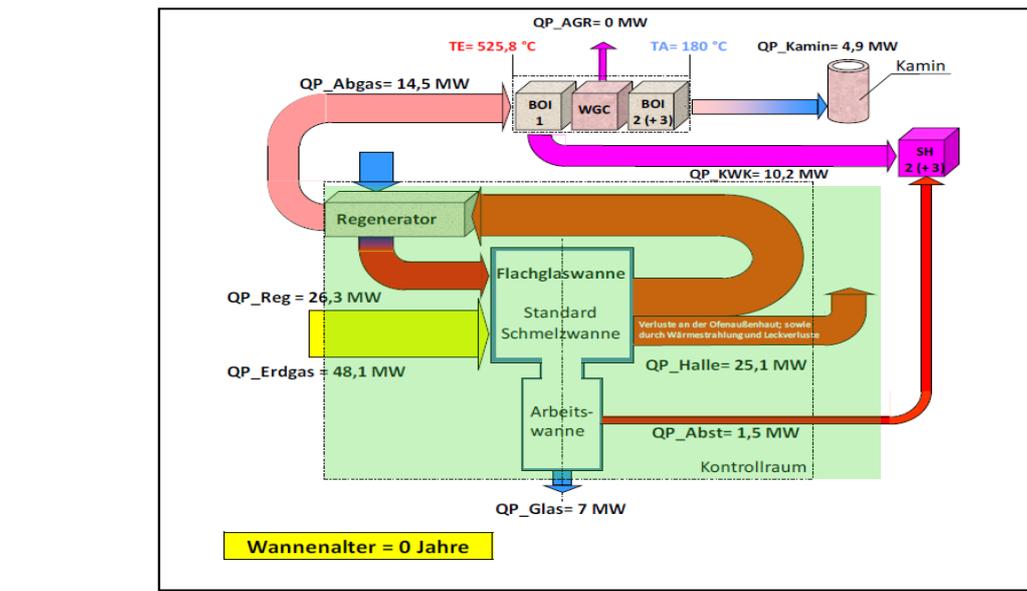
Der Energieeinsatz in der Glasindustrie ist stark davon abhängig, welche Rohstoffe verwendet werden, und welche Produkte aus den Rohstoffen gewonnen werden. Der spezifische Energieaufwand für verkaufsfähiges Glas reicht von 7,2 GJ/t für Behälterglas bis hin zu 16,5 GJ/t für Spezialglas.[46]

3.10.1 Ablauf in der Glasindustrie

Hauptprozesse in der Glasindustrie sind das Aufschmelzen der Rohstoffe und die Formgebung des aufgeschmolzenen Materials. Das Schmelzen stellt hierbei mit etwa 75 % bis 89 % des Energieeinsatzes den energieintensivsten Teil des Produktionsprozesses dar. Für das Aufschmelzen stehen verschiedene Technologien zur Verfügung. Grundsätzlich wird beim Schmelzen zwischen kontinuierlichem Schmelzvorgang für große Durchsatzzahlen und diskontinuierlichem Schmelzen in Batches für sich häufig ändernde Schmelzbadzusammensetzungen und Produkte unterschieden. Die konventionellen Schmelzöfen mit Feuerungsanlagen für fossile Brennstoffe stellen bei den Schmelztechnologien die größte Gruppe dar. Die Temperaturen bei den Schmelzprozessen liegen im Bereich von etwa 1300 °C bis 1550 °C in der Schmelze und bis zu 1650 °C am Ofenrand. Die höchste in der Literatur aufgefundene Temperaturangabe zu den Prozessen der Glasindustrie liegt bei 1800 °C. [43, 47]

Einen guten Überblick über die beispielhaften Energieflüsse in einer Glasschmelze gibt die Grafik aus einer Präsentation der *qpunkt GmbH* [48], wo die Energieflüsse im Bilanzgebiet *Kontrollraum* mit einer nicht genauer definierten, nachgeschalteten KWK-Anlage dargestellt werden. Für die Erhebungen im Zuge dieser Arbeit sind die Angaben zu den Energieflüssen im Bilanzgebiet *Kontrollraum* wichtig, um die Energieverteilung im Betrieb nachvollziehen zu können. Zu beachten ist, dass in dieser Grafik nur auf den Energieeinsatz aus der Verbrennung von Erdgas Bezug genommen wird, welcher in Abbildung 7 zu 100 % der Glasschmelze zugeführt wird. Der Hauptbrennstoff in der Glasindustrie ist Erdgas. Vereinzelt kommen noch flüssige Brennstoffe auf Ölbasis zum Einsatz. [47]

Waste heat potential (sample: 700 tpd glass melter)



© qpunkt gmbh

3

Abbildung 7: „Waste heat potential“-Sankey-Diagramm der qpunkt GmbH mit dem relevanten Bilanzgebiet, in grüner Farbe markiert [48]

Zur besseren Übersichtlichkeit sind die für diese Arbeit relevanten Energieflüsse aus dem grün markierten Bilanzgebiet *Kontrollraum* in Tabelle 2 aufgelistet. Diese stellen die Energieflüsse in einem typischen Werk der Glasindustrie ohne erweiterte Wärmerückgewinnungstechnologien dar.

Tabelle 2: Abgeleitete Energieflüsse aus dem Bilanzgebiet *Kontrollraum* [48]

Bezeichnung	Abkürzung	[MW]	Anteil %
Energieeinsatz Erdgas	QP_Erdgas	48,1	100
Abgas	GP_Abgas	14,5	30,1
Hallenabluft	QP_Halle	25,1	52,2
Arbeitswannenverlust	QP_Abst	1,5	3,1
Produktwärme	QP_Glas	7	14,6

Die Darstellung in Tabelle 2 zeigt Energieflüsse in einem beispielhaften Betrieb der Glasindustrie. Durch den Eingriff in den Abgasstrom mittels Regenerators kann bereits 64,5 % der Abgasenergie rückgewonnen werden. Die Wärmerückgewinnung aus dem Verbrennungsgas ist in der Glasindustrie bei den meisten Technologien inzwischen Stand der

Technik. Die Techniken der regenerativen Luftvorwärmung und der rekuperativen Luftvorwärmung kommen hierbei vorrangig zum Einsatz. [47]

Eine detailliertere, alternative Darstellung der Energieflüsse im Bereich der Glasschmelzwanne zur Abschätzung der Abläufe bietet die Darstellung im Sankey-Diagramm von B. Fleischmann in Abbildung 8. [49]

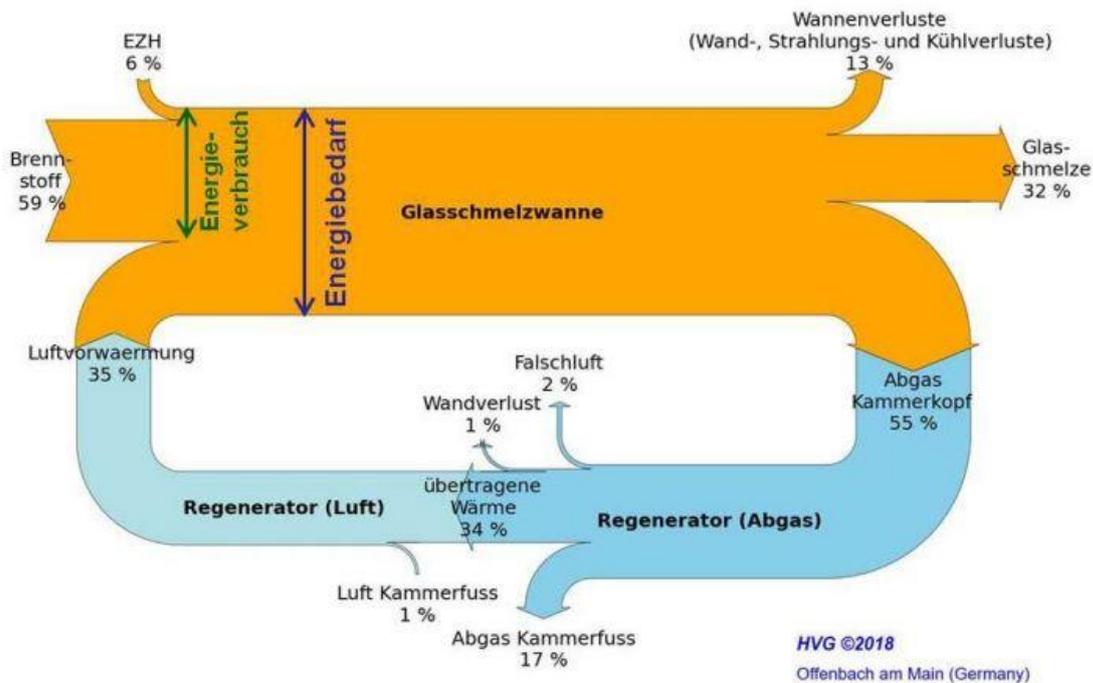


Abbildung 8: Sankey-Diagramm der Glasschmelzwanne [49]

Der Abbildung 8 ist anschaulich zu entnehmen, wie wirkungsvoll Luftvorwärmssysteme zum Einsatz gebracht werden können, um den Energieverbrauch zu reduzieren.

3.10.1.1 Schmelze mit regenerativer Luftvorwärmung

Bei der regenerativen Wärmerückgewinnung wird in etwa 20-Minuten-Zyklen die Abluft der Brenner abwechselnd durch eine von zwei Regeneratorkammern geleitet, während die jeweils andere die aufgenommene Wärme an die Verbrennungsluft als Luftvorwärmung abgibt. Die hauptsächlich verwendeten Bauformen solcher Anlagen sind die Cross Fired Regenerative Furnace und die Single Pass End Fired Regenerative Furnace, wobei sich diese lediglich in der Anordnung der Regeneratorkammern unterscheiden. Die Temperaturen bei der regenerativen Wärmerückgewinnung liegen zwischen 1200 °C bis maximal 1400 °C. [47]

3.10.1.2 Schmelze mit rekuperativer Luftvorwärmung

Bei der konventionellen rekuperativen Wärmerückgewinnung wird die Verbrennungsluft über die Abgase mittels Wärmeübertrager kontinuierlich vorgewärmt. Die Temperaturen bei

der rekuperativen Methode sind bei metallischen Wärmeübertragern auf 800 °C begrenzt, weswegen vereinzelt keramische Werkstoffe zum Einsatz kommen. [47]

3.10.2 **Alternative Technologien**

Während die oben angeführten Technologien die häufigsten Vertreter in der Glasindustrie darstellen, haben sich in der Glasindustrie allerdings auch alternative Technologien bereits gut etabliert, die hier angeführt werden.

3.10.2.1 *Oxy-Fuel-Schmelzöfen*

Zur Reduktion der Stickoxide kommen vereinzelt Oxy-Fuel-Schmelzen zum Einsatz. Hierbei wird die Verbrennungsluft durch 90 % Sauerstoff ersetzt. Der grundlegende Aufbau solcher Anlagen entspricht jenem der Anlagen mit konventionellen Technologien. Die Möglichkeit der Abwärmenutzung für die Verbrennungsluft-Vorwärmung entfällt bei Oxy-Fuel-Anlagen, da der reine Sauerstoff nicht vorgewärmt wird. [47]

3.10.2.2 *Elektrische Schmelzöfen*

Alternative Technik für den Schmelzprozess bietet das Elektroschmelzen. Bei dieser Technologie werden die Elektroden direkt in das Schmelzbad eingebracht. Dafür muss der Schmelzofen kontinuierlich betrieben werden. Die Lebensdauer solcher Anlagen liegt bei zwei bis sieben Jahren und die Technologie wird vorrangig in kleinen Anlagen und Anlagen zu Spezialglasherstellung angewendet. Die Technologie der elektrischen Schmelzöfen findet vereinzelt in Kombination mit konventionellen Technologien Anwendung. Hierbei kommen verschiedene Varianten der Gewichtung des Energieeinsatzes zu Gunsten des elektrischen oder fossilen Energieeinsatzes vor. Bei der Betrachtung des CO₂ -Ausstoßes solcher Anlagen ist freilich die Umsetzungskette zur elektrischen Energie mitzubedenken. [47]

3.10.2.3 *KWK*

Die hohen Temperaturen in der Glasindustrie erlauben den Abgriff hoher Energiedichten im Abgasstrom. Wie auch Abbildung 7 anhand einer beispielhaften Anlage angedeutet wird, kann die Abgasenergie mit Temperaturen um die 500 °C zur weiteren Verwendung einer KWK-Anlage zugeführt werden. Verwendung finden sowohl Systeme zur wasserdampfbasierten KWK, als auch Systeme basierend auf einem Organic Rankine Cycle. Die Höhe des Rückgewinnungspotentials hängt von der gewählten Technologie ab.

4 ABWÄRMEERMITTLUNG

In diesem Kapitel werden die Berechnungsmethoden für die einzelnen Industriezweige und im Weiteren für die speziellen Betriebe erläutert. Als Berechnungsprogramm wurde Excel herangezogen, um die Einheitlichkeit im Projekt zu wahren. Jeder erhobene Betrieb wurde in einem eigenen Excel-Arbeitsblatt mit entsprechender Bezeichnung behandelt und in einem gemeinsamen Dokument zusammengefasst. Die Ergebnisse wurden gemäß Vorgaben des übergeordneten Projektes in den Ergebnisblättern zusammengefasst.

4.1 Gasverdichter

Die in dieser Arbeit behandelten Gasverdichter-Einheiten sind erdgasbefeuerte Verdichtereinheiten. Die anlagenspezifischen Informationen stammen aus den veröffentlichten UVP-Bescheiden der Anlagen Eggendorf und Weitendorf. Die Betriebszeiten wurden mit 8760 h/a angesetzt, da die Turbinen für Wartungs- und Instandsetzungsarbeiten redundant ausgeführt sind. Dies führt auch zu einer einfachen Abschätzung der ständig anliegenden Leistung.

4.1.1 Turbinenabluft

Der Energiegehalt der Turbinenabluft hängt vorrangig von Temperatur und Luftmenge am Kamin ab. Da beim Betrieb von Gasturbinen hohe Luftzahlen zum Einsatz kommen, muss die Abgasmenge für den Turbinenbetrieb ermittelt werden. Die Luftzahl einer Turbine hängt vom Typ der Turbine sowie vom Arbeitspunkt und Betriebszustand ab. Im Betrieb der Turbine wird Sekundärluft zugeführt, welche im Abgasstrom berücksichtigt werden muss. [50]

Der Energieeinsatz der Turbinen wurde mit Hilfe der Veröffentlichungen der CO₂ Ausstöße über die Verbrennungsrechnung zurückgerechnet. [51]

Für die Anlagen Eggendorf und Weitendorf liegen UVP-Bescheide vor. Diesen Bescheiden ist zu entnehmen, dass der Nutzungsgrad der Turbinen für beide Anlagen bei jeweils 37,7 % liegt. Die Abgastemperatur ist mit 530 °C angegeben. [32, 33]

Für die Luftzahl wurde der Wirkungsgrad als Referenzwert herangezogen. Die Luftzahl wurde so weit angepasst, dass bei gegebener Abgastemperatur, unter Berücksichtigung von Strahlungsverlusten im Bereich von 5 %, ein Wirkungsgrad der Verdichteranlage von 37,7 % erreicht werden konnte. Die daraus errechnete Luftzahl der Turbine ergab die 2,85 - fache Menge der stöchiometrischen Verbrennungsluft. Diese Werte liegen im für Gasturbinen zu erwarteten Bereich der Luftüberschusszahlen von 2 - 5. [23]

4.1.2 Durchflussabschätzung

Ein wichtiger Punkt bei der Berechnung der Abwärmepotentiale von Gasverdichtern ist die Ermittlung des Durchflusses. Die Durchflussabschätzung stellt die Grundlage für die Berechnung der möglichen zu gewinnenden Abwärme aus dem verdichteten Gas.

Die genauen Angaben über den Durchsatz der Verdichter-Einheiten sind nicht öffentlich zugänglich, weswegen zur Abschätzung auf vorhandene, zugängliche Daten zurückgegriffen wurde. Die Abschätzung des Durchflusses wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit in einem separaten Excel Sheet durchgeführt. Grundlage für die Abschätzungen sind die im Zuge des Entry/Exit-Modelles veröffentlichten Durchflussmengen an den Verrechnungspunkten. Die *Austrian Gas Grid Management AGGM* stellt als Tochtergesellschaft der *Gas Connect Austria* die Aufzeichnungen über die verrechneten Entry/Exit-Aufzeichnungen, wie in Abbildung 9 ersichtlich, zur Verfügung. Veröffentlicht wurden in diesem Zusammenhang die physikalischen Flüsse an transportiertem Gas über die erfassten Einspeise- und Ausspeisepunkte an den Bundesgrenzen. Sämtliche Berechnungen des Durchflusses beruhen auf den Veröffentlichungen der AAGM. [52]

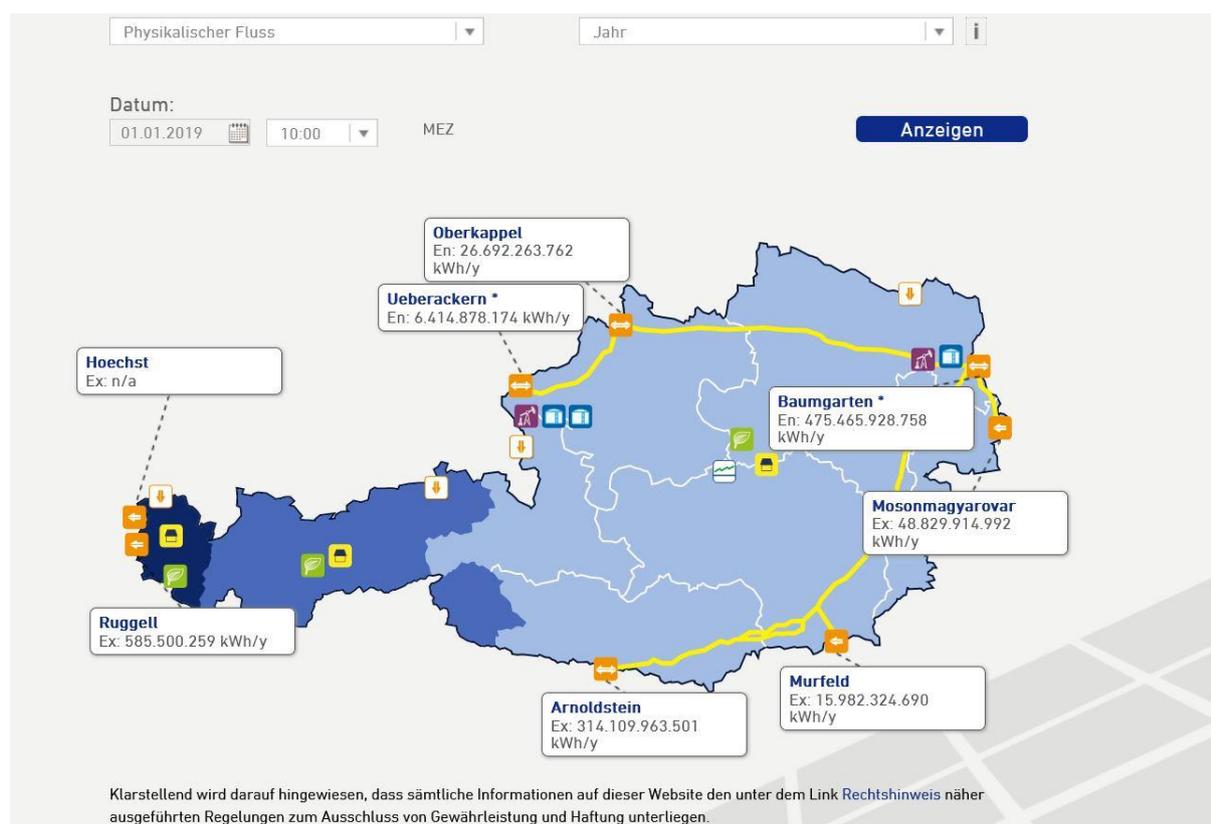


Abbildung 9: physikalischer Fluss gemäß AGGM [52]

Mit Hilfe dieser physikalischen Flüsse als Grundlage, in Verbindung mit den bekannten Positionen der Gasverdichtereinheiten, wurde der Durchsatz jedes Verdichters näherungsweise bestimmt.

Die Betrachtung der erfassten Durchsätze lässt aufgrund der Netto-Einspeisung in Baumgarten ohne signifikanten Exit-Anteil in den Aufzeichnungen, und der durchgehenden Netto-Ausspeisung entlang der TAG den Schluss zu, dass die Transportrichtung entlang der TAG Richtung Süden verläuft. Aus diesem Grund wurde für die Transportmassen der einzelnen Verdichter-einheit, der physikalische Fluss, ausgehend von Arnoldstein Richtung Baumgarten entlang der TAG aussummiert, und den Verdichtereinheiten entsprechend ihrer Situierung zugewiesen. Zu beachten ist hierbei, dass in den Darstellungen der physikalischen Flüsse in Baumgarten nicht zwischen WAG und TAG unterschieden wurde. In der Berechnung wurde diese Unterscheidung auf Basis der Entry/Exit-Daten berücksichtigt. Der entstandene Fehler, welcher durch Vergleich der direkten Erfassung in Baumgarten und der Summierung entlang der TAG ermittelt wurde, liegt unter 1 %. Der dadurch ermittelte Durchfluss von 28 Mrd. bis 33 Mrd. Kubikmetern im Jahr deckt sich mit den Angaben der TAG GmbH von einem Jahresdurchfluss von etwa 30 Mrd. Kubikmetern pro Jahr. [53]

Für die WAG schien dieser Ansatz nicht zulässig, da die Punkte zwar physikalisch einen deutlichen Fluss zeigten, allerdings die Flussrichtung aufgrund der Entry/Exit-Angaben über das Jahr betrachtet nicht allgemein gültig für jeden Zeitpunkt erfasst werden konnte. Des Weiteren konnte aufgrund der vorhandenen Daten nicht ausgeschlossen werden, dass es zwischen Oberkappel und Überackern Verschiebungen gab, die die Verdichtereinheiten in Österreich nicht tatsächlich betreffen. Aus diesem Grunde wurden im Interesse der Abbildung der Realität die Punkte Oberkappel und Überackern bilanziert und der bilanzierte Wert als Transportmenge für die WAG übernommen. Dadurch kann vermieden werden, dass Durchflussmengen mehrfach erfasst werden und das Ergebnis dadurch positiv verfälscht wird.

Über den Brennwert von $11,11 \text{ kWh/m}^3$ wurde zuerst der Volumenstrom aus den angegebenen Energieflüssen pro Jahr E_{Jahr} , und mittels der Normdichte von Erdgas H von $0,784 \text{ kg/Nm}^3$ letztendlich die Durchflussmassen in kg/s ermittelt, um in späteren Berechnungen über die spezifische Wärmekapazität in kJ/kg den Wärmegehalt ermitteln zu können. [19]

$$\dot{m}_{\text{Durchfluss}} = \frac{E_{\text{Jahr}} \text{ kWh}}{8700 * 3600 \text{ s}} * \frac{0,784 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}}{11,11 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}} \quad (4-1)$$

Da der Einfluss der Gasspeicher in Verbindung mit dem nationalen Verbrauch und den damit verbundenen landesinternen Verschiebungen an Kapazitäten nicht allgemeingültig darstellbar ist, fließt dieser nur über die sich ergebenden Differenzen zwischen Entry und

Exit ein. Zu beachten ist, dass die Verschiebungen im Landesinneren vom Entry/Exit-Modell nicht erfasst werden.

4.1.3 Erwärmung des Gases durch Verdichtung

Aus den Durchflussmengen des transportierten und verdichteten Gases kann Energie zurückgewonnen werden. Die exakte Erwärmung ist abhängig von der genauen Druckdifferenz und dem Durchfluss. Da diese Informationen nicht zugänglich sind, werden die Berechnungen über den im Bescheid angegebenen Wirkungsgrad der Turbine und den oben angenäherten Durchfluss errechnet, und die Druckdifferenz zur Validierung bestimmt.

Um den genauen Energiegehalt des Gases bestimmen zu können, müsste die Druckdifferenz am Verdichter sowie die genaue Durchflussmenge des zu verdichtenden Gases bei gegebener Temperatur bekannt sein. Da die Druckdifferenz nicht bekannt ist, wurde die Verdichterarbeit für die Verdichtung zum Maximaldruck von 70 bar ermittelt und daraus die Temperaturerhöhung bei der Verdichtung der in Kapitel 4.1.2 ermittelten Durchflussmengen errechnet. Von dieser Temperaturerhöhung erfolgte eine Rückrechnung auf den Ausgangsdruck. Hierfür wurde die isentrop adiabate Verdichtung des transportierten Gases angesetzt.

Dafür musste zuerst die Verdichterleistung $P_{\text{Verdichter}}$ über den Wirkungsgrad der Turbine η_{Turbine} und den Energieeinsatz aus Erdgas E_{Erdgas} in der Turbine ermittelt werden.

$$P_{\text{Verdichter}} = E_{\text{Erdgas}} * \frac{\eta_{\text{Turbine}}}{t_{\text{Betrieb}}} \quad (4-2)$$

Aus der Verdichterleistung $P_{\text{Verdichter}}$ kann die spezifische Verdichterarbeit an der Welle W_{real} pro Kilogramm Durchsatz des Transportmediums $\dot{m}_{\text{Durchfluss}}$ pro Sekunde bestimmt werden.

$$W_{\text{real}} = \frac{P_{\text{Verdichter}}}{\dot{m}_{\text{Durchfluss}}} \quad (4-3)$$

Aus der Verdichterarbeit kann die Erwärmung des isentrop adiabate verdichteten Gases errechnet werden. Als Ausgangstemperatur wurde aufgrund der oberflächennahen Verlegung die mittlere Umgebungstemperatur in Österreich aus 2019 von 8,5 °C angesetzt. [54] Als spezifische Wärmekapazität c_p wurden 2,250 kJ/kgK [55] für Methan eingesetzt.

$$T_2 = \frac{W_{\text{real}}}{c_p} + T_1 \quad (4-4)$$

Aus dieser Temperaturerhöhung kann die Abwärme des verdichteten Gases bestimmt werden. Die Abwärme ergibt sich aus der Temperaturdifferenz zwischen Eingangstemperatur T_1 und Temperatur nach der Verdichtung T_2 . Damit die Ergebnisse nicht verfälscht dargestellt werden, wurde die Abkühlung des Gases auf die Temperatur am Eingang des Verdichters begrenzt. Um die Vorgänge im Verdichter genauer darstellen zu können, wird der Ausgangsdruck des transportierten Gases berechnet. Da die Verdichtung nicht ideal verläuft, wird für die Ermittlung der Druckdifferenz ein isentroper Wirkungsgrad berücksichtigt. Bei Industrieverdichtern wurde ein isentroper Wirkungsgrad η_i von 0,91 angesetzt. Daraus ergibt sich die theoretische Verdichterleistung W_t , die zur Ermittlung der erreichbaren Druckdifferenz benötigt wird. [56]

$$W_t = W_{real} * \eta_i \quad (4-5)$$

Ausgehend von der theoretischen Verdichterarbeit kann über die isentrop adiabate Verdichtung die Drucksteigerung errechnet werden, die bei gegebener Verdichterarbeit und bekannter Anfangstemperatur T_1 erreicht werden kann. Als Isentropenexponent κ wurde 1,3 eingegeben und die Gaskonstante von Methan R_i mit 518,3 J/kgK berücksichtigt. Als Enddruck p_2 wurde der Maximaldruck der Gas-Hochdruckebene von 70 bar angesetzt. [57]

$$p_1 = \frac{p_2}{\sqrt{\frac{\kappa-1}{\kappa} \left(W_t * \frac{\kappa-1}{\kappa * R_i * T_1} + 1 \right)}} \quad (4-6)$$

Der daraus ermittelte Druck p_1 stellt den Anfangsdruck des transportierten Gases, also den Druck auf der Niederdruckseite des Verdichters dar.

4.1.4 Ergebnisse Gasverdichterstationen TAG

Im Folgenden werden die Ergebnisse aus den Berechnungen aufgeteilt auf die Leitungen TAG und WAG. Die Ergebnisse der TAG Verdichterstationen werden entsprechend Ihrer Anordnung entlang der TAG von Norden nach Süden beginnend beim Knotenpunkt Baumgarten in Tabelle 3 bis Tabelle 7 angeführt.

Die Ergebnisse (Tabelle 3 bis Tabelle 7) zeigen aufgrund der hohen Abgastemperaturen der Turbine und der hohen Energieeinsätze nutzbare Potentiale in allen drei Temperaturbereichen. Durch die großen Massen an verdichtetem Gas in den Leitungen fallen erhebliche Abwärmepotentiale an den Transportleitungen im Temperaturbereich <50 °C an. Das technische Rückgewinnungspotential liegt bei 83 % des Energieeinsatzes aus Erdgas in der Turbine. Eine mögliche Fehlerquelle bei den Ergebnissen stellt die geringe Genauigkeit der Durchflussabschätzung in den Transportleitungen dar.

4.1.4.1 Ergebnisse TAG Baumgarten

Tabelle 3: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation TAG Baumgarten

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Rauchgas	51235,7	364,14	42,34	42,34	320,11	38,11	38,11
Kondensation	10241,7			89,72			64,60
Transportgas	40371,0		0,00	353,65		0,00	318,29
Gesamt	101848,4		892,19			779,20	

4.1.4.2 Ergebnisse TAG Eggendorf

Tabelle 4: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation TAG Eggendorf

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Rauchgas	11856,3	84,26	9,80	9,80	74,07	8,82	8,82
Kondensation	2370,0			20,76			14,95
Transportgas	9342,1		0,00	81,84		0,00	73,65
Gesamt	23568,4		206,46			180,31	

4.1.4.3 Ergebnisse TAG Grafendorf

Tabelle 5: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation TAG Grafendorf

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Rauchgas	26987,8	191,81	22,30	22,30	168,61	20,07	20,07
Kondensation	5394,7			47,26			34,03
Transportgas	21264,9		0,00	186,28		0,00	167,65
Gesamt	53647,4		469,95			410,44	

4.1.4.4 Ergebnisse TAG Weitendorf

Tabelle 6: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation TAG Weitendorf

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Rauchgas	22120,9	157,22	18,28	18,28	138,20	16,45	16,45
Kondensation	4421,8			38,74			27,89
Transportgas	17430,1		0,00	152,69		0,00	137,42
Gesamt	43972,7		385,20			336,42	

4.1.4.5 Ergebnisse TAG Ruden

Tabelle 7: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation TAG Ruden

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Rauchgas	23341,2	165,89	19,29	19,29	145,83	17,36	17,36
Kondensation	4665,8			40,87			29,43
Transportgas	18391,7		0,00	161,11		0,00	145,00
Gesamt	46398,6		406,45			354,98	

4.1.5 Ergebnisse Gasverdichterstationen WAG

Im Folgenden sind die Ergebnisse der WAG Verdichterstationen angeführt. Die Reihenfolge der Darstellung entspricht Ihrer Anordnung entlang der WAG von Westen nach Osten beginnend beim Knotenpunkt Baumgarten. Die Ergebnisse der WAG (Tabelle 8 bis Tabelle 10) zeigen geringere Potentiale als entlang der TAG. Dies ist auf den geringeren Durchfluss in den Transportleitungen und dem damit verbundenen, geringeren Verdichtungsaufwand zurückzuführen. Die Schwankungen in den Ergebnissen entlang der WAG sind höher als an der TAG, da die Zuordnung der Durchflüsse zu den einzelnen Verdichterstationen auf Grundlage der Angaben der AGGM entlang der bidirektionalen WAG schwieriger war als bei den Stationen der unidirektional betriebenen TAG. Die Ergebnisse zeigen aufgrund der gleichen eingesetzten Technik in den Verdichteranlagen dieselbe Aufteilung der Abwärmepotentiale auf alle drei Temperaturbereiche. Das technische Potential liegt bei 83 % der eingesetzten Energie in der Turbine.

4.1.5.1 WAG Baumgarten

Die CO₂-Daten der WAG-Verdichterstation Baumgarten wiesen unerwartet niedrige Massen auf. Aufgrund des daraus errechneten, geringen Energieaufwandes ergeben sich sehr geringe Druckdifferenzen am Verdichter.

Tabelle 8: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation WAG Baumgarten

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Rauchgas	1175,9	8,36	0,97	0,97	7,35	0,87	0,87
Kondensation	235,0			2,06			1,48
Transportgas	926,5		0,00	8,12		0,00	7,30
Gesamt	2337,4		20,48			17,88	

4.1.5.2 Ergebnisse WAG Kirchberg

Tabelle 9: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation WAG Kirchberg

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Rauchgas	1739,3	12,36	1,44	1,44	10,87	1,29	1,29
Kondensation	347,7			3,05			2,19
Transportgas	1370,4		0,00	12,01		0,00	10,80
Gesamt	3457,4		30,29			26,45	

4.1.5.3 Ergebnisse WAG Rainbach

Tabelle 10: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Gasverdichterstation WAG Rainbach

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Rauchgas	9087,1	64,58	7,51	7,51	56,77	6,76	6,76
Kondensation	1816,5			15,91			11,46
Transportgas	7160,1		19,37	43,35		17,43	39,02
Gesamt	18063,7		158,24			138,20	

4.2 Bioethanolherstellung

Im folgenden Kapitel wird die Berechnung in Bezug auf den Bioethanol herstellenden Betrieb beschrieben und die Vorgehensweise bei der Potentialermittlung sowie die zugrunde liegende Informationsbeschaffung erklärt.

4.2.1 Agrana Pischelsdorf

Bei der Genehmigung der Bioethanolanlage Pischelsdorf im Jahr 2006 war ein UVP-Verfahren durchzuführen, da nicht ausgeschlossen werden konnte, dass von der Anlage Umwelteinwirkungen ausgehen. Der in diesem Verfahren ergangene UVP-Bescheid stellt die Grundlage für die Bottom-Up-Erhebungen der Anlage dar. Die Anlage kann gemäß UVP-Bescheid auf verschiedene Weisen betrieben werden, was für den Einsatz unterschiedlicher Rohstoffe notwendig ist. Da der relevante Ablauf der Prozesse sowie der Energieeinsatz für die Betriebsarten nur unwesentlich voneinander abweichen, wurden die Berechnungen für den *Normalbetrieb mit Weizen-Dicksaft* durchgeführt.

4.2.2 Energieeinsatz in der Bioethanol-Anlage

Gemäß UVP-Bescheid ist der Energieeinsatz der Anlage aufgeteilt auf Erdgas, elektrische Energie und Dampflieferungen von externen Lieferanten. Im Normalbetrieb werden 45 t/h Dampf, 5830 Nm³/h Erdgas sowie in einem Jahr 92.400 MWh/a elektrische Energie zur Herstellung von 22,5 t Ethanol pro Stunde bei einer Auslastung von 8400 h/a benötigt. [58]

4.2.3 Abgasenergie Trocknung

Die Trocknungsanlagen der Bioethanolanlage dienen der Entfeuchtung des als Nebenprodukt entstehenden Futtermittels. Zusammen mit dem Dampfkessel stellen die Trocknungsanlagen die wesentlichen Verbraucher für Erdgas dar. Die Trocknungsanlage wird mittels indirekt erdgasbefeuertem Trommeltrockner betrieben. Die Abgase werden über einen Schornstein an die Umgebung abgegeben. [58]

Der tatsächliche Erdgasverbrauch der Anlage wurde über die Verbrennungsrechnung rückgerechnet und beträgt 3818 m³/h oder 362 GWh/a. Da in den Veröffentlichungen des ETS nicht unterschieden wird, an welchen Anlagenteilen das CO₂ ausgestoßen wird, muss die Aufteilung der Abluftströme ermittelt werden, um den Erdgaseinsatz zuzuordnen und die Abwärme abschätzen zu können. [51]

Die projektierte Abgasmenge der Trocknungsanlagen liegt bei 106.000 Nm³/h im feuchten Zustand mit 44.000 Nm³/h Trockenanteil. Da die Trocknungsanlage mit Erdgas befeuert wird, und die projektierten Abgasströme aus dem Bescheid bekannt sind, wurden die

Berechnungen davon ausgehend angesetzt. Zur Zuordnung des Erdgaseinsatzes wurde zuerst der trockene Abgasstrom $\dot{V}_{A,3}$ der Verbrennung des jährlichen Erdgasstromes \dot{V}_{Erdgas} bestimmt, um diesen mit dem projektierten Abgasstrom zu vergleichen. Da der projektierte Abgasstrom den ausgetriebenen Wasserdampf aus dem zu trocknenden Gut enthält, dürfen nur die trockenen Abgasströme verglichen werden.

$$\dot{V}_{A,3} = \dot{V}_{A,f 3} - 1,94 * \dot{V}_{Erdgas} \quad (4-7)$$

Der daraus errechnete Abgasstrom aus der Verbrennung von Erdgas entspricht etwa 90 % des projektierten, trockenen Abgasstromes der Trocknungsanlagen. Zu beachten ist hierbei, dass aufgrund des hohen Wasseranteiles im Abgas mit der üblichen Dichte von $1,29 \text{ kg/m}^3$ nur für den trockenen Abgasteil gerechnet werden darf, während bei den Berechnungen für den Wasseranteil mit der Normdichte von Wasserdampf gerechnet wird. Bei der Berechnung des Energieeinsatzes fiel auf, dass der tatsächliche Einsatz an Erdgas statt $5830 \text{ m}^3/\text{h}$ nur $3818 \text{ m}^3/\text{h}$ beträgt. Dieser Energieeinsatz entspricht genau der in der Abluft der Trocknungsanlagen enthaltenen Energiemenge, was zu der Annahme führt, dass der gesamte Erdgasaufwand den Trocknungsanlagen zuzurechnen ist. Die projektierte Dampflieferung liegt bei 28 bis $69,7 \text{ t/h}$ und beträgt bei Normalbetrieb gemittelt 45 t/h , kann in Spitzenzeiten den Bedarf somit sogar um 55 % überdecken. Laut Anlagenbeschreibung dient die Dampfkesselanlage mit einer maximalen Dampfleistung von 35 t/h allerdings nur zur Deckung des Dampfbedarfes für jene Zeiten, in denen der Energieversorger die Dampflieferungen nicht garantieren kann. Um zu prüfen, ob diese Annahme plausibel ist, wurde der projektierte Energieeinsatz aus Erdgas auf Dampf umgelegt und mit den angegebenen maximalen Leitungskapazitäten verglichen. Hierfür wurde der Energiegehalt aus dem bezogenen Erdgas mit dem Energiegehalt des bezogenen Dampfes verglichen und der Mehrbedarf an Dampf ermittelt. Anschließend wird geprüft, ob die Leitungen diese Leistung haben.

Aus der projektierten Dampflieferung von 45 t/h bezieht die Bioethanolanlage eine Energiemenge E_{Dampf} von 320 GWh/a . Daraus lässt sich der mittlere Energiegehalt pro Kilogramm Wasserdampf e_{Dampf} der gelieferten Wasserdampfmenge m_{Dampf} bestimmen.

$$e_{Dampf} = \frac{E_{Dampf}}{8400 * 3600 * m_{Dampf}} \quad (4-8)$$

Im UVP-Bescheid ist angegeben, dass der Heizwert H_u des Erdgases bei $10,35 \text{ kWh/m}^3$ liegt. Daraus lässt sich näherungsweise bestimmen, welche Energiemenge $E_{Dampferzeugung}$ durch den

Wasserdampf ersetzt werden muss. $E_{\text{Dampferzeugung}}$ stellt jenen Teil des Energieeinsatzes dar, welcher für die hauseigene Dampferzeugung aufgewendet werden muss, für den Fall, dass die Dampflieferungen des EVU nicht ausreichend sind. Sie entspricht bei den Berechnungen dem Energiegehalt der Differenz V_{Gasdiff} der tatsächlich verfeuerten Gasmenge zur projektierten Gasmenge.

$$E_{\text{Dampferzeugung}} = V_{\text{Gasdiff}} * H_u \quad (4-9)$$

Aus dem berechneten spezifischen Energiegehalt des gelieferten Dampfes e_{Dampf} und der aus der projektierten Energiemenge E_{Dampf} und der errechneten Energiemenge $E_{\text{Dampferzeugung}}$ lässt sich nun die tatsächliche Dampflieferung $m_{\text{Dampf,real}}$ bestimmen:

$$m_{\text{Dampf,real}} = \frac{E_{\text{Dampf}} + E_{\text{Dampferzeugung}}}{e_{\text{Dampf}} * 8400} \quad (4-10)$$

Die somit errechnete Dampflieferung beträgt 68,9 t/h. Dies entspricht nahezu exakt dem maximalen Massenstrom laut Bescheid von 69,7 t/h. Aus diesem Grund wird davon ausgegangen, dass der gesamte Dampfaufwand aus externen Lieferungen bezogen werden konnte und demnach die hauseigene Dampferzeugung nicht betrieben werden musste. [58]

4.2.4 Energieeinsatz-Faktoren der Trocknungsanlagen

Für die in Kapitel 4.3 folgenden Berechnungen der Holzindustrie wurden Informationen über Trommeltrockner benötigt. Aufgrund der Aufschlüsselung der Abluftströme aus den Trocknungsanlagen der Bioethanolanlage wurde entschieden, aus den bekannten Daten der Anlage die Faktoren für die Trocknungsanlagen zu ermitteln. Berechnet wurde der Energiebedarf für die Entfernung von 1 kg Wasser aus dem Trocknungsgut.

Hierfür wurde aus dem über die Verbrennungsrechnung errechneten, feuchten Abgasstrom $V_{A,f3}$ der Trocknungsanlage der Massenstrom an Feuchtigkeit aus der Verbrennungsrechnung über den Wassergehalt α_{H_2O} ausgerechnet und von dem im Bescheid angegebenen Wasser $m_{H_2O, ges}$ im Abgasstrom abgezogen. Dieser erhaltene Massenstrom m_{H_2O} pro Stunde entspricht dem Wasser, welches pro Stunde aus dem Trocknungsgut ausgetrieben wird.

$$\dot{m}_{H_2O} = \dot{m}_{H_2O, ges} - \dot{V}_{A,f3} * \rho_{Abgas} * \alpha_{H_2O} \quad (4-11)$$

Der Massenstrom des Wassers wird über die Betriebsstunden t_{Betrieb} auf ein Jahr gerechnet und auf die aus Erdgas eingesetzte Energie der Trocknungsanlage E_{Erdgas} bezogen. Zur Berechnung der eingesetzten Energie wird mit dem Heizwert von Erdgas gerechnet, um die Beeinflussung von der Energiebereitstellung zu reduzieren. Errechnet wird der spezifische Energieaufwand des Trockners e_{Trockner} .

$$e_{\text{Trockner}} = \frac{E_{\text{Erdgas}}}{\dot{m}_{\text{H}_2\text{O}} * t_{\text{Betrieb}}} \quad (4-12)$$

Das Ergebnis entspricht dem Energieeinsatz der aufgewendet werden muss, um in einer Trocknungsanlage 1 kg Wasser aus dem zu trocknenden Gut auszutreiben.

4.2.5 Abluftenergie-Absorber

Bei der Fermentation entsteht biogenes CO_2 . Dieses CO_2 wird mit der Abluft aus den Fermentationsanlagen über einen Ethanol-Absorber geführt und über einen Abluftschlot an die Umgebung abgegeben. Laut UVP-Bescheid liegt die Temperatur der Abluft an der Absorber-Anlage bei 30°C , was einem verwertbaren Temperaturniveau entspricht. Die angegebene Abgasmenge beträgt 23.500 kg/h CO_2 und $2.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Wasserdampf. [58]

Wichtig an diesem Punkt anzumerken ist, dass das vom Absorber ausgestoßene CO_2 nicht in den Veröffentlichungen der ETS enthalten ist, da es nicht als Produkt der Verbrennung von fossilen Energiequellen freigesetzt wurde.

4.2.6 Kühltürme

Die Kühltürme der Anlage sind projektiert auf eine maximale Kühlleistung von 70 MW. Im Normalbetrieb ist eine Kühlleistung der Anlage von etwa 60 MW angegeben. Laut Anlagenbeschreibung ist die Leistung der Kühlanlagen abhängig vom Betriebszustand der Anlage. Die Kühltürme dienen der Abfuhr der aus dem Fermentationsprozess entstehenden Wärme. Da die Fermentationswärme in den Angaben des Energieeinsatzes nicht enthalten ist, sind an dieser Stelle relative Rückgewinnungsraten von über 100 % theoretisch möglich. Im Bescheid ist allerdings nur eine Jahresmittelleistung angegeben und es ist aus dem Bescheid nicht ersichtlich, ob die Kühltürme durchgehend in Betrieb sind.

Laut Bescheid liegt die Kühlleistung bei 60 MW. Bei dieser Leistung ist eine Verdampfungsleistung der Kühltürme von $90 \text{ m}^3/\text{h}$ bzw. 25 kg/s Wasser angegeben, bei einem Abwasseraufkommen von $55 \text{ m}^3/\text{h}$. Als Richtwert für die Kühlwassertemperatur wurde die angegebene Temperatur des Abschlammwassers von 30°C angesetzt. Zur

Bestimmung des Abwärmepotentials wurde angenommen, dass das in den Kühltürmen verdampfte Wasser kondensiert und anschließend abgekühlt wird. [58]

4.2.7 Ergebnisse Pischelsdorf

Die Ergebnisse der Bioethanolanlage in Tabelle 11 zeigen, dass vor allem im Temperaturbereich <50 °C hohe Abwärmepotentiale bestehen. Diese Ergebnisse können, abhängig vom Anteil des von der hauseigenen Dampferzeugung gedeckten Dampfbedarfes, schwanken. Ein großes Potential für eine Abwärmenutzung ist im Bereich der Kühltürme festzustellen. Die dort dissipierte Wärme kann einer Abwärmenutzung zugänglich gemacht werden. Insgesamt ist eine Rückgewinnung von 70 % der eingesetzten Energie möglich.

Tabelle 11: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Bioethanolanlage Pischelsdorf

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Trocknung	7057,2	22,23	18,53	18,53	16,67	16,67	16,67
Absorberabluft	207,6			1,74			1,05
Kühlturm	5050,8			42,43			25,46
Kondensation	96815,1			813,25			585,54
Gesamt	109130,7		916,70		662,06		

4.3 Holzindustrie

In diesem Kapitel wird die Vorgehensweise bei den Betrieben der Holzindustrie beschrieben und die Berechnungen erläutert. Die Betriebsstunden der Holzverarbeitenden Betriebe wurden mit 8400 h pro Betriebsjahr angesetzt, da anzunehmen ist, dass die Trocknungsanlagen - abgesehen von Standzeiten zur Instandhaltung - durchgehend im Einsatz sind.

4.3.1 Standort Egger Unterradlberg

Der Standort Unterradlberg der *Fritz Egger GmbH* ist unter den betrachteten Betrieben jener mit der besten Informationslage. Aus diesem Grund wurde die Anlage als Erstes mit Hilfe des Bottom-Up-Ansatzes behandelt, und die daraus gewonnenen Informationen für die Top-Down-Analyse weiterer Standorte herangezogen. Hauptquelle für die Berechnungen stellt der veröffentlichte EMAS-Bericht der Fritz Egger GmbH Unterradlberg dar. Da die Angaben im Bericht uneinheitlich in Geschäftsjahren oder Kalenderjahren angegeben sind, wurden nur die GJ 18/19 und GJ 19/20 verglichen. In diesen beiden Berichten waren die Daten von drei Jahren angeführt, was eine gute Einschätzung der Konstanz der Daten ermöglichte, um Ausreißer zu erkennen. Dem Bericht war zu entnehmen, dass ab dem GJ 19/20 die Verwendung der elektrischen Energie von Export auf Eigenstromverwendung umgestellt wurde. Die Abweichung zwischen der eingesetzten Energiemenge aus Erdgas aus dem Bericht GJ 19/20 und dem aus den CO₂-Emissionen nach dem ÖNACE Bericht 2019 berechneten Energieeinsatz betrug 6,7 %. Aus diesem Grund wurden die Berechnungen auf Basis des GJ 19/20 durchgeführt, da diese mit der Eigenstromproduktion den zukünftigen Betrieb realitätsnäher darstellen. Die Ergebnisse wurden mit dem Abminderungsfaktor 0,937 beaufschlagt, um dem reduzierten Energieeinsatz Rechnung zu tragen. [40, 51]

Der Betrieb in Unterradlberg beschäftigt 450 Mitarbeiter bei einer Jahresproduktionsmenge von 463.764 t/a im GJ 19/20. [40]

4.3.1.1 Thermoölkessel

Der EMAS-Bericht des Standortes beschreibt sehr gut den Einsatz der Primär- und Sekundärenergien im Betrieb. Die Pressen des Betriebes sowie die Beschichtungsanlagen werden mittels Thermoölkreislauf sekundärbeheizt. Die Thermoölkessel für die Wärmeversorgung werden mit Gasbrennern befeuert und stellen damit den einzigen Einsatzbereich von Erdgas dar. Die vom ETS erhobenen CO₂-Angaben können somit direkt den Thermoölkesseln zugordnet werden. Der Abgasvolumenstrom wurde über die Verbrennung von Erdgas H ermittelt. Die Abgastemperatur wurde mit 200 °C angenommen.

Dies entspricht der zu erwartenden Abwärmtemperatur aus der Holzverarbeitenden Industrie. [3, 43]

Zur Validierung der Ergebnisse wurden die Abgasströme $V_{A,tr}$ über die angegebenen Schadstofffracht m_{NO_x} an NO_x und den Schadstoffkonzentrationen x_{NO_x} nachgerechnet. Da in der Anlage zwei Thermoölkessel verbaut sind, welche einzeln gemessen wurden, wurde auch der Abgasstrom für beide Anlagen separat ermittelt.

$$V_{A,tr} = \frac{m_{NO_x}}{x_{NO_x}} \quad (4-13)$$

Die errechnete Abweichung der Abgasströme von 15 % liegt im Bereich der Messschwankung von 25 % bei den Schadstoffmessungen der veröffentlichten Daten über drei Jahre hinweg. Aufgrund dieser großen Messschwankungen wurden für die weiteren Berechnungen die Ergebnisse der Verbrennungsrechnung herangezogen. [40]

4.3.1.2 Biomassefeuerung

Die Besonderheit der Anlage in Unterradlberg ist die verbaute Biomassefeuerung. Die Biomassefeuerung besteht aus zwei Biomassekesseln und wird sowohl mit in der Produktion anfallenden Holzresten beschickt als auch mit zugekaufter Biomasse. Sie dient der Wärmebereitstellung für die Trocknungsanlagen sowie der Raumwärmebereitstellung im Betrieb und der Stromerzeugung. Ein großer Teil der Wärme wird als Nahwärme für nahestehende Betriebe ausgekoppelt. Die gesamte zur Verfügung stehende Brennstoffwärmemenge im GJ 19/20 betrug 567.871 MWh. [40]

Für die Ermittlung der Abgasströme wurden die Staubmessungen sowie die CO-Messungen der beiden Kessel herangezogen. Für beide Kessel wurden Staubmessungen durchgeführt sowie Messungen des CO-Gehaltes im Abgas. Die veröffentlichten Messergebnisse sind in Tabelle 12 dargestellt. Mit Hilfe der Angaben über absolute Staub- und CO-Gehalte im Jahr 2019 wurde auf die Abgasströme rückgerechnet.

Tabelle 12: Emissionsdaten Biomassekessel gem. EMAS-Bericht Egger Unterradlberg 2021 [40]

Bezeichnung	Kessel 1	Kessel 2
Staub-Beladung [mg/Nm ³]	0,9	1,5
CO-Beladung [mg/Nm ³]	47,9	63,1

Mit Hilfe der Angaben über die über das Jahr ausgestoßenen Gesamtfrachten an CO von 39.570 kg/a und Staub in Höhe von 872 kg/a wurde ein Formelsystem (siehe Formeln (4-14)-(4-16)) erstellt, mit dem auf die Abgasströme $V_{A,f}$ zurückgerechnet werden kann. Das Formelsystem beschreibt die Gesamtmassen an Staub und NO über die Abgasvolumina der Kesselanlage 1 V_1 und der Kesselanlage 2 V_2 und die Beladungen an Schadstoffen. [40]

$$872 = V_1 * 0,9 * 10^{-6} + V_2 * 1,5 * 10^{-6} \quad (4-14)$$

$$39570 = V_1 * 47,9 * 10^{-6} + V_2 * 63,2 * 10^{-6} \quad (4-15)$$

$$\dot{V}_{A,f} = \frac{V_1 + V_2}{t_{\text{Betrieb}}} \quad (4-16)$$

Die daraus ermittelten Abgasströme betragen 283.541.000 Nm³/a für V_1 und 411.209.000 Nm³/a für V_2 . Dies entspricht zusammen einem Abgasvolumenstrom von 82.708 Nm³/h oder 106.700 kg/h bei einer Abgasdichte von 1,29 kg/Nm³.

Die im EMAS-Bericht[40] veröffentlichten Daten ließen keinen Schluss auf die genaue Abgaszusammensetzung, die Abgasfeuchte und die Temperatur des Abgasstromes zu. Aus diesem Grund wurde für die Ermittlung der erforderlichen Daten auf Vergleichsanlagen zurückgegriffen. In Deutschland betreibt die *Egger Holzwerkstoffe Wismar GmbH & Co. KG* eine holzbeheizte KWK-Anlage bestehend aus zwei Feststoffkesseln und die *Egger Holzwerkstoffe Brilon GmbH & Co. KG* eine KWK-Anlage bestehend aus zwei Wirbelschichtkesseln deren Eckdaten in Tabelle 13 dargestellt sind. Die ähnliche Brennstoffzusammensetzung in Form von Holzresten sowie der Betrieb als KWK lässt diese Anlagen als brauchbare Vergleichsanlagen erscheinen. [59, 60]

Tabelle 13: Zusammenfassung der Emissionsdaten der Verbrennungsanlagen Brilon, Wismar 1 und Wismar 2 [59, 60]

Kessel	Brilon	Wismar 1	Wismar 2
Feuerungswärmeleistung [MW]	150	49	40
Abgasvolumenstrom [Nm ³ /h]	166967	49906,7	72604,7
Abgasfeuchte [%]	13,26	12,04	11,79
Abgastemperatur [°C]	137,64	155,12	130,15

Aus den oben angeführten Daten ergibt sich eine arithmetisch gemittelte Abgasfeuchte von 12,36 % sowie eine Abgastemperatur von 140,97 °C. Die Abgasdichte wurde aufgrund der Stickstofflastigkeit wie bei den vorangehenden Anlagen mit 1,29 kg/m³ auch bei der Biomasseanlage angenommen.

$$\dot{m}_{A,f} = \dot{V}_{A,f} * \rho_{Abgas} \quad (4-17)$$

$$\dot{m}_{Feuchtigkeit} = \dot{m}_{A,f} * 12,36 \% \quad (4-18)$$

Auf Grundlage dieser Werte wurden die Abwärmepotentiale des Abgasstromes der Biomasseanlage ausgewertet. Die Biomasseanlage wird als Kraft-Wärme-Kopplung betrieben. Da die genaue Verschaltung im EMAS-Bericht nur grob beschrieben ist, wurde die Anlage mit den vorhandenen Angaben mathematisch nachgebildet. An die Angaben aus dem EMAS-Bericht angelehnt, wurde angenommen, dass der Dampf aus den Dampferzeugern zuerst in der Dampfturbine und den Dampfmotoren entspannt wird, anschließend in die Trocknungsanlagen und die Restwärme in das Fernwärmenetz gespeist wird.

Um die weiteren Energieflüsse realistisch abbilden zu können, wurden bei der Dampferzeugung für die Feuerungsanlage, die Wärmeübertrager, die Dampferzeugung und die Dampfleitungen Verluste von 15 % der Brennstoffwärmeleistung angenommen und die oben aus den Abgasströmen ermittelten Abgasverluste abgezogen. Diese Annahmen sind, um das Ergebnis realistisch darstellen zu können, angelehnt an die Beschreibung im EMAS iVm den vom Betrieb selbst gesetzten, im Bericht angeführten Verbesserungszielen. [40]

4.3.1.3 Elektrische Energie

Die Stromerzeugung im Dampfkreislauf erfolgt über eine Dampfturbine und zwei Dampfmotoren. Zusammen steht eine Leistung von 12 MW zu Verfügung. Davon stammen laut EMAS-Bericht 10 MW aus der Dampfturbine und 2 MW aus den Dampfmotoren. Insgesamt wurden im Jahr 2019 mit allen Generatoren 67.442 MWh/a elektrische Energie umgewandelt. Davon wurden 67.405 MWh/a als Eigenverbrauch deklariert und die restlichen 37 MWh/a ins öffentliche Netz eingespeist. Dies stellt einen Eigenverbrauchsanteil der elektrischen Energie von über 99 % dar. Dies deckt sich mit den Unternehmenszielen gemäß EMAS bei Auslaufen der Ökostromförderung, die elektrische Energie betriebsintern nutzen zu wollen.

Da die betriebsinterne KWK den Strombedarf des Betriebes nicht decken kann, musste extern elektrische Energie bezogen werden. Der gesamte Jahresbedarf an elektrischer

Energie beträgt 89.386 MWh/a. Somit konnten im GJ 19/20 in etwa 75 % der benötigten elektrischen Energie aus der betriebseigenen Biomassefeuerung bezogen werden.

Aufgrund des Anteiles an betriebsintern umgewandelter elektrischer Energie dürfen bei der Energiebilanz nur die extern bezogenen Anteile berücksichtigt werden, um eine doppelte Aufnahme zu verhindern. Der Anteil der betriebsintern umgewandelten elektrischen Energie ist bereits im Primärenergieeinsatz der Biomassefeuerungsanlagen enthalten.

4.3.1.4 Kernindikatoren aus EMAS

Im veröffentlichten EMAS-Bericht [40] sind die sogenannten Kernindikatoren des Energieeinsatzes angeführt. Diese Kernindikatoren werden herangezogen, um die weitere Aufteilung der thermischen Energie aus dem Dampfkreislauf bestimmen zu können. Die Kernindikatoren beschreiben den Energieaufwand in MWh, der unmittelbar dem Produkt zuzuordnen ist, bezogen auf einen Kubikmeter Fertigprodukt. Die Kernindikatoren sind in Tabelle 14 nach den drei Energiequellen elektrische Energie, thermische Energie und Erdgas aufgeschlüsselt.

Tabelle 14: Kernindikatoren der Spanplattenproduktion Egger Unterradlberg [40]

Energieform	Abkürzung	[MWh/m³]
elektrische Energie	e_{el}	0,13922
thermische Energie	$e_{thermisch}$	0,40088
Erdgasverbrauch	e_{Erdgas}	0,09337

Die Summierung der Kernindikatoren ergibt einen Gesamtenergieaufwand von 0,63347 MWh für einen Kubikmeter Fertigprodukt. Aus dem im EMAS-Bericht verwendeten Wortlaut *thermische Energie* und *Erdgasverbrauch* wurde geschlossen, dass es sich bei der *thermischen Energie* um den Wärmebezug aus dem Dampfkreislauf handelt, ohne Berücksichtigung vorangehender Umwandlungsschritte. Bei dem angegebenen Erdgasverbrauch handelt es sich um den Primärenergieeinsatz an Erdgas. Da diese Kernindikatoren, anders als die Input-/Output-Aufstellungen nicht auf Massen, sondern auf den Produktvolumenstrom bezogen wurden, musste erst die mittlere Dichte des Produktstromes $\rho_{Produkt}$ aus dem spezifischen, elektrischen Energieeinsatz e_{el} ermittelt werden. Als Referenz für die Dichtermittlung wurde der elektrische Energieeinsatz E_{el} für

die Jahresgesamtmasse an Produkt m_{Produkt} gewählt, da dieser von den Überlegungen zu Umwandlungsketten unbeeinflusst ist.

$$\rho_{\text{Produkt}} = \frac{m_{\text{Produkt}} * e_{el}}{E_{el}} \quad (4-19)$$

Daraus ergibt sich eine mittlere Dichte des Fertigproduktes ρ_{Produkt} von 722 kg/m^3 . Aus der mittleren Dichte und der über das Jahr angegebenen Produktionsmasse m_{Produkt} von 463.764 t/a wurde ein Produktvolumenstrom V_{Produkt} von $642.332 \text{ m}^3/\text{a}$ ermittelt. Dies ergibt eine Tagesproduktion von 1.760 kg/d , welche sich mit der auf der Homepage veröffentlichten Produktionsmenge von rund 1.800 kg/d deckt.

$$V_{\text{Produkt}} = \frac{m_{\text{Produkt}}}{\rho_{\text{Produkt}}} \quad (4-20)$$

Um den thermischen Energieaufwand $E_{\text{thermisch}}$ in einem Jahr zu ermitteln, wurde der im EMAS-Bericht angegebene, spezifische Verbrauch $e_{\text{thermisch}}$ aus den Kernindikatoren herangezogen und mit dem eben ermittelten Volumen V_{Produkt} multipliziert.

$$E_{\text{thermisch}} = e_{\text{thermisch}} * V_{\text{Produkt}} \quad (4-21)$$

Dieser Einsatz an thermischer Energie stellt den Ausgangswert für die Berechnungen bezüglich der Trocknungsanlagen dar.

4.3.1.5 Spänetrocknung

Die genaue Funktion der Spänetrocknungsanlagen ist im EMAS-Bericht [40] nicht beschrieben. Da die Anlage allerdings als Trommelrockner betitelt ist, konnte die Trocknungsanlage der Bioethanolanlage als Vergleichsanlage herangezogen werden. Die in Kapitel 4.2.4 ermittelten Faktoren dienen als Grundlage für die ermittelten Abluftströme der Trocknungsanlage. Die Faktoren waren erforderlich, da die Trocknungsanlagen unterschiedlich beheizt werden.

Um die Trocknungsanlage mathematisch darstellen zu können, wurde der spezifische Energieaufwand e_{Trockner} für das Austreiben von 1 kg Wasser herangezogen und jene Menge Wasser $m_{\text{H}_2\text{O}}$ ermittelt, die - über die Betriebszeit t_{Betrieb} gemittelt - pro Stunde aus dem Trocknungsgut ausgetrieben werden kann.

$$m_{H_2O} = \frac{E_{thermisch}}{t_{Betrieb} * e_{Trockner}} \quad (4-22)$$

Aus dieser Masse an verdampftem Wasser m_{H_2O} wurde über die Verdampfungsenthalpie $\Delta H_{V,H_2O}$ der Energieaufwand $E_{Verdampfung}$ der physikalisch idealen Verdampfung des Wassers ermittelt.

$$E_{Verdampfung} = m_{H_2O} * \Delta H_{V,H_2O} \quad (4-23)$$

Die Differenz der tatsächlich benötigten Energie $E_{thermisch}$ und der theoretisch notwendigen Energie $E_{Verdampfung}$ wurde als Warmluftstrom angenommen. Hierfür wurde eine Erwärmung des Wassers m_{H_2O} bei bekannter Wärmekapazität c_{p,H_2O} auf 100 °C und die anschließende Verdampfung bei 100 °C angesetzt. Dadurch ergibt sich die Temperaturdifferenz ΔT der Luftmasse m_{Luft} bei bekannter Wärmekapazität $c_{p,Luft}$ zu 100 °C.

$$m_{Luft} = \frac{E_{thermisch} - E_{Verdampfung} - m_{H_2O} * c_{p,H_2O} * \Delta T}{c_{p,Luft} * \Delta T} \quad (4-24)$$

Da die Trommeltrockner indirekt über das Dampfsystem der Biomassefeuerung erhitzt werden, wurde die Ablufttemperatur entsprechend den BAT auf 100 °C festgesetzt. [41, 61]

Zu beachten ist, dass diese Abluftströme zwar im Interesse der Übersichtlichkeit separat angeführt sind, die Abluft aus den Trocknern allerdings zusammen mit den Abgasen aus den Biomassekesseln über denselben Schornstein abgeführt werden.

Zur Validierung der Ergebnisse wurde die daraus resultierende Holzfeuchte ermittelt. Hierfür wurde der Rohstoffinput aus dem EMAS-Bericht herangezogen und die über das Jahr ausgetriebene Feuchtigkeit auf die mittlere Holzfeuchte zurückgerechnet.

Tabelle 15: Einsatz Holzrohstoffe Egger Unterradlberg [40]

Rohstoff	Menge [t/a]
Sägespäne	152.219
Hackgut und Spreißel	26.812

Rundholz	70.529
Restholz	208.627
Brennstoff extern	49.539

Da anzunehmen ist, dass der extern bezogene Brennstoff bereits mit der gewünschten Feuchte bezogen wird und entsprechend nicht in den Trocknungsanlagen behandelt werden muss, wird dieser in der Berechnung nicht berücksichtigt. Aus der Aufstellung in Tabelle 15 ergibt sich ein Input von 458.187 t/a an trockenen Holzrohstoffen. Über die Formel für die Holzfeuchte kann nun die mittlere Holzfeuchte ermittelt werden. [62]

$$u = \frac{m_w}{m_0} * 100$$

Bei einer ausgetriebenen Wassermenge von 290.230 t/a ergibt dies eine mittlere Holzfeuchte von 70 %. Die Holzfeuchte reicht bei Rohstoffen von 150 % bei fällfrischem Holz bis 15 % bei außengelagertem Holz. Daher liegt dieser Wert als Mittelwert im erwarteten Bereich. [41, 63]

4.3.1.6 Fernwärmeauskopplung

Ein großer Teil der in den Biomassekesseln freigesetzten Wärmeenergie wird in das Nahwärmenetz eingespeist. Das Nahwärmenetz versorgt die umliegenden Firmen *EGGER Privatbrauerei* und *Sunpor* mit Wärme. Die über das Nahwärmenetz abgegebene Wärmemenge ist im EMAS angeführt und betrug im Jahr 2019 insgesamt 71.561 MWh. [40]

4.3.1.7 Hallenabluft

Die Hallenabluft wurde über den Luftwechsel der Gebäudekubatur ermittelt. In den EMAS-Berichten sind die bebauten Flächen und die Nutzung angeführt. Angegeben ist eine mit Hallen bebaute Grundfläche von 107.300 m² auf dem gesamten Gelände. Für die Bebauung wurde eine mittlere Gebäudehöhe von 10 m angenommen. Daraus ergibt sich eine beheizte Kubatur von 1.073.000 m³. [40]

Für die Gebäudelüftung wurde ein Luftwechsel LW von einer Auswechslung pro Stunde gewählt. Über die Luftdichte ρ_{Luft} und die errechnete Kubatur aus Hallenfläche A_{Halle} und Hallenhöhe h_{Halle} kann die bewegte Luftmasse m_{Luft} errechnet werden.

$$\dot{m}_{Luft} = LW * \rho_{Luft} * A_{Halle} * h_{Halle} \quad (4-25)$$

Aus diesem Massenstrom kann die aus dem Abluftstrom rückgewinnbare Wärmeenergie bestimmt werden. Die mögliche Energierückgewinnung der Gebäudelüftung hängt direkt mit der Innenraumtemperatur sowie dem eingestellten Luftwechsel zusammen. Diese Darstellung stellt somit nur einen möglichen Fall und damit einen ungefähren Richtwert dar. Um die Ergebnisse nicht nach oben zu verfälschen, wurde die Luftwechselzahl mit 1 bei einer Hallentemperatur von 26° C vorsichtig angesetzt und ergibt einen Luftaustausch von 10 m³ pro Quadratmeter Hallenfläche. Diese Annahme ist, da die genaue Hallennutzung und Hallenhöhe nicht bekannt ist, niedrig angesetzt und angelehnt die unteren Erfahrungswerte der Veröffentlichung der *Deutschen Gesetzlichen Unfallversicherung* aus dem Jahr 2021. [42]

Von diesem Hallenablufstrom sind alle Abwärmeströme, die in den Hallen anfallen, wie Maschinenabwärme, Beleuchtungsabwärme, Produktabwärme sowie etwaige Hallenheizung erfasst. Auf Basis dieser Erkenntnisse kann ein Plausibilitätscheck durchgeführt werden, um die bisherigen Annahmen zu validieren.

Hierfür wird die in den Hallen eingesetzte Energie summiert und mit der Hallenabluf in Verhältnis gesetzt. Die in den Hallen eingesetzte Energie besteht aus dem Einsatz der elektrischen Energie sowie dem Gasanteil der Thermoölanlagen. Nicht berücksichtigt werden dürfen allerdings die Trocknungsanlagen, da diese nicht dem Innenraum zuzuordnen sind. Dieser Kurzcheck ergibt, dass die in der Hallenabluf enthaltene Energiemenge etwa 60% der eingesetzten Energie in den Hallen entspricht.

4.3.1.8 Abwasserströme

Im EMAS-Bericht [40] der Fa. Egger sind neben den gasförmigen Emissionen auch die direkt abgeführten, flüssigen Emissionen angeführt. Angegeben sind drei Abwasserströme wie der Tabelle 16 entnommen werden kann.

Tabelle 16: Abwasserströme Egger Unterradlberg [40]

Abwasserstrom	Menge [m³/d]
Abwasserstrom 2/1	42,16
Abwasserstrom 2/2	8,64
Abwasserstrom 3	Nicht messbar

Dies entspricht einer erfassten Abwassermenge von 50,80 m³/d oder durchschnittlich ~2 m³/h. Da es sich bei diesen Abwässern um Abschlammwasser und Wasser aus der Kesselwasserregeneration handelt, ist davon auszugehen, dass diese Ströme nicht kontinuierlich zur Verfügung stehen. Dieser Umstand iVm mit dem geringen mittleren Durchfluss und der im EMAS angegebenen Temperatur der direkt abgeführten Abwässer von etwa 12,7 °C an der Einleitestelle lassen diese Abwasserströme als energetisch nicht signifikant nutzbar erscheinen. Die Annahme einer durchgehenden Verfügbarkeit von 2 m³/h stellt keine realistische Abbildung angegebenen Umstände dar.

4.3.1.9 Ergebnisse Unterradlberg

Die Abwärmepotentiale in der Holzindustrie sind verteilt auf alle drei Temperaturbereiche. Aufgrund des hohen Energieeinsatzes für die Spänetrocknung und den damit einhergehenden Massenströmen an Abluft ergibt sich – ungeachtet der eingesetzten Energiequelle - im Bereich der Trocknungsanlagen ein hohes Potential an Abwärmeströmen für eine weiterführende Nutzung. Die Biomasseanlage stellt einen Sonderfall für den Standort Unterradlberg dar und ist damit ein gutes Beispiel für die vielseitigen Möglichkeiten der Wärmenutzung bei Berücksichtigung der branchenspezifischen Gegebenheiten. Unter Berücksichtigung der eingesetzten Energie in der Biomassefeuerung, liegt das technische Rückgewinnungspotential bei 45 % der gesamten eingesetzten Energie.

Tabelle 17: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Egger Unterradlberg

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Rauchgas Gas	547,4	2,30	1,15	1,15	1,86	1,03	1,03
Rauchgas Biomasse	4177,9	10,20	12,45	12,45	6,94	11,20	11,20
Trocknungsanlage	3331,9		13,99	13,99		10,08	12,59
Hallenabluf	9996,8			83,97			46,51
Kond	31901,5			267,97			192,94
Gesamt	49955,5		419,63			295,39	

4.3.2 Standort Egger Wörgl

Aufgrund der dünnen Informationslage der restlichen Holzverarbeitungsbetriebe der *Fa. Egger* wurde auf den Top-Down-Ansatz zurückgegriffen mit *Egger Unterradlberg* als Vorlagebetrieb. Die folgenden Ausführungen gelten entsprechend sinngemäß für den Standort Wörgl ebenso wie für St. Johann in Tirol. Hierfür wurden Faktoren ermittelt, die über den Energieeinsatz und die Einsatzgebiete auf die anfallenden Abwärmern schließen lassen. Dies scheint aufgrund einer sehr ähnlichen Produktpalette und den damit verbundenen, vergleichbaren Verfahrensabläufen möglich. Eine wichtige Anpassung war jedoch bei der Abschätzung des Primärenergiebedarfes notwendig, da nicht davon ausgegangen werden konnte, dass alle Betriebe über eine Biomassefeuerungsanlage und die damit verbundene Wärmeauskopplung verfügen. Um das Ergebnis allgemein gültig darstellen zu können, wurden die Faktoren aus Unterradlberg ermittelt.

4.3.2.1 Mitarbeiter und Jahresproduktion

Der erste verfolgte Ansatz, um fehlende Werte auf Basis von Hochrechnungen ergänzen zu können, war der Zusammenhang zwischen Energieeinsatz, Mitarbeiteranzahl und Jahresproduktionsmenge. Der Referenzwert war *Egger Unterradlberg*. Hierfür wurden die verfügbaren Informationen aus den Veröffentlichungen in Tabelle 18 gegenübergestellt. Für die Jahresproduktionsmenge wurde auf die mittlere Produktdichte aus Unterradlberg von 722 kg/m^3 zurückgegriffen, um die Angaben in Kubikmetern vergleichen zu können. [64]

Tabelle 18: Gegenüberstellung der Standorte Unterradlberg, Wörgl und St. Johann in Tirol [40, 51, 64]

Betrieb	CO ₂	Faktor	Mitarbeiter	Faktor	Jahresproduktion	Faktor
Unterradlberg	11.374 t/a	1,00	450	1,00	463.764 t/a	1,00
Wörgl	12.474 t/a	1,10	180	0,40	101.080 t/a	0,22
St. Johann	7.984 t/a	0,70	1.000	2,22		

Bereits aus dieser Aufstellung, welche von den auf der Homepage veröffentlichten Daten abgeleitet wurde, war ersichtlich, dass dieser Zusammenhang zu keinem aussagekräftigen Ergebnis führen würde. Die CO₂-Angaben der Standorte Wörgl und St. Johann verhielten sich umgekehrt proportional. Zurückzuführen ist dies darauf, dass laut Angaben auf der Homepage der *Fa. Egger* ein großer Teil der Belegschaft in St. Johann aus speziell geschultem Personal besteht. In St. Johann sind werksübergreifende Abteilungen wie beispielsweise das

Marketing, diverse technische Stabsabteilungen, das zentrale Rechnungswesen und die Personalabteilung der EGGER-Gruppe untergebracht. Aus diesem Grund sind Rückschlüsse aus den Mitarbeiterzahlen schwierig oder gar nicht aussagekräftig. Deswegen war eine genaue Ermittlung des Energieflusses in Unterradlberg erforderlich, bevor eine Umrechnung auf die anderen Standorte vorgenommen werden konnte. [40, 64]

4.3.2.2 Gaseinsatz

Da die Installation einer Biomassefeuerung an weiteren Standorten nicht zweifelsohne festgestellt werden konnte, wurde bei der Ermittlung des Primärenergieeinsatzes davon ausgegangen, dass die Wärmebereitstellung durch die Feuerung von Erdgas erfolgt. Für die Ermittlung des Gaseinsatzes wurde auf die Verbrennungsrechnung zurückgegriffen und der Energieeinsatz bei einem CO₂Ausstoß von 12.474 t/a [51] errechnet. Aufgrund der Annahme, dass der Verfahrensablauf der Herstellungsprozesse jenem des Standortes in Unterradlberg entspricht, wurde für die Abgastemperatur jene der Biomassefeuerung in Unterradlberg angenommen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass angenommen wurde, dass die Wärmeübertrager so ausgelegt wurden, dass auf der Hochtemperaturseite die Übertrager der Thermoölkessel, gefolgt von jenen der Trocknungsanlage und schlussendlich etwaige Übertrager der Raumwärmebereitstellung angeordnet sind. Die Abgastemperatur an der Austragungsstelle liegt demnach, wie in Kapitel 4.3.1.2 festgestellt, bei 140,97 °C. Diese Annahme erleichtert auch den direkten Vergleich der Ergebnisse und bietet hinsichtlich der Formen der Energiebereitstellung eine rechnerische Sicherheit, falls - entgegen der Annahme - doch Biomassefeuerungen vorhanden sind. Der Energieeinsatz aus der Verbrennung des Erdgases entspricht einem Netto-Energieeintrag von 52.37 GWh/a und einem Gesamtenergieeintrag aus Erdgas von 61,59 GWh/a. [51]

4.3.2.3 Faktoren aus Unterradlberg

Die Kernindikatoren des EMAS-Berichtes Unterradlberg [40] unterscheiden zwischen *thermischer Energie* und *Erdgasverbrauch*. Demnach sind diese Faktoren nur bei gleicher Energiebereitstellung anwendbar. Da die Wirkungsgrade der Energiebereitstellung mitberücksichtigt werden müssen, konnten diese Faktoren nicht unverändert herangezogen werden. Da das Vergleichswerk Unterradlberg eine umfangreichere Anlage darstellt, musste der Energieeinsatz des Standortes von Biomasse und Gas auf reine Gasversorgung umgerechnet werden. Dies ist wichtig, um die spätere Energieaufteilung im Betrieb sowie den Einsatz der elektrischen Energie ermitteln zu können. Die Wärmeauskopplung der Nahwärmeversorgung sowie die Stromerzeugung des Standortes Unterradlberg mussten entfernt und der reine Netto-Energieeinsatz herausgerechnet werden. Aus dieser Information wurden die Faktoren für die Energieflüsse im Betrieb ermittelt.

Erster Schritt war die Ermittlung des Netto-Energieeinsatzes in Unterradlberg für jede Energieform. Für den Netto-Energieeinsatz an Erdgas wurde vom Brutto-Energieeinsatz die über das Abgas rückgewinnbare Energie abgezogen. Dies stellt den Energieeinsatz dar, der - bildlich gesprochen - in den Fabrikhallen Wirkung entfaltet und nicht über den Schornstein abgegeben wird.

Die thermische Energie konnte als Netto-Wert, wie in Kapitel 4.3.1.4 beschrieben, direkt übernommen werden.

Für die Bestimmung der elektrischen Energie muss berücksichtigt werden, dass ein Teil der elektrischen Energie extern bezogen wird, und ein erheblicher Teil von den betriebseigenen Generatoren stammt. Diese Teile müssen summiert berücksichtigt werden.

Aus den Berechnungen kann der Netto-Energieeinsatz aus jeder Energiequelle x aufgestellt werden. Die Teile des Energieeinsatzes E_x werden als Prozentsatz $x_{E,x}$ der Summe an thermischen Energieaufwendungen $E_{thermische}$ dargestellt.

$$x_{E,x} = \frac{E_x}{\sum E_{thermische}} \quad (4-26)$$

Diese Methode ermöglicht den Vergleich der Energieaufwände, unabhängig von der Energiequelle. Die relevanten Daten sind der Tabelle 19 zu entnehmen.

Tabelle 19: Aufstellung des Energieeinsatzes am Standort Unterradlberg

Energieform	[GWh]	Anteil an der Summe thermische $x_{E,x}$
Gas	49,62	0,1615
Biomasse	257,50	0,8384
Summe $E_{thermische}$	307,11	1
Elektrische Energie	89,39	0,2911
Summe	396,50	1,2911

4.3.2.4 Elektrische Energie

Da die CO₂-Ausstöße der Standorte den Anhaltspunkt für den Einsatz an thermischer Energie darstellen, wurde die elektrische Energie als Prozentsatz der Summe an thermischen Energieeinträgen dargestellt, um auf den Einsatz an elektrischer Energie in den einzelnen Standorten rückschließen zu können. Daraus ergibt sich, wie in Tabelle 19 angeführt, dass näherungsweise 29,11 % der im Betrieb benötigten thermischen Energie zusätzlich an elektrischer Energie aufgewendet werden müssen. Die Unterscheidung von intern umgewandelter elektrischer Energie und externem Bezug musste für die Standorte Wörgl und St. Johann in Tirol aufgrund der Berechnung ohne Biomassefeuerung nicht vorgenommen werden.

4.3.2.5 Energieaufteilung Wörgl

Aus den Aufstellungen in Kapitel 4.3.2.3 und dem elektrischen Energieeinsatz aus Kapitel 0 können nun die Energieflüsse am Standort Wörgl dargestellt werden. Der Energieeinsatz Brutto entspricht hierbei der eingesetzten Energie aus dem Brennwert des Erdgases. Für die Bestimmung der Energiemengen wurde der Energieeinsatz Gas Netto, welcher der Summe der thermischen Energieeinträge entspricht, mit dem entsprechenden Faktor multipliziert. Die errechneten Daten sind der Tabelle 20 zu entnehmen.

Tabelle 20: Auflistung der errechneten Energieflüsse am Standort Wörgl

Bezeichnung	[GWh/a]
Energieeinsatz Gas Netto	52,37
Thermopressen	8,46
Trocknungsanlage	43,91
Summe thermische Energie netto	52,37
Abgasverluste	9,22
Summe thermische Energie brutto	61,59
Strombedarf	15,24
Gesamtenergieeinsatz E_{ges}	76,84

Zur schnellen Kontrolle wurde an dieser Stelle der Massenstrom über die Kernindikatoren aus dem EMAS-Bericht und den darin enthaltenen spezifischen Energieaufwand e_{ges} des Standortes Unterradlberg berechnet. Anschließend wurde mit den Veröffentlichungen auf der Homepage des Standortes Wörgl verglichen.

$$f = \frac{E_{ges} * \frac{1}{e_{ges}}}{V_{Produkt}} \quad (4-27)$$

Die daraus ermittelte Abweichung f des Jahresproduktstromes liegt bei 13 %. Diese kann sich aus der Signifikanz der Angaben auf der Homepage, der schwankenden Produktdichte und den abweichenden Wirkungsgraden in den Umwandlungsschritten aufgrund unterschiedlicher Wärmebereitstellungen ergeben.

4.3.2.6 Spänetrocknung

Die Ausführung der Spänetrockner wurde wiederum als Trommelrockner angenommen wie am Standort Unterradlberg. Die Berechnung der Spänetrocknung erfolgt dementsprechend über dieselbe Vorgehensweise wie im obigen Kapitel 4.3.1.5 beschrieben. Bei einer Jahresmittelleistung von 5,22 MW ergibt sich ein Abluftstrom der Trocknungsanlagen von 20455 kg/h bei einer Ablufttemperatur von 100 °C.

4.3.2.7 Hallenabluf

Die Berechnung der Hallenabluf wurde, wie in Kapitel 4.3.1.7 beschrieben, über den Luftwechsel der Lüftungsgeräte bestimmt. Da die Hallenflächen $A_{Wörgl}$ in Wörgl nicht bekannt sind, wurde die Bebauungsfläche über die Fläche $A_{Unterradlberg}$ der Vergleichsanlage Unterradlberg ermittelt. Als Referenzwert wurde die Jahresproduktion $V_{Produkt,Standort}$ an Fertigprodukt gewählt.

$$A_{Wörgl} = A_{Unterradlberg} * \frac{\dot{V}_{Produkt,Wörgl}}{\dot{V}_{Produkt,Unterradlberg}} \quad (4-28)$$

Mit der wiederum mit 10 m angenommenen mittleren Hallenhöhe und einem 1-fachen Luftwechsel ergibt sich eine auszutauschende Kubatur von 233.866 m³/h oder - bei einer Luftdichte von 1,29 kg/m³ - ein Luftmassenstrom von 301.688 kg/h bei 26 °C Ablufttemperatur.

4.3.2.8 Ergebnisse Standort Wörgl

Die Abwärmeströme des Standortes Wörgl verteilen sich auf alle drei Temperaturbereiche. Auch an diesem Standort ist ersichtlich, dass der größte Energieaufwand für den Betrieb der Trocknungsanlagen betrieben werden muss. Damit geht einher, dass auch in diesem Bereich das größte Potential für die Abwärmenutzung anfällt. Das technische Rückgewinnungspotential liegt bei 61 % der eingesetzten Energie.

Tabelle 21: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Standort Egger Wörgl

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Rauchgas Gas	396,4	0,97	1,18	1,18	0,66	1,06	1,06
Trocknungsanlage	568,2		2,39	2,39		1,72	2,15
Hallenabluft	2178,9			18,30			10,14
Kondensation	5009,8			42,08			30,30
Gesamt	8153,3		68,49			47,09	

4.3.3 Standort Egger St. Johann in Tirol

Die Herangehensweise bei der Bearbeitung des Standortes St. Johann in Tirol gleicht im Grunde jener des Standortes Wörgl. Aufgrund ähnlicher Produktpaletten ist anzunehmen, dass auch der Produktionsablauf vergleichbar ist.

4.3.3.1 Gaseinsatz

In Wörgl wurde mangels gegenteiliger Informationen wieder Erdgas als ausschließlicher Brennstoff angenommen. Die Menge an verfeuertem Erdgas wurde über die Verbrennung von Erdgas ausgehend vom CO₂-Ausstoß des Jahres 2019 gemäß ETS [51] von 7.984 t/a rückgerechnet. Daraus ergibt sich ein Jahresenergieeinsatz aus Erdgas von 39,42 GWh/a. Abzüglich der Abgasverluste von 5,90 GWh/a ergibt sich ein Netto-Energieeinsatz von 33,52 GWh/a aus Erdgas.

4.3.3.2 Energieaufteilung St. Johann in Tirol

Aus den in Kapitel 4.3.2.3 bestimmten Faktoren wurden wiederum die Anteile der Energieaufteilung ermittelt und in Tabelle 22 dargestellt.

Tabelle 22: Auflistung der errechneten Energieflüsse am Standort Wörgl

Bezeichnung	[GWh/a]
Energieeinsatz Gas Netto	33,52
Thermopressen	5,42
Trocknungsanlage	28,11
Summe thermische Netto	33,52
Abgasverluste	5,90
Summe thermische Brutto	39,42
Strombedarf	9,76
Gesamtenergieeinsatz E_{ges}	49,18

An dieser Stelle konnte der stündliche Produktstrom $\dot{m}_{\text{Produkt, Standort}}$ ermittelt werden. Dieser wurde über das Verhältnis des jährlichen CO₂-Ausstoßes $V_{\text{CO}_2, \text{Standort}}$ von Wörgl zu St. Johann in Tirol bestimmt.

$$\dot{m}_{\text{Produkt, St. Johann}} = \dot{m}_{\text{Produkt, Wörgl}} * \frac{\dot{V}_{\text{CO}_2, \text{St. Johann}}}{\dot{V}_{\text{CO}_2, \text{Wörgl}}} \quad (4-29)$$

Die daraus errechnete Jahresproduktion ergibt sich zu 64.996 t/a.

4.3.3.3 Spänetrocknung

Für die Berechnungen betreffend Spänetrocknung wurde auf die Vergleichsanlage des Trommeltrockners in Pischelsdorf, der auch für die restlichen Standorte herangezogen wurde, zurückgegriffen. Die zur Trocknung aufgewendeten 28,11 GWh/a ergeben bei 8.400 h Betriebsstunden eine über das Jahr gemittelte Leistung von 3,34 MW. Aus den ermittelten Vergleichswerten ergibt sich somit ein Abgasstrom von 13.092 kg/h bei einer Abgastemperatur von 100 °C.

4.3.3.4 Hallenabluft

Der Volumenstrom der Lüftungsanlage wurde über den Luftwechsel bestimmt. Da für den Standort St. Johann in Tirol keine Angaben über die bebaute Fläche zur Verfügung stehen, wurde für die Ermittlung der Kubatur auf eine alternative Methode zurückgegriffen. Da für den Standort Wörgl die für die Berechnung erforderlichen Informationen vorhanden waren, und der angenommene Anlagenaufbau gleich ist, wurde die Kubatur von St. Johann vom Standort Wörgl abgeleitet. Hierfür wurde der CO₂-Ausstoß der Anlagen verglichen. Davon ausgehend, dass der CO₂-Ausstoß bei vergleichbarem Stand der Technik direkt proportional zur Jahresproduktion und somit, wie in Kapitel 4.3.2.7 angeführt, auch direkt proportional zur bebauten Fläche ist, wird die Gebäudefläche A_{Standort} über das Verhältnis der CO₂-Ausstöße $V_{\text{CO}_2, \text{Standort}}$ bestimmt.

$$A_{\text{St. Johann}} = A_{\text{Wörgl}} * \frac{\dot{V}_{\text{CO}_2, \text{St. Johann}}}{\dot{V}_{\text{CO}_2, \text{Wörgl}}} \quad (4-30)$$

Bei einem Verhältnis des CO₂-Ausstoßes St. Johann zu Wörgl von 1/1,56 ergibt sich eine bebaute Fläche von 14.967 m². Mit der - gleich wie bei den anderen Anlagen - angenommenen mittleren Hallenhöhe von 10 m und 10 m³ Luftaustausch pro Quadratmeter Hallenfläche ergibt sich eine Luftwechsel-Kubatur von 149.686 m³/h oder 193.099 kg/h.

4.3.3.5 Ergebnisse Standort St. Johann in Tirol

Die Ergebnisse des Standortes St. Johann in Tirol in Tabelle 23 sind vergleichbar mit jenen des Standortes Wörgl in Tabelle 21, da ihnen die gleiche Berechnungsmethode aus dem Top-Down-Ansatz zugrunde liegt. Die größten Abwärmepotentiale treten im Bereich der Spänetrocknung auf. Das technische Rückgewinnungspotential liegt bei 61 % der eingesetzten Energie.

Tabelle 23: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Standort Egger St. Johann in Tirol

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Rauchgas Gas	253,7	0,62	0,76	0,76	0,42	0,68	0,68
Trocknungsanlage	363,7		1,53	1,53		1,10	1,37
Hallenabluft	1394,6			11,71			6,49
Kondensation	3206,5			26,93			19,39
Gesamt	5218,5		43,84			30,14	

4.4 Glasindustrie

Da die Informationslage für die Standorte der Glas produzierenden Betriebe sehr dünn war, musste vielfach auf die statistische Top-Down-Methode und Vergleichsbetriebe zurückgegriffen werden. Ausgangspunkt für die Erhebungen war der CO₂-Ausstoß laut ETS.

Als Vergleichsbetrieb mit bekannten Daten wurde Stölzle Oberglas herangezogen. Diese Vorgehensweise ist aufgrund der ähnlichen Produktpalette und den damit verbundenen ähnlichen Produktionsabläufen möglich. Die den Berechnungen zugrunde liegenden und für diese Arbeit verwendeten Daten werden hier angeführt.

Die Tagesproduktion im Jahr 2019 am Standort Stölzle Oberglas betrug 250 t/d bei einem jährlichen CO₂-Ausstoß von 51.131 Tonnen CO₂. [51, 65]

Aus diesen Informationen wurden Faktoren abgeleitet, um die benötigten Daten für die zu behandelnden Standorte zu erhalten. Aus dem Jahresausstoß m_{CO_2} von CO₂ und der Jahresproduktionsmenge $m_{Produkt}$ wurde der spezifische CO₂-Ausstoß pro Tonne Fertigprodukt errechnet, um damit in weiterer Folge die Jahresproduktionsmenge der zu untersuchenden Standorte abzuschätzen.

$$\frac{m_{CO_2}}{m_{Produkt}} = 0,4090 \quad (4-31)$$

Die Betriebsstunden werden zur Vergleichbarkeit mit vorangehenden Arbeiten mit 8.000 h/a angesetzt.

4.4.1 Vetropack Pöchlarn

Der CO₂-Ausstoß gemäß ETS belief sich im Jahr 2019 auf 59.982 t [51]. Aus dem oben ermittelten Faktor von 0,4090 Tonnen CO₂ pro Tonne Fertigprodukt wird abgeschätzt, dass bei Vetropack Pöchlarn in etwa 18,33 t/h Fertigprodukt bei 8.000 h Betriebsstunden im Jahr hergestellt werden. Hauptprodukt laut Homepage sind Behältergläser und Glasverpackungen. [51, 66]

4.4.1.1 Gaseinsatz

Der Gaseinsatz und die damit verbundenen Abgasströme wurden aus der bekannten Verbrennung von Erdgas ermittelt. Daraus ergibt sich ein Energieeinsatz von 296,18 GWh. Der daraus resultierende Abgasstrom beträgt 51.112 kg/h. Da die Angaben zur erwartenden Ablufttemperatur sehr unterschiedlich sind, wurde die Abgastemperatur mit 500 °C vorsichtig niedrig angesetzt. Da nicht davon ausgegangen werden kann, dass alle Anlagen

über eine KWK oder Wärmeauskopplung verfügen, wurde eine solche auch in dieser Anlage nicht eingerechnet. Der Energiegehalt im Abgas wurde dennoch vorsichtig mit niedrigem Temperaturniveau angesetzt, um die Ergebnisse nicht nach oben hin zu verfälschen. Da die Nutzung von Rekuperatoren und Regeneratoren zur Luftvorwärmung Stand der Technik sind, wurde das Temperaturniveau in dem zu erwartenden Bereich solcher Systeme angesetzt. [3, 47]

4.4.1.2 Elektrische Energie

Für den Einsatz der elektrischen Energie wurde auf den Branchensteckbrief der Glasindustrie als Bericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie von Matthias Leisin [46] zurückgegriffen. Der Gesamtenergieeinsatz e_{spez} pro Tonne Fertigprodukt reicht von ca. 7,3 GJ/t bei Hohlglas bis hin zu über 15 GJ/t bei Spezialglas. Da die genaue Produktpalette der Standorte nicht exakt bestimmt werden kann, wird ein spezifischer Energieverbrauch von 10 GJ/t zur Errechnung des Gesamtenergieaufwandes E_{ges} für den Produktmassenstrom $m_{Produkt}$ angesetzt. [46]

$$E_{ges} = e_{spez} * \dot{m}_{Produkt} * \frac{1}{3600} \quad (4-32)$$

Vom so ermittelten Gesamtenergieeinsatz E_{ges} von 407,33 GWh/a kann nun der Energieeinsatz aus Erdgas E_{Gas} abgezogen werden, um den Aufwand an elektrischer Energie $E_{elektrisch}$ von 111,15 GWh/a zu erhalten. Dies entspricht einem Anteil elektrischer Energie am Gesamtenergieeinsatz von 27,3 %.

4.4.1.3 Hallenabluft

Für die Berechnung der Hallenabluft wurde die Energieflussaufstellung aus Tabelle 2 bzw. Abbildung 7 in Kapitel 3.10.1 herangezogen. Demnach gehen von den im Vergleichswerk eingesetzten 48,1 GWh etwa 25,1 GWh in Form von Hallenabluft verloren. Dies entspricht 52,18 % der eingesetzten Energie aus Erdgas. Dem Sankey-Diagramm in Abbildung 8 sind sogar noch höhere Werte zu entnehmen. Um die Ergebnisse nicht zu verfälschen, wurde der niedrigere Wert gewählt. Wichtig hierbei ist, dass die Darstellung nur den Energieeintrag aus Erdgas widerspiegelt. Um die Energieflüsse im Unternehmen realistisch darstellen zu können, wurde der elektrische Energieeintrag $E_{elektrisch}$ den Hallen zugerechnet und im Abluftstrom berücksichtigt. Die übers Jahr summierte Energie $E_{Hallenabluft}$ wurde durch die Betriebsstunden dividiert, um auf die Jahresmittelleistung $P_{Hallenabluft}$ zu kommen.

$$P_{Hallenabluf} = \underbrace{(E_{ges} * 0,5218 + E_{el})}_{= E_{Hallenabluf}} * \frac{1}{t_{Betrieb}} \quad (4-33)$$

Daraus ergibt sich eine mittlere Leistung der Hallenabluf $P_{Hallenabluf}$ von 33,21 MW. Über die Enthalpieänderung bei der Abkühlung von der Hallentemperatur $T_{Hallenabluf}$ zur Referenztemperatur T_{Ref} wird der Luftmassenstrom $\dot{m}_{Hallenabluf}$ pro Stunde ermittelt.

$$\dot{m}_{Hallenabluf} = \frac{P_{Hallenabluf}}{c_{p,Luft} * (T_{Hallenabluf} - T_{Ref})} \quad (4-34)$$

Aufgrund des hohen Energieeintrages der Öfen und den damit verbundenen hohen Temperaturen, wurde die Hallenabluf $T_{Hallenabluf}$ mit 65 °C angesetzt. Da die Hallenabluf über die Leistung berechnet wird, ist das theoretische Abwärmepotential vom angesetzten Temperaturniveau unabhängig. Wird die Temperatur niedriger angesetzt, so ändert sich lediglich der Massenstrom bei gleichem Energiegehalt. Zu beachten ist, dass hierbei die Abstrahlungswärme der Arbeitswanne mit eingerechnet werden könnte, was einen zusätzlichen Energieeintrag von 3,1 % bedeuten würde. Dies wurde aus Gründen der Vorsicht nicht vorgenommen.

4.4.1.4 Produktabwärme

Die Abwärme des Produktes kann aufgrund der hohen Temperaturen nicht vernachlässigt werden. Da nicht allgemeingültig bestimmt werden kann, wie die Glasprodukte abkühlen, wurde die Abkühlung nicht direkt in die Hallenabluf aufgenommen, sondern die Abkühlung durch einen separaten Luftstrom angenommen und die Abwärme an das Medium Luft gebunden. Zur Bestimmung des Energiegehaltes wurde die Abkühlung des Glases auf 20 °C angenommen. Die Kühlluft wurde mit 0 °C angesetzt, um den Luftstrom ohne verfälschenden Energieeintrag berücksichtigen zu können, und eine Endtemperatur von 65 °C, was der oben angesetzten Temperatur der Hallenabluf $T_{Hallenabluf}$ entspricht, angenommen. Über die Enthalpieänderung wurde die Wärmeleistung des Produktstromes ermittelt und auf den Luftstrom übertragen. Die Glastemperatur wird mit 950 °C angesetzt, angelehnt an die BAT Manufacture of Glass. [47]

$$P_{Produktwärme} = \dot{m}_{Produkt} * c_{p,Glas} * (T_{P,A} - T_{P,E}) \quad (4-35)$$

$$\dot{m}_{Abluft} = \frac{P_{Produktwärme}}{c_{p,Luft} * (T_{L,A} - T_{L,E})} \quad (4-36)$$

Aus dem somit ermittelten Abluftstrom von 303.051 kg/h wird das Abwärmepotential ermittelt.

4.4.1.5 Ergebnisse Pöchlarn

In der Glasindustrie treten aufgrund der hohen Prozesstemperaturen große Abwärmepotentiale im Temperaturbereich >100 °C auf, wie in Tabelle 24 erkennbar ist. Wegen der Produktionsabläufe gehen große Wärmemengen in die Hallenluft über, welche im Temperaturbereich <50 °C mittels Wärmeübertragern einer Hallenlüftungsanlage rückgewonnen werden können. Das technische Rückgewinnungspotential liegt bei 72 % der eingesetzten Energie.

Tabelle 24: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Standort Vetropack Pöchlarn

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Rauchgas Gas	7098,8	45,43	5,68	5,68	39,87	5,11	5,11
Hallenabluf	33212,7		61,32	204,39		18,39	183,95
Produktabwärme	3788,1		6,99	23,31		2,10	20,98
Kondensation	3540,8			28,33			17,85
Gesamt	47640,6		381,12			293,36	

4.4.2 Vetropack Kremsmünster

Die Berechnung der Anlage Vetropack Kremsmünster kann - aufgrund der laut Homepage ähnlichen Produktpalette - gleich angesetzt werden wie am Standort Pöchlarn. Zur Vermeidung von Wiederholungen wird demnach vielfach auf die Berechnung in Kapitel 4.4.1 ff verwiesen. Der Jahresausstoß an CO₂ betrug im Jahr 2019 laut ETS 68.178 t [51]. Damit stellt der Standort Kremsmünster den größten der betrachteten Betriebe, mit dem Hauptprodukt Behälterglas und Glasverpackungen, dar. Ausgehend von dem spezifischen CO₂Ausstoß für eine Tonne Fertigprodukt von 0,4090 t/t aus der vorherigen Berechnung in Kapitel 4.4.1 wurde ein Produktstrom von 20,83 t/h ermittelt. [51, 66]

4.4.2.1 Gaseinsatz

Die Menge an eingesetztem Erdgas wurde nach der Methodik der vorherigen Berechnungen über die CO₂-Bilanz zurückgerechnet. Der angegebene CO₂-Ausstoß ergibt einen Jahresenergieeinsatz von 336,65 GWh/a aus Erdgas und einen damit verbundenen Abgasstrom $V_{A,f3}$ von 58.095,6 kg/h.

4.4.2.2 Elektrische Energie

Der Einsatz an elektrischer Energie wurde aus dem in Kapitel 4.4.1.2 angegebenen anteiligen Energiebedarf von 27,3 % am Gesamtenergieeinsatz errechnet. Der spezifische Gesamtenergieeinsatz von 10 GJ/t Fertigprodukt wurde aufgrund der gemischten Produktpalette angesetzt, ausgehend vom Branchensteckbrief der Glasindustrie [46]. Über den Anteil von 27,3 % ergibt sich ein Aufwand an elektrischer Energie von 126,33 GWh/a. Der daraus resultierende gesamte Jahresenergieaufwand beträgt somit in Summe 462,98 GWh/a.

4.4.2.3 Hallenabluft

Die Berechnung der Hallenabluft wird gleich wie in Kapitel 4.4.1.3 auf die 52 % des Energieaufwandes aus Erdgas und den Aufwand an elektrischer Energie gestützt. Daraus ergibt sich bei 8000 h Betriebsstunden im Jahr eine Abluftleistung von 37,75 MW. Bei einer angenommenen, mittleren Ablufttemperatur von 65 °C ergibt sich daraus ein Luftmassenstrom von 2.090.822 kg/h. Aus Gründen der Vorsicht wurde auf die Einbeziehung der Abstrahlung der Arbeitswanne wieder verzichtet. Dies würde einen zusätzlichen Energieeintrag von 3,1 % bedeuten.

4.4.2.4 Produktabwärme

Die Produktabwärme wird analog zu den Berechnungen in Kapitel 4.4.1.4 ermittelt. Bei einem oben ermittelten Produktstrom von 20,83 t/h mit einer Produkttemperatur von

950 °C ergibt sich ein Kühlluftstrom von 344.461 kg/h und eine Kühlleistung von 4,31 MW, bei einer Lufterwärmung der eingesetzten Kühlluft von 0 °C auf 65 °C. [47]

4.4.2.5 Ergebnisse Kremsmünster

Die Ergebnisse des Standortes Kremsmünster in Tabelle 25 wurden über denselben Top-Down-Ansatz wie der Standort Pöchlarn ermittelt. Auch an diesem Standort sind die Abwärmepotentiale demnach auf alle drei Temperaturbereich verteilt, mit einem hohen Anteil an Abwärme in der Hallenabluft. Beachtenswert sind die in der Glasindustrie markant hohen Potentiale im Temperaturbereich >100 °C. Demnach liegt das technische Rückgewinnungspotential wie am Standort Pöchlarn bei 72 % der eingesetzten Energie.

Tabelle 25: Ergebnistabelle Abwärmepotentiale Standort Vetropack Kremsmünster

	kW P theor.	theoretisches Potential GWh			technisches Potential GWh		
		>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C	>100 °C	50 - 100 °C	< 50 °C
Rauchgas Gas	8068,8	51,64	6,46	6,46	45,31	5,81	5,81
Hallenabluft	37750,9		69,69	232,31		20,91	209,08
Produktabwärme	4305,8		7,95	26,50		2,38	23,85
Kondensation	4024,7			32,20			20,28
Gesamt	54150,2		433,20			333,44	

5 ABWÄRMEPOTENTIALE IM ÜBERBLICK

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Berechnungen kurz erläutert und thematisch sortiert zusammengefasst.

5.1 Gasverdichter

Aufgrund der hohen Temperaturen beim Betrieb von Gasturbinen liegt das größte Potential der Gasverdichterstationen bei der Nutzung der Turbinenabluft. Mit Temperaturen von 530 °C sind diese Abluftströme nutzbar für KWK-Systeme auf Wasserdampfbasis und ORC-Systeme. Entscheidend für die Nutzung dieser Anlagen wird die zeitliche Verfügbarkeit und die zuverlässige Nutzbarkeit in der Zukunft sein.

Nicht zu vernachlässigen ist auch das hohe Potential des Wärmeinhaltes des verdichteten Gases in den Pipelines aufgrund der hohen Massenströme. Das Temperaturniveau dieser Abwärme ist abhängig von der Druckdifferenz an den Verdichtereinheiten, liegt aber im Bereich von unter 100 °C. Da die Gasströme bereits jetzt über Gaskühlerbänke gekühlt werden, ist es denkbar, diese luftgekühlten Systeme auf wassergeführte Kühlsysteme umzurüsten, um die Nutzbarkeit zu optimieren. Zu beachten bei diesen Berechnungen ist, dass es sich bei der Durchflussabschätzung um eine grobe Näherung handelt. Mit Kenntnis der Druckdifferenz am Verdichter und des Durchflusses in den Pipelines ist eine exakte Bestimmung des Energiegehaltes und des damit verbundenen Abwärmepotentials möglich.

5.2 Bioethanolherstellung

In der Bioethanolherstellung treten im Allgemeinen verhältnismäßig niedrige Temperaturen auf. Die höchsten erfassten Temperaturen betreffen den Bereich der Trocknungsanlage. Mit 160 °C liegt diese Abluft am oberen Ende der zu erwartenden Temperaturen von Trommeltrocknern. In diesem Bereich kommen hohe Massenströme an Wasserdampf im Gemisch mit den Abgasen aus dem Prozess der Wärmebereitstellung der Trockner auf. In der betrachteten Anlage wurde Erdgas für die Feuerung eingesetzt. In diesen Anlagen ist abzuwägen, ob die allgemeine Verbesserung der Trocknungsanlagen bzw. ein Wechsel der eingesetzten Technik auf effizientere Trocknungsanlagen zur Reduktion der Abgastemperatur, oder eine nachgeschaltete Abwärmennutzung der aktuellen Systeme sinnvoller ist.

Die Destillationsanlagen werden mit Dampf betrieben. Die Abwärme in diesem Bereich reduziert sich auf die diffuse Abwärme und Strahlungsverluste, da es sich um geschlossene Systeme handelt.

Im Bereich der Kühltürme treten konstant hohe Massenströme auf. Beim betrachteten Betrieb war ein innerer Kühlkreislauf vorhanden, welcher die Wärme an die Kühltürme übergab. An diesem Punkt ist die Nutzung der Abwärme direkt über Wasser-Wasser-Wärmeüberträger naheliegend. Gerade im Bereich der Kühltürme ist der Einsatz von Wärmepumpentechnologie aufgrund des niedrig temperierten, aber kontinuierlich zur Verfügung stehenden Massenstromes naheliegend.

5.3 Holzindustrie

Die größten Abwärmepotentiale bei der Spanplattenherstellung wurden im Bereich der Wärmebereitstellung für die Thermopressen und im Bereich der Rohstofftrocknung ermittelt.

Die Thermopressen werden über Thermoöl beheizt. Eine Wärmerückgewinnung der bei Pressen abgegebenen Energie ist über die Hallenabluft möglich. Die Temperatur der Abwärmeströme der Wärmebereitstellung wurde auf etwa 200 °C bestimmt. Dieses Temperaturniveau liegt im Bereich der nutzbaren Temperaturen für Wärmeauskopplungen für Nahwärmenetze.

Großes Abwärmepotential der Holzindustrie liegt im Bereich der Rohstofftrocknung. Hier treten große Massenströme im Temperaturbereich um 100 °C auf. Der kontinuierliche Betrieb der Trockner ermöglicht eine zuverlässige Auskopplung der Wärme auf verwertbarem Temperaturniveau.

Wie das Beispiel der Anlage Unterradlberg zeigt, kann durch sinnvolle Verwendung der Rohstoffe und Kombination von Technologien die Effizienz der Gesamtanlage optimiert werden. Das geringe Rückgewinnungspotential dieser Anlage bedeutet keineswegs, dass hier keine Potentiale vorhanden sind, sondern hat seinen Ursprung in der Wärmeauskopplung und ist Zeichen für die bereits erfolgreiche Nutzung der Reststoffe mittels Biomassefeuerung. Durch die Verbindung mit den umliegenden Betrieben ist die lokale Reststoffverwertung durch Biomassefeuerung und die damit verbundene Eigenstromversorgung und nachgeschaltete Wärmeauskopplung nicht nur für den Eigenbedarf, sondern auch für das Industriegebiet gelungen.

Weiteres Verbesserungspotential besteht darin, die Abluft der Gasbrenner für die Thermopressen in die Wärmeauskopplung einzubinden. Denkbar ist eine Rücklaufanhebung der Nahwärme.

5.4 Glasindustrie

Die Abwärmepotentiale der Glasindustrie sind von besonderer Bedeutung, da sowohl die Temperaturniveaus sehr hoch sind, als auch die Verfügbarkeitszeiten. Die Temperaturen im

Abgasbereich von 500 °C machen die Abluft nutzbar für Prozesse der KWK auf Basis von Wasserdampf, welche bereits eine sehr gut erprobte und zuverlässige Technologie darstellt. Für Anlagen mit niedrigeren Temperaturen bieten sich Organic-Rancine-Cycle-Anlagen an. Die Schmelzen der Glasindustrie sind rund um die Uhr in Betrieb, wodurch die Verfügbarkeit der erfassten Abwärme nahezu ganzjährig gegeben ist. Wie die herangezogenen Vergleichsquellen zeigen, kann die Höhe der tatsächlich abgegebenen Energie durch den Kamin von den berechneten Ergebnissen abweichen, je nach Ausführung der Luftvorwärmssysteme.

Die Umstellung auf elektrisch betriebene Anlagen scheint zu einer Verlagerung der Umweltbelastungen zu führen. Bei der Bewertung der Umweltverträglichkeit ist hierbei auf die Umwandlungskette zur elektrischen Energie zu achten. Können die von Glasschmelzen benötigten konstant hohen Leistungen nicht aus erneuerbaren Energiequellen bezogen werden, so bedeutet der Umwandlungsschritt zu elektrischer Energie einen unnötigen Schritt mit zusätzlichem Wirkungsgradfaktor und damit einhergehenden Umwandlungsverlusten, der die Umweltbelastung nicht nur örtlich verlagert, sondern gegebenenfalls zusätzlich erhöht. Die geringe Nutzungsdauer für Elektroöfen wirkt sich - bezogen auf den Lebenszyklus - überdies negativ auf die Schadstoffbilanz aus.

5.5 Ergebnisübersicht

Zur Übersicht sind die Ergebnisse mit den technischen Rückgewinnungspotentialen in Prozent des Energieeinsatzes in Tabelle 26 angeführt.

Tabelle 26: Nach Temperaturbereichen aufgeschlüsselte Ergebnisse mit technischem Potential in Prozent

Standort	CO ₂ [t/a]	Einsatz [GWh]	>100 °C [GWh]	50-100 °C [GWh]	<50 °C [GWh]	Abwärme- anteil [%]
TAG Verdichter Baumgarten	189.977	938,06	320,11	38,11	420,99	83
TAG Verdichter Eggendorf	43.962	217,07	74,07	8,82	97,42	83
TAG Verdichter Grafendorf	100.068	494,11	168,61	20,07	221,75	83
TAG Verdichter Weitendorf	82.022	405,01	138,20	16,45	181,76	83
TAG Verdichter Ruden	86.547	427,35	145,83	17,36	191,79	83
WAG Verdichter Baumgarten	4.360	21,53	7,35	0,87	9,66	83
WAG Verdichter Kirchberg	6.449	31,84	10,87	1,29	14,29	83
WAG Verdichter Rainbach	33.694	166,37	56,77	24,19	57,23	83
Bioethanolanlage Pischelsdorf	73.351	944,04	16,67	16,67	628,71	70
Fritz Egger Unterradlberg	11.374	608,77	8,25	20,90	247,59	45
Fritz Egger Wörgl	12.474	76,84	0,66	2,78	43,65	61
Fritz Egger St. Johann Tirol	7.984	49,18	0,42	1,78	27,94	61
Vetropack Pöchlarn	59.982	407,33	39,87	25,60	227,88	72
Vetropack Kremsmünster	68.178	462,98	45,31	29,10	259,02	72

5.6 Grafische Übersicht der Ergebnisse

Zur Abschätzung der Rückgewinnungspotentiale sind die Ergebnisse in Gigawattstunden pro Jahr in Abbildung 10 zusammengefasst dargestellt. Die Gegenüberstellung des Energieeinsatzes und des Rückgewinnungspotentiales, sortiert nach den Temperaturbereichen, ermöglicht eine schnelle Abschätzung der vorhandenen Potentiale.

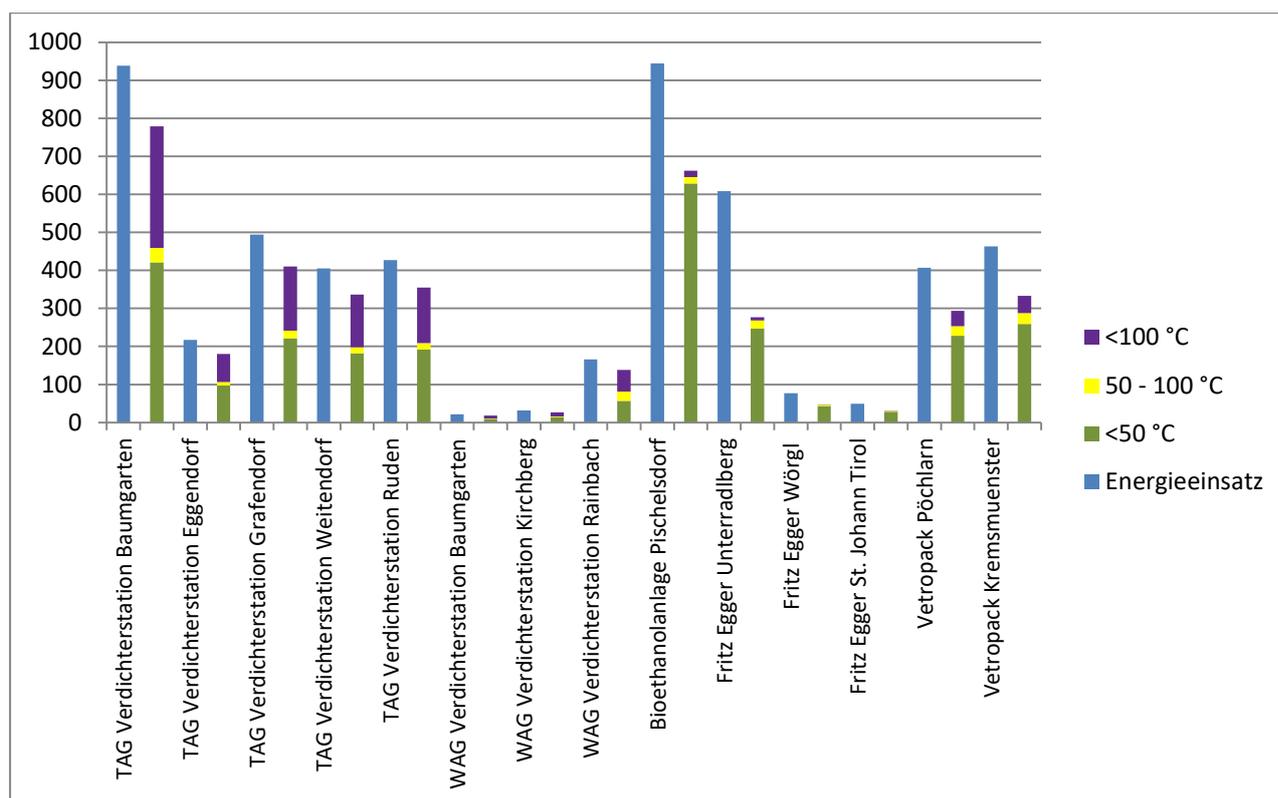


Abbildung 10: Darstellung der Ergebnisse in GWh/a - Gegenüberstellung des Energieeinsatzes und des technischen Potentials, aufgeschlüsselt nach Temperaturbereichen

6 REFLEXION UND DISKUSSION

Die große Hürde, die bei dieser Arbeit zu überwinden war, ist die mäßige Datenverfügbarkeit. Umweltmanagementsysteme wie EMAS und die vermehrte Häufigkeit von Umweltverträglichkeitsprüfungsverfahren haben die Transparenz der Unternehmen deutlich verbessert, doch bleiben viele Potentiale mangels Einblicken in die Abläufe und Messdaten verborgen. Die Notwendigkeit einer wirkungsgradstarken Nutzung der eingesetzten Primärenergie hat angesichts der jüngsten Volatilität des Energiemarktes an Bedeutung gewonnen, was die Bereitschaft der Firmen zu Neuinvestitionen verbessert hat. Bei diesen Neuinvestitionen ist abzuwägen, ob die Potentiale der Abwärme bereits betriebsintern abgegriffen werden sollen, oder über Auskopplung im Nahbereich des Industriestandortes eingesetzt wird.

Im oberen Temperaturbereich sind vor allem die Gasverdichterstationen und die Glasindustrie von Bedeutung. Die Zukunft der Gasverdichterstationen wird wohl an die weitere Nutzung der Gasinfrastruktur gebunden sein. Für den Fall der weiteren, intensiven Nutzung stehen hier große Potentiale zum Betrieb von KWK-Anlagen zur Verfügung. Für den Fall, dass die Verdichterstationen nicht mehr im gewohnten Ausmaß benötigt werden, ist eine Umrüstung der Turbinensätze auf Generatorbetrieb zur elektrischen Energieumwandlung denkbar. Die erfassten Anlagen betreiben drei Turbinen, wobei im Interesse der Versorgungssicherheit immer eine Turbine auf Reserve stillsteht. Hier könnte für den Fall des reduzierten Leistungsbedarfs in der Zukunft von 2+1 auf 1+1, bei Erhaltung der Redundanz, umgestellt werden und die verbleibende Turbine nach dem Vorbild der Gaskraftwerke mittels Turboläufer ins elektrische Netz eingebunden werden.

Bei der Nutzung der Abwärme in der Glasindustrie ist auf die zielgerichtete Ausschöpfung der hohen Temperaturniveaus für hocheffiziente Prozesse, wie die KWK über Dampfkreisläufe, zur Umwandlung in elektrische Energie zu achten, da diese Prozesse mit niedrigen Temperaturniveaus nicht mit vergleichbarem Wirkungsgrad möglich sind.

Für alternative Ansätze, wie die Etablierung von Anergienetzen und niedertemperierten Fernwärmenetzen zur Optimierung von Wärmepumpen mittels Wasser-Wasser-Systemen anstatt des Setzens auf arbeitszahlschwache Luft-Wasser-Wärmepumpen, stehen große, ungenutzte Potentiale im Temperaturbereich unter 50 °C zur Verfügung. Hierbei ist auf die langfristige Verfügbarkeit zu achten und auf den Erhalt der betroffenen Industriezweige Wert zu legen.

Allgemein scheint die richtige und zielgerichtete Nutzung der eingesetzten Energie gleichermaßen wichtig, wie die Quelle der Primärenergie. Besonders bei langfristigen Betrachtungen können durch Steigerung der Effizienz der Anlagen große Einsparungen und

Verbesserungen herbeigeführt werden. Auf eben diese langfristige Betrachtung muss vermehrt Wert gelegt und der Irrweg der kurzfristigen Politik gemieden werden.

7 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] GARTNER ; KRAMER ; SCHWARZER: *Energiewenderecht : Schriftenreihe Österreichische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht*, 2019
- [2] KLIMA- UND ENERGIEFONDS: *INXS Industrial Excess Heat : Erhebung industrieller Abwärmepotentiale in Österreich*. URL <https://energytransition.klimafonds.gov.at/timeline/inxs-industrial-excess-heat-erhebung-industrieller-abwaermepotentiale-in-oesterreich/> – Überprüfungsdatum 2023-02-14
- [3] SARAH BRÜCKNER: *Industrielle Abwärme in Deutschland : Bestimmung von gesichertem Aufkommen und technischer bzw wirtschaftlicher Nutzbarkeit*, 2016
- [4] LEHRSTUHL FÜR ENERGIEVERBUNDTECHNIK DEPARTMENT UMWELT- UND ENERGIEVERFAHRENSTECHNIK MONTANUNIVERSITÄT LEOBEN: *Abwärmekataster III Steiermark*. URL <https://www.evt-unileoben.at/de/forschung/abwaermekataster-iii-steiermark> – Überprüfungsdatum 2023-02-14
- [5] BUNDEMINISTERIUM KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: *Bewertung des Potentials für hocheffiziente KWK sowie effiziente Fernwärme und Fernkälte in Österreich im Rahmen der Energieeffizienz-Richtlinie*. URL <https://austrian-heatmap.gov.at/das-projekt/> – Überprüfungsdatum 2023-02-14
- [6] KATHARINA KARNER, RUSSEL MCKENNA, MARIAN KLOBASA: *Methoden zur Flexibilisierung des Energieverbunds Industrie-Stadt : Eine technische, ökonomische und ökologische Analyse*. Graz, 2018
- [7] KLIMA- UND ENERGIEFONDS: *Projekte*. URL <https://energieforschung.at/projekte/> – Überprüfungsdatum 2023-02-14
- [8] MMAG. DR. SIMON MOSER: *INXS : Industrial Excess Heat - Erhebung Industrieller Abwärmepotentiale In Österreich*. URL <https://energieinstitut-linz.at/portfolio-item/inxs/> – Überprüfungsdatum 2023-01-14
- [9] GRUBER-GLATZL, KRAINZ, FLUCH, MAUTHNER, HAMMER, LACHNER, KIENBERGER, HUMMEL, MÜLLER: *Abwärmekataster III Steiermark : Öffentlicher Kurzbericht*. URL https://www.technik.steiermark.at/cms/dokumente/12776224_157067047/c2520903/AWK_Stmk_%C3%96ffentlicher_Kurzbericht_v1.0.pdf – Überprüfungsdatum 2023-02-14
- [10] EUROPEAN COMMISSION: *BAT reference documents*. URL <https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/> – Überprüfungsdatum 2023-02-13

- [11] UMWELTBUNDESAMT DEUTSCHLAND: *Der Europäische Emissionshandel*. URL <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/der-europaeische-emissionshandel> – Überprüfungsdatum 2023-03-20
- [12] ZELLER, KAMER, POCK: *Systematik der Wirtschaftstätigkeiten ÖNACE 2008*. URL https://www.statistik.at/kdb/downloads/pdf/SystematikDerWirtschaftstaetigkeitenOeNACE2008_02_09.pdf – Überprüfungsdatum 2023-01-14
- [13] BGBl. I 163/1999: *Bundesgesetz über die Bundesstatistik* (idF v. BGBl. I 185/2022). URL <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10006095> – Überprüfungsdatum 2023-01-14
- [14] BUNDESMINISTERIUM KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: *Bericht and den Nationalrat über die Anwendung der EMAS-Verordnung und die Vollziehung des Umweltmanagementsystems*. URL https://www.bmk.gv.at/themen/klima_umwelt/betrieblich_umweltschutz/emas/publikationen/bericht.html – Überprüfungsdatum 2023-01-14
- [15] BGBl. 697/1993: *Bundesgesetz über die Prüfung der Umweltverträglichkeit* (idF v. BGBl. I 80/2018) – Überprüfungsdatum 2023-01-14
- [16] EUROPÄISCHES PARLAMENT: *Richtlinie 2011/92/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Dezember 2011 über die Umweltverträglichkeitsprüfung bei bestimmten öffentlichen und privaten Projekten* (2011). URL <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/ALL/?uri=CELEX:32011L0092>
- [17] GERHARD SCHNEDL: *Umweltrecht im Überblick*. 2. Aufl. Wien : Facultas, 2014
- [18] UMWELTBUNDESAMT: *UVP-Dokumentation : UVP Datenbank*. URL <https://www.umweltbundesamt.at/umweltthemen/uvpsup/uvpoesterreich1/uvp-dokumentation> – Überprüfungsdatum 2023-01-14
- [19] J.P. ARNING: *Faustformelsammlung*. 8. Aufl. Bremen : SAACKE GmbH
- [20] E-CONTROL: *Umrechnung von Kubikmetern in Kilowattstunden*. URL https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Umrechnung_m3_auf_kWh_2021.pdf/66091aef-743a-7933-f784-27c9f375fa7e?t=1610526977283 – Überprüfungsdatum 2023-03-20
- [21] CHARLES E. MORTIMER: *Chemie : Das Basiswissen der Chemie*. 12. Aufl. Stuttgart : Thieme, 2015
- [22] KRISTINA JUHRICH: *CO₂-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe*. URL https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1968/publikationen/co2-emissionsfaktoren_fur_fossile_brennstoffe_korrektur.pdf

- [23] FRANZ JOOS: *Technische Verbrennung : Verbrennungstechnik, Verbrennungsmodellierung, Emissionen*. Berlin : Springer
- [24] GÜNTER CERBE ; GERNOT WILHELMS: *Technische Thermodynamik : Theoretische Grundlagen und praktische Anwendungen*. 18. Aufl. München : HANSER, 2017
- [25] RAYMOND MORAND: *Prozessintegration mit der Pinch-Methode : Handbuch zum BFE-Einführungskurs*, 2006
- [26] BUNDEMINISTERIUM KLIMASCHUTZ, UMWELT, ENERGIE, MOBILITÄT, INNOVATION UND TECHNOLOGIE: *Fact Sheet Abwärmenutzung*. URL https://www.klimaaktiv.at/dam/jcr:514617a0-1aba-46b0-9409-044d6b5e9724/FactSheet_Abwaerme_final_barrierefrei.pdf –
Überprüfungsdatum 2023-01-15
- [27] RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: *Infografik – Woher stammt das Gas der EU?* URL <https://www.consilium.europa.eu/de/infographics/eu-gas-supply/> –
Überprüfungsdatum 2023-01-14
- [28] AUSTRIAN GAS GRID MANAGEMENT: *Marktdaten*. URL <https://www.aggm.at/> –
Überprüfungsdatum 2023-01-15
- [29] OLIVER HILL: *Erdgas kann mehr - vom Paradox der Energiewende*. URL <https://www.energie-klimaschutz.de/erdgasmarkt/> – Überprüfungsdatum 2023-01-21
- [30] E-CONTROL: *Erdgasleitungen & Erdgasspeicher in Österreich*. URL https://www.e-control.at/documents/1785851/1811042/GasNetzKarte_2022-e-control_V2.pdf/42ba7e8e-3e7c-2565-b4a2-2272af269397?t=1668006903640 –
Überprüfungsdatum 2023-01-21
- [31] GAS CONNECT AUSTRIA GMBH: *Verdichterstation : Mit Hochdruck durch die Leitung. Verdichterstationen entlang der Gasleitungen bringen Erdgas wieder in Fahrt*. URL <https://www.gasconnect.at/ueber-erdgas/erdgas-transport/verdichterstation> –
Überprüfungsdatum 2023-02-14
- [32] BescheidAMT DER NIEDERÖSTERREICHISCHEN LANDESREGIERUNG: *UVP Bescheid Eggendorf*. Bescheid, RU4-U-234/020-2007. 2007-05-22
- [33] BescheidAMT DER STEIERMÄRKISCHEN LANDESREGIERUNG: *Bescheid Gasverdichterstation Weitendorf*. Bescheid, FA13A-11.10-11/2008-16. 2008-03-13
- [34] OMV GAS GMBH: *Trans Austrian Gasleitung : Umweltverträglichkeitserklärung Gasverdichterstation Weitendorf*. URL https://www.umwelt.steiermark.at/cms/dokumente/11085746_9176022/05550c65/Kurzbeschreibung%20des%20Vorhabens.pdf

- [35] GAS CONNECT AUSTRIA GMBH: *Verdichterstationen*. URL <https://www.gasconnect.at/netzinformationen/verdichterstationen> – Überprüfungsdatum 2023-01-14
- [36] SUSAN PHILLIPS: *EU-28 Biofuels Annual : EU Biofuels Annual 2019*. URL <https://www.bdbe.de/wissenschaft/publikationen> – Überprüfungsdatum 2023-03-20
- [37] EUROPEAN COMMISSION: *Best Available Techniques (BAT) : Reference Document for the Food, Drink and Milk Industries*. URL <https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/food-drink-and-milk-industries> – Überprüfungsdatum 2023-03-20
- [38] KALTSCHMITT, HARTMANN, HOFBAUER: *Energie aus Biomasse : Grundlagen, Techniken und Verfahren*. 2. Aufl. Berlin : Springer, 2009
- [39] AGRANA BETEILIGUNGS-AG: *Bioethanol Produktion*. URL <https://www.agrana.com/produkte/alle-produktportfolios/bioethanol/bioethanol-produktion> – Überprüfungsdatum 2023-01-15
- [40] FRITZ EGGER GMBH & Co. OG: *Umwelterklärung 2021 : gemäß der Verordnung (EG) Nr.1221/2009 des Rates vom 25. November 2009 (EMAS-VO) und der Verordnung (EU) 2017/1505 der Kommission vom 28. August 2018*
- [41] EUROPEAN COMMISSION: *BAT Wood-based Panel Production*. URL <https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/wood-based-panels-production> – Überprüfungsdatum 2023-01-08
- [42] DEUTSCHE GESETZLICHE UNFALLVERSICHERUNG E.V.: *DGUV Information 215-540 : Klima in Industriehallen*. Antworten auf die Häufigsten Fragen (04.2021)
- [43] SÄCHSISCHE ENERGIEAGENTUR: *Technologien in der Abwärmenutzung*. URL <https://www.energieeffizienz-handwerk.de/files/620/399845.pdf>
- [44] EUROPEAN COMMISSION: *BAT Large Combustion Plants*. URL <https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/large-combustion-plants-0> – Überprüfungsdatum 2023-01-08
- [45] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT, FAMILIE UND JUGEND: *Energiestrategie Österreich : Maßnahmenvorschläge*
- [46] MATTHIAS LEISIN, NAVIGANT ENERGY MANAGEMENT GMBH: *Energiewende in der Industrie : Branchensteckbrief der Glasindustrie*. URL https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiewende-in-der-industrie-ap2a-branchensteckbrief-glas.pdf?__blob=publicationFile&v=4

- [47] EUROPEAN COMMISSION: *BAT Manufacture of Glass*. URL <https://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/manufacture-glass-0> – Überprüfungsdatum 2023-01-08
- [48] QPUNKT GMBH: *Waste heat recovery systems for the Glass Industry*. URL <https://www.interreg-central.eu/Content.Node/CE-HEAT/Waste-heat-recovery-in-the-glass-industry.html> – Überprüfungsdatum 2023-01-10
- [49] B. FLEISCHMANN: *Neuer Ansatz zur Bilanzierung des Energieeinsatzes bei der Glasherstellung und der Versuch der geschlossenen Darstellung von Kennzahlen aus der Produktionstechnik und aus statistischen (Wirtschafts-) Daten*
- [50] WOLFGANG KALIDE ; HERBERT SIGLOCH: *Energieumwandlung in Kraft- und Arbeitsmaschinen*. 10. Aufl. München : HANSER, 2010
- [51] UMWELTBUNDESAMT: *Österreichische Emissionshandelsregisterstelle Tabelle Stand der Einhaltung*. URL <https://www.emissionshandelsregister.at/oeffentlicheberichte/standereinhaltung> – Überprüfungsdatum 2023-03-20
- [52] AGGM AUSTRIAN GAS GRID MANAGEMENT AG: *Marktdaten*. URL <https://www.aggm.at/> – Überprüfungsdatum 2023-01-21
- [53] TAG GMBH: *TRANS AUSTRIA GASLEITUNG GMBH : Hauptschlagader des Erdgasnetzes in Zentraleuropa*. URL https://www.taggbh.at/fileadmin/user_upload/PDF-Datensaetze/DE/TAG_FactSheet_DE_20201109.pdf – Überprüfungsdatum 2023-01-21
- [54] HÖFLER: *Klimastatusbericht 2019*. URL https://ccca.ac.at/fileadmin/00_DokumenteHauptmenue/02_Klimawissen/Klimastatusbericht/web_Klimastatusbericht_OE_2019.pdf
- [55] ANTON SCHWEIZER: *Wärmekapazität Gase - Dämpfe*. URL https://www.schweizer-fn.de/stoff/wkapazitaet/wkapazitaet_gase.php – Überprüfungsdatum 2023-02-12
- [56] NICK CONNOR: *Was ist der isentrope Wirkungsgrad – Turbine / Kompressor / Düse – Definition*. URL <https://www.thermal-engineering.org/de/was-ist-der-isentrope-wirkungsgrad-turbine-kompressor-duse-definition/> – Überprüfungsdatum 2023-01-10
- [57] HOLGER WATTER: *Hydraulik und Pneumatik : Grundlagen und Übungen Anwendungen und Simulation*. 6. Aufl. Berlin : Springer Vieweg, 2022
- [58] BescheidAMT DER NIEDERÖSTERREICHISCHEN LANDESREGIERUNG: *Agrana Bioethanol, Errichtung einer Bioethanolanlage am Standort Pischelsdorf*. Bescheid, RU4-U-186/028. 2006-05-30

- [59] EGGER HOLZWERKSTOFFE BRILON GMBH & Co. KG: *Kraftwerk der EGGER Holzwerkstoffe Brilon GmbH & Co. KG : Unterrichtung der Öffentlichkeit für das Betriebsjahr 2021 gem. § 23 der Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnliche brennbare Stoffe - 17. BImSchV*. URL https://www.egger.com/get_download/b24ee26b-13fe-4ae8-aacd-6f2d27319739/Herstellererklaerung_Emissionsbericht_Kraftwerk_Brilon.pdf
- [60] EGGER HOLZWERKSTOFFE WISMAR GMBH & Co. KG: *Kraftwerk der EGGER Holzwerkstoffe Wismar GmbH & Co. KG : Unterrichtung der Öffentlichkeit für das Betriebsjahr 2021 gem. § 23 der Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnliche brennbare Stoffe - 17. BImSchV*. URL https://www.egger.com/get_download/133493adf141-4e66-9f51-9c63de395ac7/Herstellererklaerung_Emissionsbericht_Kraftwerk_Wismar.pdf
- [61] SCHMITZ: *Abwärmenutzung im Betrieb : Klima schützen - Kosten senken*. URL <https://www.energieeffizienz-handwerk.de/files/625/633582.pdf> – Überprüfungsdatum 2023-03-20
- [62] FRANZ TITSCHENBACHER, Christoph Pfemeter: *Basisdaten Bioenergie 2021*. URL <https://www.biomasseverband.at/wp-content/uploads/Basisdaten-Bioenergie-2021.pdf>
- [63] OBERÖSTERREICHISCHER BIOMASSEVERBAND: *Masse und Energiegehalt von Hackgut in Abhängigkeit vom Wassergehalt*. URL https://www.biomasseverband-ooe.at/uploads/media/Downloads/Publikationen/Umrechnungstabellen_Brennstoff_Holz-BMV-OOe.pdf – Überprüfungsdatum 2023-03-20
- [64] FRITZ EGGER GMBH & Co. OG: *Unsere Standorte*. URL <https://www.egger.com/de/karriere/standorte/> – Überprüfungsdatum 2023-01-21
- [65] STÖLZLE OBERGLAS GMBH: *Firma Stölzle Oberglas GmbH*. URL <https://www.stoelzle.com/sto/> – Überprüfungsdatum 2019-01-01
- [66] VETROPACK HOLDING AG: *Vetropack Austria*. URL <https://www.vetropack.at/de/> – Überprüfungsdatum 2023-01-22