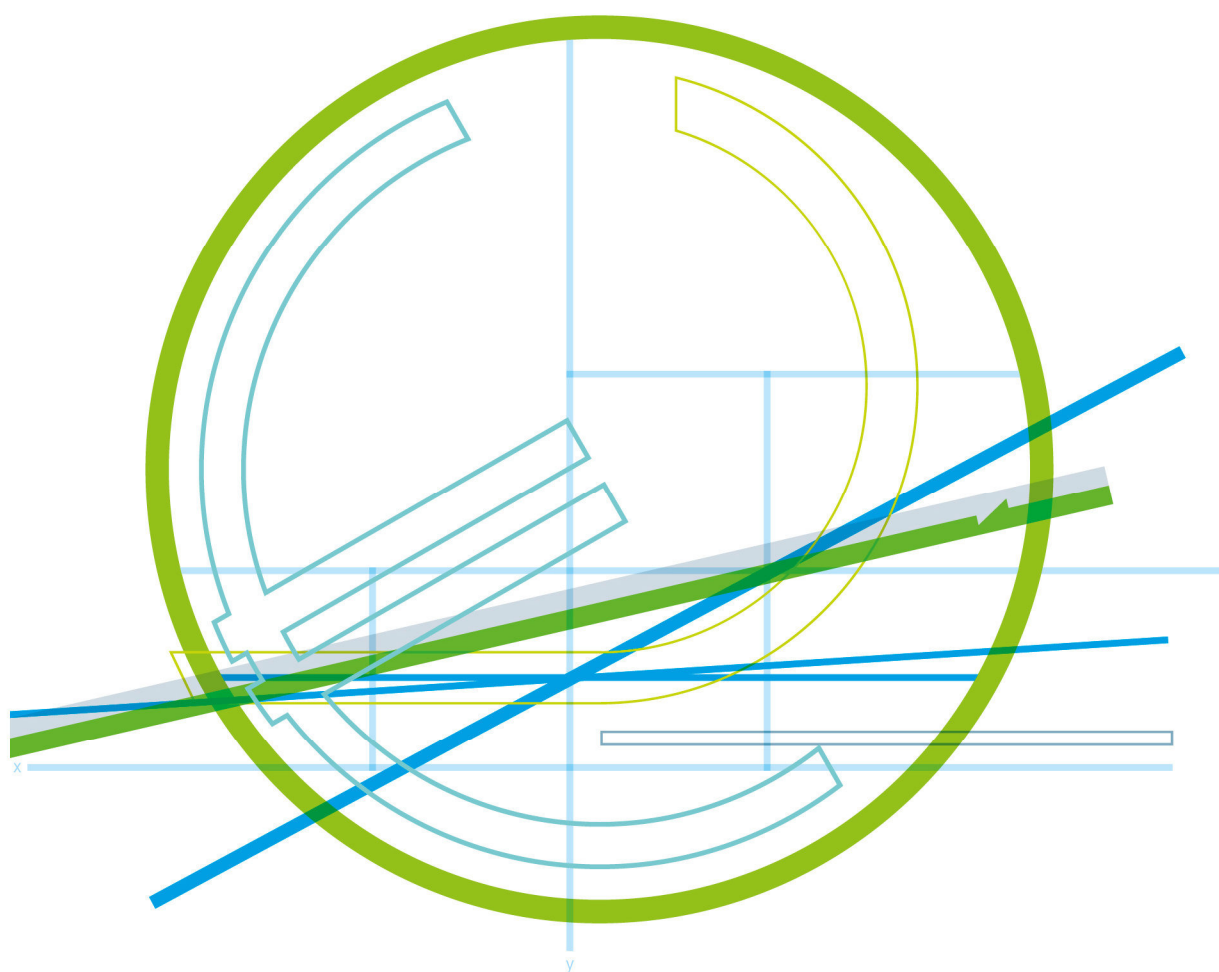


Energiepotenzialanalyse Industrieregion Raum Krems



VORWORT

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

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

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

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

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

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

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

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

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

INHALTSVERZEICHNIS

KURZFASSUNG	4
1 EINLEITUNG	7
1.1 AUFGABENSTELLUNG	7
1.2 SCHWERPUNKTE DES PROJEKTES.....	8
1.3 EINORDNUNG IN DAS PROGRAMM	9
1.4 VERWENDETE METHODEN	9
1.4.1 <i>Recherche, Interviews, Befragungen</i>	9
1.4.1.1 Erhebung des Energiebedarfes und der Eigenerzeugung	10
1.4.1.1.1 Strom	10
1.4.1.1.2 Erdgas.....	10
1.4.1.1.3 Wärme	11
1.4.1.1.4 Treibstoffe	11
1.4.1.1.5 Sonstige Energieträger	12
1.4.1.1.6 Fernwärme.....	12
1.4.1.2 Erhebung der Eigenerzeugungskapazitäten	12
1.4.1.3 Erhebung des CO ₂ – Ausstoßes	12
1.4.1.4 Erhebung des Potenzials regional verfügbarer Energieträger	13
1.4.1.4.1 Festlegung des energieträger-spezifischen Erhebungsgebietes	13
1.4.1.4.2 Windkraft.....	13
1.4.1.4.3 Wasserkraft.....	15
1.4.1.4.4 Solarenergie	16
1.4.1.4.5 Biomasse	17
1.4.1.4.6 Brennbare Abfälle, Altspeiseöle, Fette	19
1.4.1.4.7 Umgebungswärme.....	19
1.4.1.4.8 Fernwärme.....	20
1.4.1.4.9 Abwärme.....	20
1.4.1.5 Erhebung des Effizienzsteigerungspotenzials	21
1.4.1.5.1 Strom	21
1.4.1.5.2 Erdgas.....	21
1.4.1.5.3 Treibstoffe	21
1.4.1.5.4 Wärme	21
1.4.1.6 Erhebung und Analyse ausgewählter Betriebe der Industrieregion Krems.....	22
1.4.1.7 Erhebung der Umwandlungstechnologien und deren Nutzungswege	22
1.4.2 <i>Analyse und Bewertung</i>	23
1.4.3 <i>Konzepterstellung</i>	23
1.4.3.1 Lastgänge-Erstellung.....	24
1.4.3.2 Festlegung der Energieträger-Hierarchie.....	25
1.4.3.3 Energieträgerabgleich.....	25
1.4.3.4 Kennzahlenbestimmung	25
1.4.3.5 Energieflussbilderstellung	26
1.4.3.5.1 Allgemein	26
1.4.3.5.2 Feststellung des erneuerbaren und fossilen Anteils unterschiedlicher Energieflüsse	26
1.4.4 <i>Methodisches Vorgehen zur Erstellung der Businesspläne / Wirtschaftlichkeitsberechnung für Betriebsstätten</i>	27
1.4.5 <i>Erarbeiten der Schlussfolgerungen</i>	27
1.5 AUFBAU DER ARBEIT	28
2 INHALTLICHE DARSTELLUNG	30
2.1 BESCHREIBUNG DES ENERGIESYSTEMS KREMS.....	30
2.1.1 <i>Allgemeines zur Region</i>	30
2.1.2 <i>Beschreibung des vorhandenen regionalen Energiesystems</i>	30
2.1.3 <i>Darstellung des Untersuchungsraumes und der Systemgrenzen</i>	31
2.2 ENERGETISCHE ANALYSEERGEBNISSE DER INDUSTRIEREGION KREMS	33
2.2.1 <i>Energiebedarf der Energieregion nach Endenergieträger</i>	33
2.2.1.1 Strom	33
2.2.1.1.1 Jahressummen an Strom.....	33
2.2.1.1.2 Jahreslastgänge an Strom.....	34

2.2.1.1.3	Gegenüberstellung des regionalen Stromverbrauches und des österreichischen Verlaufes.....	35
2.2.1.2	Erdgas	36
2.2.1.2.1	Jahressummen an Erdgas	36
2.2.1.2.2	Jahreslastgänge an Erdgas	37
2.2.1.2.3	Gegenüberstellung des regionalen Erdgasverbrauches und des österreichischen Verlaufes.....	38
2.2.1.3	Treibstoffe.....	39
2.2.1.4	Fernwärme.....	43
2.2.1.5	Sonstige Energieträger	44
2.2.2	Gesamtenergiebedarf der Energieregion	47
2.2.3	Eigenerzeugungskapazitäten der Region.....	48
2.2.3.1	Aktuelle Biomassebereitstellung der Region.....	49
2.2.3.2	Aktuelle Wasserkraftbereitstellung der Region	50
2.2.4	Energieflussbild der Istsituation	52
2.2.5	CO₂-Ausstoß	53
2.3	ENERGETISCHE ANALYSEERGEBNISSE AUSGEWÄHLTER BETRIEBE DER INDUSTRIEREGION KREMS	54
2.3.1	Charakteristika der Betriebe	54
2.3.2	Betrieblicher Energiebedarf	54
2.3.2.1	Strom	54
2.3.2.2	Erdgas	54
2.3.2.3	Sonstige Energieträger	54
2.3.3	Betriebliche Effizienzsteigerungspotenziale	55
2.3.3.1	Strom	55
2.3.3.2	Erdgas	56
2.3.3.3	Sonstige Energieträger	56
2.3.3.4	Abwärme.....	56
2.3.4	Möglichkeiten für den Einsatz regional verfügbarer Energieträger auf Betriebsebene	59
2.4	ENERGETISCHE ANALYSEERGEBNISSE DES POTENZIALS AN REGENERATIVEN ENERGIEQUELLEN UND EFFIZIENZSTEIGERUNG.....	59
2.4.1	Potenzial erneuerbarer und regional verfügbarer Energieträger in der Energieregion	59
2.4.1.1	Windkraft.....	59
2.4.1.1.1	Allgemein	59
2.4.1.1.2	Windkraft-Großanlagen	63
2.4.1.1.3	Windkraft-Hausanlagen	65
2.4.1.2	Wasserkraft.....	67
2.4.1.3	Solarenergie	68
2.4.1.3.1	Allgemein	68
2.4.1.3.2	Solarthermie.....	72
2.4.1.3.3	Photovoltaik	73
2.4.1.4	Biomassennutzung und biogene Reststoffe.....	74
2.4.1.4.1	Energieholz	74
2.4.1.4.2	Maisstroh	76
2.4.1.4.3	Getreidestroh	77
2.4.1.4.4	Weinschnitt	78
2.4.1.4.5	Biogas aus Gülle, Biomüll und Grünschnitt	78
2.4.1.4.6	Gesamt	85
2.4.1.5	Brennbare Abfälle, Altspeiseöle und Fette.....	87
2.4.1.6	Umgebungswärme.....	87
2.4.1.7	Abwärme.....	90
2.4.2	Effizienzsteigerungspotenzial	91
2.4.2.1	Strom	91
2.4.2.2	Erdgas	91
2.4.2.3	Treibstoffe.....	91
2.4.2.4	Wärme	92
2.5	KENNZAHLENBASIERTE SYNTHES DER ERHEBUNGEN UND KONZEPT FÜR EIN MAßGESCHNEIDERTES MODELLSYSTEM.....	94
2.5.1	Energieträgerhierarchie des Szenarios	94
2.5.2	Abgleich von Energiebedarf und Energieangebot unter Berücksichtigung der regionalen Potenziale und Effizienzsteigerungspotenziale	97
2.5.2.1	Energieträgerabgleich des potenziellen Niedertemperaturwärmeszenarios	97
2.5.2.2	Energieträgerabgleich des potenziellen Stromszenarios	102
2.5.2.3	Gesamtdarstellung des Energieträgerabgleichs	107

2.5.3	Versorgungsgrad einzelner regionaler Energieträger	110
2.5.4	Bedarfsdeckungsgrad	110
2.5.4.1	Bedarfsdeckungsgrad einzelner regionaler Energieträger	110
2.5.4.1.1	Wasserkraft	110
2.5.4.1.2	Solarenergie	111
2.5.4.1.3	Biomasse	113
2.5.4.1.4	Umgebungswärme	115
2.5.4.1.5	Abwärme	115
2.5.4.2	Bedarfsdeckungsgrad regional verfügbarer Energieträger zur Niedertemperaturwärmebereitstellung	116
2.5.4.3	Bedarfsdeckungsgrad regional verfügbarer Energieträger zur Strombereitstellung	116
2.5.5	CO ₂ -Ausstoß des Szenarios	117
2.6	BUSINESSPLÄNE / WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG FÜR BETRIEBSSTÄTTEN	118
2.6.1	Photovoltaik-Anlage (80 kWp)	119
2.6.1.1	Standorteignung für die Anwendung	119
2.6.1.2	Technische Beschreibung der Anlage	119
2.6.1.3	Verfügbarkeit des Energieträgers	120
2.6.1.4	Ökonomische Rahmenbedingungen	120
2.6.1.5	Ökonomische Darstellung der Anlage	120
2.6.1.6	Ergebnis und Amortisation	122
2.6.2	Photovoltaik Anlage für Einfamilienhaus	123
2.6.2.1	Standorteignung für die Anwendung	123
2.6.2.2	Technische Beschreibung der Anlage	124
2.6.2.3	Verfügbarkeit des Energieträgers	124
2.6.2.4	Ökonomische Rahmenbedingungen	124
2.6.2.5	Ökonomische Darstellung der Anlage	125
2.6.2.6	Ergebnis und Amortisation	126
2.6.3	Landwirtschaftliche Trocknungsanlage	128
2.6.3.1	Hintergrundinformationen zur Entwicklung des Business Plans	128
2.6.3.2	Standorteignung für die Anwendung	129
2.6.3.3	Projektspezifische Rahmenbedingungen und Marktsituation	129
2.6.3.4	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	131
2.6.3.5	Auswahl und Festlegung der Eingangsdaten für die ökonomische Bewertung der Anlage	132
2.6.3.6	Wirtschaftliche Bewertung der Trocknungsanlage – Ergebnisse der Modellrechnung	136
2.6.4	Biomasseheizungsanlage für ein Gemeindeamt	141
2.6.4.1	Standorteignung für die Anwendung	141
2.6.4.2	Technische Beschreibung der Anlage	141
2.6.4.3	Verfügbarkeit des Energieträgers	142
2.6.4.4	Ökonomische Rahmenbedingungen	144
2.6.4.5	Ökonomische Darstellung der Anlage	144
3	ERGEBNISSE UND SCHLUSSFOLGERUNGEN	146
4	AUSBLICK UND EMPFEHLUNGEN	150
5	LITERATURVERZEICHNIS	151
6	ANHANG	155
6.1	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	155
6.2	TABELLENVERZEICHNIS	158
6.3	GEGENÜBERSTELLUNG DES REGIONALEN STROMVERBRAUCHES UND DES ÖSTERREICHISCHEN VERLAUFES	159
6.4	GEGENÜBERSTELLUNG DES REGIONALEN ERDGASVERBRAUCHES UND DES ÖSTERREICHISCHEN VERLAUFES	161
6.5	TAGESARBEIT AUS WASSERKRAFT UND MITTLERE ABFLÜSSE AN OBERFLÄCHENGEWÄSSERN DES UNTERSUCHUNGSGEBIETES	163
6.6	10-MINUTENMITTELWERTE DER WINDGESCHWINDIGKEITEN AUF BODENNÄHE AM STANDORT LANGENLOIS AUSGEWÄHLTER WOCHEN	167

Kurzfassung

Ausgangssituation / Motivation

Die Region um die Stadt Krems ist einerseits wichtiger Industriestandort, andererseits ein renommiertes Weinbaugebiet. Ein nachhaltiges Energiesystem ist für die Region in ökologischer als auch ökonomischer Hinsicht wichtig. Die ansässigen Industriebetriebe aus den Sparten Kunststoff, Metall, Chemie und Holzverarbeitung spielen als Abnehmer bzw. Zulieferer für regionale Unternehmen eine wichtige Rolle. Für die energieintensiven Produktionsstätten sind Versorgungssicherheit und konkurrenzfähige Energiekosten wichtig. Die Stadt Krems hat keine eigene Energieproduktion, die Rohstoffe für die thermischen Großkraftwerke in der Region müssen importiert werden. Die Optimierung des regionalen Energiebedarfs und dessen Deckung durch Erneuerbare Energie aus der Region hat daher hohe Priorität. In den Gemeinden besteht Interesse, mit der örtlichen Landwirtschaft Projekte im Bereich Energieversorgung umzusetzen.

Zielsetzungen

23 Gemeinden im Raum Krems haben sich 2008 unter der Projektleitung des Regionalverbandes noe-mitte entschlossen, ein Konzept für die Umsetzung von Effizienzsteigerungsmaßnahmen und die Integration erneuerbarer Energieträger zu entwickeln. Untersucht werden soll, ob durch eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger und die Ausnutzung der Einsparpotenziale die Region Krems zu einer Energiemodellregion werden kann. Eine Wirtschaftlichkeitsuntersuchung soll abschließend zeigen, ob diese Bestrebungen ökonomisch realisierbar sind. Die industrielle Energieversorgung soll bestmöglich in das nachhaltige Szenario eingebettet werden.

Inhalte und Methodische Vorgehensweise

- **Energetische Analyse der Region und ausgewählter Betriebe**

Die Daten über Energieerzeugung, -verteilung und -verbrauch der Region Krems werden erhoben; Betriebe der Region Krems und Umland werden unter deren Mithilfe auf ihren Energiebedarf und ihre Verbrauchsstruktur hin analysiert.

- **Energetische Analyse des Potenzials an regenerativen Energiequellen**

Die Region wird auf Potenziale an erneuerbaren Energieträgern, mögliche Umwandlungstechnologien sowie Potenziale industrieller Abwärme untersucht.

- **Synthese und Konzepterstellung für ein regionales Modellsystem**

Die Ergebnisse werden in einem Modellszenario zusammengeführt und zeigen die Einsatzmöglichkeiten regenerativer Energiequellen in der Region und in den ausgewählten Industriebetrieben.

- **Businesspläne für Betriebsstätten**

Für Anlagen, die die Energieeffizienz in den Betriebsstätten steigern sowie für Technologien auf dem Gebiet der Erneuerbaren Energieträger werden beispielhaft Business Pläne erstellt.

Ergebnisse

Die erneuerbaren Energieträger im Raum Krems sind vielfältig. So wurden Potenziale von ca. 8 GWh aus Weinschnitt, 48 GWh aus Energiestroh, 50 GWh aus Energieholz und 9,4 GWh aus Gülle-Biogas erhoben. Für Solarenergie existiert ein theoretisches Maximalpotenzial von rund 440 GWh thermischer und rund 220 GWh elektrischer Energie. Die Wasserkraft liefert ein gesamtes Regelarbeitsvermögen von rund 19 GWh ohne realistisches zusätzliches Ausbaupotenzial.

Die Ausweitung der zur Verfügung stehenden Biomassepotenziale, wie etwa der Waldbiomasse muss immer unter dem Aspekt der Nachhaltigkeit erfolgen. Tendenziell ist eine Erhöhung des Waldbiomasse-Mobilisierungsgrades aber vorteilhaft.

Das Potenzial der verschiedenen Energieträger kann nicht vollständig genutzt werden. Zum einen gibt es konkurrierende Bedienungen zwischen diesen Energieträgern sowie zu anderen Nutzungswegen, wie z.B. die stoffliche Nutzung von Biomasse; zum anderen können Bedarf und Angebot sowohl tageszeitlich als auch saisonal stark divergieren.

Die regionalen Potenziale an Energieträgern sowie der Effizienzsteigerung in der energieintensiven Region Krems an der Donau sind zu gering, um den Bedarf vollständig zu decken. Es können aber sehr hohe regenerative Versorgungsgrade für Niedertemperaturwärme (92 %) und elektrische Energie (61 %) erreicht werden.

Der interne energetische Ausgleich in der Niedrigtemperaturwärme wird im Modell durch feste Biomasse unterstützt, die Grundlast wird durch Solarthermie erzeugt. Dieser Energieträger produziert jedoch eine sehr große Überschusswärme im Sommerhalbjahr und ermöglicht nur eine teilweise Deckung während der Heizperiode. Durch Weiterentwicklung (z. B. Latentwärme- oder Ganzjahresspeicher) könnte eine Harmonisierung ermöglicht werden. Im Strombereich erfolgt der Ausgleich durch das Netz, wobei hierbei nur die Tagesebene betrachtet wurde. Der variable Einsatz und die Speicherfähigkeit der regional verfügbaren Energieträger haben große Bedeutung für das zukünftige regionale Energieszenario. Es ist derzeit aber technisch nicht möglich, das gesamte Potenzial an Photovoltaik über das Netz abzuführen, da die vorhandenen Mittel- und Niederspannungsstromnetze nicht auf diese Einspeiseleistung ausgelegt sind. Technologische Speichermöglichkeiten für den Ausbau der Photovoltaik müssen daher forciert oder intelligente Netze installiert werden.

Das Solarpotenzial der Industrieregion Krems an der Donau ist ein Eckpfeiler des Modells. Ein gezielter Ausbau dieses Energieträgers benötigt weitere Untersuchungen. Ein entsprechender Energieträgerabgleich ist wichtig, da (saisonale) Regelenergie benötigt wird und Kombinationen mit anderen Energieträgern, etwa Biomasse, unumgänglich sind.

In einzelnen Bereichen gibt es ein signifikantes Effizienzsteigerungspotenzial der Region. Wenn diese genutzt werden, kann ein weiterer wichtiger Schritt zu einer nachhaltigen Energieversorgung getan werden. Einen Beitrag dafür leistet die Erhöhung der thermischen Sanierungsrate der Gebäude: das aktuelle Einsparungspotenzial beträgt bei den derzeitigen Sanierungsraten und einem zeitlichen Horizont von 20 Jahren ca. 65,3 GWh pro Jahr. Rund 16 % davon kann durch den Niedrigenergiestandard und rund 84 % durch den Gebäudesanierungsstandard erreicht werden.

Bei den untersuchten Unternehmen besteht grundsätzlich das Problem, dass die Integration von Erneuerbaren Energieträgern in die betrieblichen Energiesysteme unter den derzeitigen

Rahmenbedingungen für die Firmen nicht wirtschaftlich ist. Jene Industriebetriebe, die energetisch genauer unter die Lupe genommen wurden, haben bereits einen Großteil der wirtschaftlich möglichen Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz umgesetzt. Die verstärkte Nutzung von betrieblicher Abwärme durch umliegende Gewerbebetriebe und Haushalte scheitert an der dafür notwendigen Infrastruktur.

Um die Ziele zu erreichen, müssen daher weiterführende Maßnahmen gesetzt werden:

- im Niedertemperaturwärmebereich, indem die thermische Sanierung forciert, der Solarwärmeanteil erhöht und die Biomasse-Nahwärmenutzung ausgebaut wird. Der Einsatz von Wärmepumpen sollte weiter unterstützt, die betrieblichen Abwärmepotenziale erschlossen werden.
- in der Stromerzeugung, indem zukünftig vorrangig die Photovoltaik ausgebaut und die Reststoffnutzung (Biomüll, Gülle) in Biogasanlagen umgesetzt wird.
- in der Mobilität, indem der (fossile) Kraftstoffverbrauch reduziert wird
- in den betrieblichen Energiesystemen, indem Betriebsberatung zu einer langfristigen Begleitung ausgebaut wird, Energiemanager und Energiebuchhaltung flächendeckend eingeführt wird, und entsprechende Maßnahmen in einer Höhe gefördert werden, die das Handeln unter Wettbewerbsbedingungen erlaubt

Das Modellszenario ist ein erster Schritt für die Verwirklichung einer nachhaltigen Energiebereitstellung. Es sind jedoch Änderungen der technologischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen erforderlich, damit alle Potenziale genutzt werden und so dazu beitragen, die 2020-Ziele zu erreichen. Daher sind auch politische Entscheidungsträger gefragt, entsprechende Informationskampagnen zu starten bzw. die rechtlichen Rahmenbedingungen (z. B. Förderungen, Verbote, verpflichtende Mindeststandards, etc.) anzupassen. Innerhalb der Region noe-mitte wird durch Netzwerke der Grundstein für weitere Projekte gelegt. Für die Versorgung von Groß- und Mittelbetrieben der Industrie und Sachgüterproduktion mit Erneuerbarer Energie gibt es noch wenige gute Bestpractice-Beispiele in Österreich, insbesondere im Bereich von Stadt-Umland-Kooperationen. Das Modellszenario kann daher als Leuchtturmprojekt dienen.

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Die Region Raum Krems liegt im NÖ Kernraum, welcher sich durch hochwertige Verkehrsinfrastruktur, Donauhafen und hochwertige Bildungseinrichtungen auszeichnet. Neben einer wichtigen Industrieregion ist der Raum auch renommiertes Weinbaugebiet. Aus diesem Grund müssen auch Aspekte des schonenden Umgangs mit Umwelt und Natur in wirtschaftliche Überlegungen mit einbezogen werden.

In der Stadt Krems sind einige produzierende Unternehmen als bedeutende Arbeitgeber mit überregionaler Funktion ansässig, die auch die Arbeitsplatzsituation der Region maßgeblich bestimmen. Vorwiegend vertreten sind die Sparten Kunststoff, Metall, Chemie, und Holzverarbeitung. Rund 3000 Beschäftigte arbeiten in diesen Betrieben, die nicht nur als Arbeitgeber, sondern auch als Abnehmer bzw. Zulieferer für regionale Unternehmen eine wichtige Rolle spielen. Es ist daher essentiell, die ansässigen Unternehmen in der Region zu halten und neue Betriebsansiedlungen mittel- bis langfristig zu sichern.

Energieintensive Produktionsstätten sind von durchgängiger Versorgungssicherheit und konkurrenzfähigen Energiekosten in ihrem Bestand abhängig. Diese beiden Einflussgrößen sind daher maßgeblich für Standortentscheidungen. Ein nachhaltiges Energiesystem ist für die Region in mehrfacher Hinsicht sehr bedeutend - der Nutzen hat sowohl ökologische, als auch ökonomische Aspekte für die Sicherung des Wirtschaftsstandortes und für den Erhalt der Lebensqualität.

Im Zuge einer Unternehmensbefragung in der Region 2005 (330 Unternehmen, Rücklaufquote rund 40 %) wurde bei der Frage nach dem größten Bedarf an Hilfestellung seitens der öffentlichen Hand, der Bereich „Energie“ an dritter Stelle nach „Verkehrswesen“ und „wirtschaftlichen Angelegenheiten“ genannt. Die UnternehmerInnen erwarteten sich dabei vor allem Kostensenkungen bei den Energiepreisen, bessere Förderung von Alternativenergie und Energiesparmaßnahmen. Einer der Hauptgründe, weshalb Energieeinsparpotenziale nicht genutzt werden, ist mangelndes Wissen über die entsprechenden Möglichkeiten. Weitere Hemmnisse sind lange Amortisationszeiten der Investition, Zeitmangel und fehlendes Kapital.

Die Stadt Krems hat keine eigene Energieproduktion. Im Wirtschaftsbeirat der Stadt Krems, in dem die Leitbetriebe vertreten sind, wird die Suche nach konkreten Lösungen für höhere Energieeffizienz und regionale Versorgung ebenfalls thematisiert. Es bestehen also beste Voraussetzungen für die Konzepterstellung im Rahmen des Projektes, wie auch für eine nachfolgende Realisierung eines entwickelten Modellsystems.

Ein Konzept für die Realisierung von Effizienzsteigerungsmaßnahmen, des Substitutionspotenzials durch Ressourcen aus der Region und die Integration erneuerbarer Energieträger fehlt bislang. Dies wäre jedoch von besonderer Bedeutung, da der derzeitige Energiebedarf zum überwiegenden Teil durch importierte fossile Energieträger gedeckt wird.

1.2 **Schwerpunkte des Projektes**

Die Zielsetzung besteht in der Ausarbeitung eines konkreten Konzeptes für die Umsetzung von Effizienzsteigerungsmaßnahmen und die Integration erneuerbarer Energieträger in der Region Krems und Umland. Dementsprechend soll eine effiziente und nachhaltige Energieversorgung der beteiligten Industriebetriebe in der betrachteten Region sowie die bestmögliche Einbettung der industriellen Energieversorgung in die Energieversorgung der Region erreicht werden, weshalb auch die Gesamtenergiesituation der Region mitbetrachtet werden soll. Dabei sollen ein möglichst umfassender Einsatz erneuerbarer Energieträger und eine Nutzung von Abwärme erfolgen. Durch Zusammenführung relevanter Daten (Energiebedarf, Potenziale erneuerbarer Energieträger, Abwärmepotenzial, Umwandlungstechnologien, Kennzahlen, usw.) werden Korrelationen zwischen einzelnen Technologien und verfügbaren Energieträgern (bzw. zwischen einzelnen Technologien untereinander) aufgestellt. Hierbei sollen Technologiekombinationen erarbeitet werden, die einen möglichst hohen Einsatz erneuerbarer Energiequellen ermöglichen und eine hohe Effizienz mit sich bringen.

Für die identifizierten Potenziale an erneuerbaren Energieträgern werden mögliche Umwandlungstechnologien betrachtet. In Frage kommende Technologien sind Windenergieanlagen, Wasserkraftanlagen (auch Kleinwasserkraft), solarthermische Anlagen, Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, sowie Technologien zur Biomassenutzung (Wärmeerzeugung und KWK-Technologie). Weiters werden Technologien zur Nutzung von industrieller Abwärme untersucht. Es wird versucht, eine sinnvolle rohstoffaufbringungsseitige Einbindung regional verfügbarer Potenziale in die Energieversorgungsstruktur der Region darzustellen. Dies erfolgt unter Verwendung von statistischen und empirischen Daten, sowie Interviews mit aufbringungsseitigen AkteurInnen. Dabei wird darauf geachtet, die Potenziale möglichst effizient zu nutzen, aber auch die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes regenerativer Energieträger spielt dabei eine große Rolle.

Es wird neben der Ausarbeitung einer optimalen / effizienten Einbindung von regenerativen Energieträgern in die industrielle Energiestruktur auch eine Vernetzung der industriellen mit der regionalen Energiestruktur hergestellt. Energieabnahmeseitig werden vor allem die analysierten Industriebetriebe aber auch Haushalte, Gewerbebetriebe, öffentliche Einrichtungen, usw. eingebunden. Eine enge Zusammenarbeit mit abnahmeseitigen AkteurInnen sowie deren Befragung bezüglich Bedürfnissen bilden dabei eine wichtige Grundlage. Technisch mögliche sowie wirtschaftlich sinnvolle Einsatzmöglichkeiten von erneuerbaren Energieträgern sowie Effizienzsteigerungspotenziale werden dargestellt. Weiters werden Potenziale industrieller Abwärme aufgezeigt und deren Nutzungsmöglichkeiten im Bereich von Haushalten und Gewerbebetrieben analysiert.

Durch die detaillierte Untersuchung dieser ausgewählten Industriebetriebe sollen auch Rückschlüsse auf mögliche Effizienzsteigerungspotenziale und Integrationsmöglichkeiten erneuerbarer Energieträger für Betriebe mit ähnlichen Produktionstechnologien und Prozessen gezogen werden. Notwendige Rahmenbedingungen und entsprechende Fördermöglichkeiten für die Umsetzung – insbesondere für Maßnahmen mit einer langen Amortisationszeit - werden übersichtlich dargestellt.

1.3 Einordnung in das Programm

Für die Versorgung von Groß- und Mittelbetrieben der Industrie und Sachgüterproduktion mit Erneuerbarer Energie gibt es noch wenige gute Bestpractice-Beispiele in Österreich, insbesondere im Bereich von Stadt-Umland-Kooperationen. Das erarbeitete Modellsystem kann daher als Leuchtturmprojekt dienen. Eine direkte Übertragung der Projektergebnisse auf andere Regionen ist aufgrund der jeweils zu berücksichtigenden regionsspezifischen Rahmenbedingungen und ebenso spezifischen produktionstechnischen Prozesse in Unternehmen schwer möglich, doch die aktive Einbindung von führenden Leitbetrieben trägt wesentlich zur Sensibilisierung anderer Unternehmen für das Thema Erneuerbare Energie dar. Durch die detaillierte Untersuchung ausgewählter Industriebetriebe sollen zumindest Rückschlüsse auf mögliche Effizienzsteigerungspotenziale, zwischenbetriebliche Nutzung von Abfallströmen (wie Abwärme) und Integrationsmöglichkeiten erneuerbarer Energieträger für Betriebe mit ähnlichen Produktionstechnologien und Prozessen gezogen werden.

Die Durchführung der Analysen und die Ergebnisdarstellung gewährleisten die Nachvollziehbarkeit der Methodik und damit deren Übertragbarkeit für andere Regionen. Innerhalb der Region NÖ-Mitte wird durch intensive Informationsarbeit und Netzwerke der Grundstein für weitere Projekte gelegt.

1.4 Verwendete Methoden

Die verwendete Methode lässt sich in folgende miteinander verknüpfte Teilbereiche unterteilen:

- Recherche, Interviews, Befragungen: Erarbeitung der Datenbasis
- Bewertung und Analyse: Finden von Korrelationen zwischen einzelnen Technologien, Effizienzsteigerungsmöglichkeiten und verfügbaren Energieträgern sowie deren Umsetzungspfade
- Konzepterstellung
- Erarbeiten der Schlussfolgerungen: Ableiten anwendbarer Aussagen und Rahmenbedingungen

Nachfolgend werden die einzelnen Schritte näher erläutert.

1.4.1 Recherche, Interviews, Befragungen

Das innerhalb der in Abschnitt 2.1.3 definierten Systemgrenzen liegende Energiesystem wurde in Hinblick auf Energiebedarf, -effizienz und Energieaufbringung auf Systemebene sowie betrieblicher Ebene analysiert. Dabei wurde der Fokus auf die Endenergieträger Strom, Erdgas und Treibstoffe, sowie sonstige Energieträger (z. B. Heizöl, Kohle, Pellets, etc.) gerichtet. Die Datengrundlage bildeten hauptsächlich statistische Daten und Daten von Energieversorgern und Netzbetreibern.

Zur Erstellung der Datenbasis wurden Recherchen, Interviews und Befragungen durchgeführt. Als Bezugjahr wurde 2006 herangezogen. Die verfügbare Literatur (statistische und empirische Daten) sowie reale Daten, die mit Hilfe der Projektpartner (Energieversorger, Netzbetreiber, Industriebetriebe, Energiedienstleistungsunternehmen) und Experteninterviews im Rahmen von Interviews und Befragungen erhoben werden, bilden die Grundlage.

In diesem Zusammenhang werden sämtliche relevante Daten zum Energiebedarf (Strom, Erdgas, Treibstoffe, sonstige Energieträger zur Wärmebereitstellung) der Industriebetriebe, Haushalte, Gewerbebetriebe, usw. zum Potenzial regional verfügbarer, regenerativer Energieträger (Biomasse, Wasserkraft, Windkraft, Solarenergie, Umgebungswärme), sowie zum Potenzial industrieller Abwärme erhoben. Ebenso wurden Umwandlungstechnologien und daraus resultierende Nutzungswege für den Einsatz erneuerbarer Energieträger bzw. einen möglichen zukünftigen Energiemix der Region recherchiert.

Nachfolgend wird die Methodik zur Erhebung des Energiebedarfes im Detail behandelt.

1.4.1.1 Erhebung des Energiebedarfes und der Eigenerzeugung

1.4.1.1.1 Strom

Die Jahresenergiesummen wurden vom regionalen Energieversorger in Form von Realdaten zur Verfügung gestellt. Die Aufteilung des Verbrauchs erfolgte auf die Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie. Für die Erstellung der Haushalts- und Gewerbelastgänge wurden Normlastprofile verwendet [VDEW, 2009]. Hierbei wurden die unterschiedlichen Wochentage (Samstag, Sonntag und Werktag) hinsichtlich des Einflusses der Außentemperatur in 3 Kategorien dargestellt (Winter, Sommer und Übergangszeit). Die Industrielastgänge wurden auf Basis von Realdaten der untersuchten Betriebe gebildet.

Weiters wurde der spezifische Lastgang der Region einer jeden 3. Woche eines Jahresquartals dem korrespondierenden österreichischen Lastgang des Jahres 2006 gegenübergestellt [E-Control, 2006a].

1.4.1.1.2 Erdgas

Die Jahresenergiesummen für die Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie wurden vom regionalen Energieversorger in Form von Realdaten zur Verfügung gestellt.

Für die Berechnung des Haushaltslastganges wurde unter Berücksichtigung der vorherrschenden Temperaturzone (5, St.Pölten) und des Referenzjahres eine Normlastprofilkurve für Einfamilienhäuser [AGCS, 2009] herangezogen. Beim Erdgaslastgang für Gewerbe und Industrie wurden reale Lastgänge von beteiligten Firmen ausgewertet und auf den tatsächlichen Jahresgesamtverbrauch hochgerechnet. Weiters wurde der spezifische Lastgang der Region einer jeden 3. Woche eines Jahresquartals dem korrespondierenden österreichischen Lastgang des Jahres 2006 gegenübergestellt [E-Control, 2006a].

1.4.1.1.3 Wärme

Für die Ermittlung des Wärmebedarfs der Region wurde der Energiekataster des Landes NÖ [AdNÖLandesreg, 2009] auf Gemeindeebene herangezogen. Hierbei wurden folgende Energiequellen miteinbezogen:

- Steinkohle
- Braunkohlebrikett
- Koks
- Brennholz
- Hackschnitzel
- Biomassebrikett
- Heizöl extra leicht
- Heizöl leicht
- Flüssiggas
- Erdgas
- Wärmepumpe
- Solarkollektoren
- Fernwärme

Der Niedrigtemperaturwärmelastgang für Haushalte und Gewerbe wurde anhand eines Normlastprofils unter besonderer Berücksichtigung des Gaslastganges auf Basis dieser Energiequellen erstellt.

Zur Berechnung des spezifischen Heizwärmebedarfs wurde die Wohnnutzfläche statistisch erhoben [Statistik Austria 2009] und der Niedrigtemperaturwärmebedarf der Haushalte durch diesen dividiert.

1.4.1.1.4 Treibstoffe

Die Bestimmung des Treibstoffbedarfes der Region erfolgte auf Basis von Statistikdaten, wobei der Mineralölproduktenverbrauch des Bundeslandes Niederösterreich [WKO, 2007] mit dem KFZ-Bestand [AdNÖLandesreg, 2008] und der Bevölkerung der betreffenden Region [AdNÖLandesreg, 2007] ermittelt wurde. Schließlich erfolgte eine Aufteilung des Verbrauches auf Monatsebene sowie nach dem biogenen Dieseldieselkraftstoffanteil über Durchschnittsdaten [BMWfJ, 2008]:

- Zu Beginn wurde der Kraftstoffverbrauch des Landes Niederösterreich anhand des KFZ - Bestandes auf die Bezirke des Untersuchungsgebietes umgelegt.
- Um den Kraftstoffverbrauch den Gemeinden zuzuordnen, wurden die Bevölkerungszahlen herangezogen. Die Summe über die Verbrauchsdaten der Gemeinden ergibt den Verbrauch an Otto- und Dieseldieselkraftstoffen im Untersuchungsgebiet.
- In einem weiteren Schritt dienten Daten der Entwicklung der dem Marktverbrauch zugeführten Erdölprodukte im Monats- und Vorjahresvergleich dazu, einen Jahresgang des Kraftstoffverbrauches auf Monatsbasis zu erstellen. Die Verbrauchsdaten des Untersuchungsgebietes wurden anhand der Monatsverteilung des österreichweiten Verbrauches auf monatlichen Verbrauch umgelegt.

- Weiters wurde eine Unterteilung des Dieselmotorkraftstoffes in „Dieselmotorkraftstoff ohne Anteil an biogenem Kraftstoff“, „Dieselmotorkraftstoff mit beigemengtem biogenem Kraftstoff“ und „100% reiner biogener Kraftstoff“, ebenfalls anhand der Daten der Entwicklung der dem Marktverbrauch zugeführten Erdölprodukte im Monats- und Vorjahresvergleich, durchgeführt.

1.4.1.1.5 Sonstige Energieträger

Die Erhebung des Bedarfes an sonstigen Energieträgern (Jahressummen) erfolgte auf Basis des niederösterreichischen Energiekatasters [AdNÖLandesreg, 2009]. Folgende Energieträger wurden dabei ermittelt:

- Steinkohle
- Braunkohlebrikett
- Koks
- Biomasse
- Biomassebrikett
- Heizöl extra leicht
- Heizöl leicht
- Flüssiggas
- Heizöl schwer (für Prozesswärme eingesetzt)
- Braunkohle (für Prozesswärme eingesetzt)

1.4.1.1.6 Fernwärme

Die Erhebung des aktuellen Fernwärmebedarfes (Jahressumme) erfolgte auf Basis des niederösterreichischen Energiekatasters [AdNÖLandesreg, 2009].

1.4.1.2 Erhebung der Eigenerzeugungskapazitäten

Ebenfalls berücksichtigt wurden die Eigenerzeugungskapazitäten der Region. Bei der Erhebung und Darstellung der Erzeugungsstruktur und der Art der Energiebereitstellung wurden auch bereits auf Basis regenerativer Energieträger umgestellte Energieanwendungen herausgearbeitet. In diesem Zusammenhang wurden diverse statistische Erhebungen [AdNÖLandesreg, 2009; eHYD, 2009; BH Krems-Land, 2009; BH St. Pölten, 2009; BH Tulln, 2009; Magistrat Krems, 2009] sowie eigene Recherchen und Berechnungen durchgeführt.

1.4.1.3 Erhebung des CO₂ – Ausstoßes

Die CO₂-Emissionen der analysierten Region wurden abgeschätzt, um in der Folge ein durch das im Konzept erarbeitete Umstellungsszenario erreichbare Emissionsminderungspotenzial darzustellen. In diesem Zusammenhang wurden die CO₂-Emissionen sowohl für die Ist-Situation, als auch für das Szenario errechnet.

Die CO₂-Emissionen der Region wurden anhand des Umfanges der eingesetzten Endenergieträger und der Emissionsfaktoren [BAFU, 2006; Umweltbundesamt, 2003; Umweltbundesamt, 2007; TU Graz, 2009; BMU, 2004], bezogen auf den Brennstoffeinsatz bzw. Kraftstoffeinsatz, berechnet. Als CO₂-relevant werden auch jene Emissionen bezeichnet, welche für die Energiebereitstellung der Region in direkter Verbindung stehen. Dies bedeutet, dass auch Emissionen hinzugerechnet werden, welche

außerhalb der Systemgrenzen generiert werden, jedoch die dabei erzeugte Energie in die Region geliefert wird (z. B. Strom).

1.4.1.4 Erhebung des Potenzials regional verfügbarer Energieträger

1.4.1.4.1 Festlegung des energieträger-spezifischen Erhebungsgebietes

Für die Erhebung der regional verfügbaren Energieträgerpotenziale war es in einem ersten Schritt notwendig, das Erhebungsgebiet für den jeweiligen Energieträger zu definieren, da eine Zuordnung für bestimmte Energieträger auf eine bestimmte Systemgrenze nicht unbedingt sinnvoll ist (z. B. Wind- und Wasserkraft). Aus diesem Grund wurde für die jeweiligen Energieträger analysiert und bewertet, welche System- bzw. Erhebungsgrenze als sinnvoll erachtet wird.

1.4.1.4.2 Windkraft

Die Ermittlung des Potenzials an Windkraft erfolgt sowohl für Groß- als auch Hauswindkraftanlagen. Für die Identifikation geeigneter Standorte wurden zahlreiche Untersuchungen durchgeführt, da in Zusammenhang mit der Potenzialermittlung

- technische,
- wirtschaftliche und
- rechtliche

Aspekte eine wichtige Rolle spielen.

Ermittlung des technisch nutzbaren Potenzials

Für die Ermittlung des technischen Potenzials wurde aufbauend auf Windmessstellen eine Karte über durchschnittliche Windgeschwindigkeiten herangezogen. Für Detailerhebungen wurden in weiterer Folge die Windgeschwindigkeiten auf 10-Minutenbasis und deren Häufigkeitsverteilung an drei unterschiedlichen repräsentativen Standorten der Region des Jahres 2006 erhoben (Langenlois, Krems und Jauerling) [ZAMG, 2009], welche auf Bodennähe erfasst wurden. Sonstige relevante technische Einflussfaktoren (Netzanbindung, Zuwegung, etc.) wurden nicht berücksichtigt, da diese Bestandteile konkreter Machbarkeitsstudien sind.

Die auf Bodenniveau erfassten Messwerte wurden in einem weiteren Schritt auf die entsprechende Nabenhöhe von Groß- als auch Haushaltswindkraftanlagen skaliert.

Weiters wurde für die Feststellung des Potenzials an Hauswindkraftanlagen ein repräsentativer Standort (Langenlois) einer näheren Untersuchung unterzogen. In diesem Zusammenhang wurde die auf Nabenhöhe der Hauswindkraftanlagen skalierte Windgeschwindigkeit für die Berechnung des Stromertrages von drei unterschiedlichen Anlagentypen herangezogen. Dabei wurden ausgewählte Anlagendaten sowie ein gemittelter Leistungsverlauf dieser drei Anlagen ermittelt, welcher für diese Region repräsentativ ist. In weiterer Folge konnte der Jahresstromertrag berechnet werden.

Ermittlung des wirtschaftlich nutzbaren Potenzials

Die Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit erfolgt durch das Gegenüberstellen von Jahresstromertrag und Investitionskosten.

Ermittlung des rechtlich nutzbaren Potenzials

Für die Ermittlung des rechtlich nutzbaren Potenzials wurden folgende Faktoren berücksichtigt:

- Mindestleistungsdichte und Eignungszonen
 - o Die laut niederösterreichischem Raumordnungsgesetz [NÖ ROG, 1976] geforderte Mindestleistungsdichte für Großwindkraftanlagen (220 W/m^2 in 70 m Höhe: entspricht bei einer Luftdichte von $1,2 \text{ kg/m}^3$ einer Windgeschwindigkeit von ca. $7,2 \text{ m/s}$) wurde durch Skalierung der Messwerte der Bodenmessstellen errechnet.
- Mindestabstände zu Siedlungen
 - o Die Mindestabstände zu Siedlungen wurden anhand von GIS-Anwendungen identifiziert.
- Natur- und Landschaftsschutz
 - o Weiters wurden sensible Gebiete innerhalb des Untersuchungsgebietes erhoben, welche eine potenzielle Einschränkung des Windkraftpotenzials mit sich bringen können.

1.4.1.4.3 Wasserkraft

Erhebung der Istsituation

Im Rahmen der Wasserkraftpotenzialanalyse wurden für die Erhebung der Ist-Situation alle relevanten Oberflächengewässer im Beobachtungsgebiet betrachtet. In die Erhebung wurden folgende relevanten Oberflächengewässer einbezogen:

- Donau (langjähriges Jahresmittel im Erhebungsgebiet: 1.871,41 m³/s),
- Spitzbach (0,15 m³/s),
- Fladnitz (0,39 m³/s),
- Traisen (14,94 m³/s),
- Kamp (8,76 m³/s),
- Mühlkamp (2,63 m³/s),
- Krems (1,76 m³/s).

Anhand dieser Oberflächengewässer erfolgte eine Identifikation des Abflusses [eHYD, 2009], wobei eine Mittelung des Tagesabfluss über die verfügbaren Jahre erfolgt ist.

Im nächsten Schritt wurden sämtliche bestehenden und aufgelassenen Wasserkraftwerke im Erhebungsgebiet identifiziert [BH Krems-Land, 2009; BH St. Pölten, 2009; BH Tulln, 2009; Magistrat Krems, 2009]. In diesem Zusammenhang wurden die für die Istsituationserhebung relevanten Parameter herangezogen bzw. teilweise errechnet (Kraftwerkstyp, Ausbauwassermenge, Fallhöhe, Schluckvermögen, Leistung, Turbine).

Auf Basis des max. Schluckvermögens, der entsprechenden Fallhöhe, der notwendigen Restwassermenge, des Wirkungsgrades sowie einer Berücksichtigung von 8.000 Betriebsstunden pro Jahr wurde das Regelarbeitsvermögen auf Tages- und Jahresebene für die einbezogenen Gewässer berechnet.

Durch Kumulation wurde der jeweilige Ertrag der Kraftwerke, Gewässer sowie der Energieregion erhoben.

Erhebung des Wasserkraftpotenzials

Für die Erhebung des Wasserkraftpotenzials wurde die Abflussganglinie der jeweiligen Gewässer analysiert, damit ein entsprechendes Höhenpotenzial zwischen bestehenden Kraftwerken identifiziert werden konnte. In einem nächsten Schritt wurde analysiert, ob es aus rechtlichen und ökologischen Gründen an diesen Standorten möglich ist, entsprechende Wasserkraftwerke zu errichten. Dabei wurde zum einen Rücksprache mit den jeweiligen Behörden gehalten, und zum anderen rechtliche Einschränkungen, z. B. durch Naturschutzgebiete oder Weltkulturerbestätten, erhoben. Auch wurde anhand von Rücksprachen mit den Behörden erhoben, ob zukünftig Wasserkraftrückbauten bzw. -auflassungen zu erwarten sind (aufgrund wasserbaulicher und –rechtlicher Einflüsse, Stichwort: EU-Wasserrahmenrichtlinie). Schließlich wurde bei den bestehenden Kraftwerken eine Effizienzsteigerung

bzw. Wirkungsgradsteigerung berücksichtigt. Auf Basis der identifizierten Rahmenbedingungen und der erhobenen durchschnittlichen Tagesmittelwerte wurde schließlich das Wasserkraftpotenzial erhoben.

1.4.1.4.4 Solarenergie

Erhebung der Ist-Situation

Die Erhebung des Einsatzes an Solarthermie und Photovoltaik (Jahressummen) erfolgte auf Basis des niederösterreichischen Energiekatasters [AdNÖLandesreg, 2009].

Erhebung des Solarpotenzials

In einem ersten Schritt wurden Freiflächen identifiziert, welche für eine Solarenergienutzung in Frage kommen. Damit keine Konkurrenzbeziehung zu anderen Energieträgern entsteht, wurde das Flächenpotenzial rein auf Dachflächen beschränkt, wobei Fassadenflächen für ein mittelfristiges Szenario nicht berücksichtigt wurden. Die Recherche der bebauten Gebäudegrundstücksfläche erfolgte anhand der Digitalen Katastermappe [NÖGIS, 2006].

Da es aus verschiedenen technischen Gründen nicht möglich ist, das gesamte Flächenpotenzial für eine Solarnutzung heranzuziehen (Dachfenster, Gaupen, Dachkonstruktion ungeeignet, statische Gründe, etc.), kommen durchschnittlich nur 80 % der verfügbaren Dachfläche für eine Solarenergienutzung in Frage [Antony, 2005]. Aufgrund wirtschaftlicher, rechtlicher und sonstiger Rahmenbedingungen (Wärmeverteiler- bzw. Stromnetzanbindung nicht möglich, zu hohe Kosten, Benutzerverhalten, etc.) reduziert sich davon dieses Potenzial weiter auf ca. ein Drittel.

Die betrachteten Gebäude wurden hinsichtlich ihrer Ausrichtung (süd-, südost-, südwest-, ost- und westorientiert) und Dachneigung (25°, 30°, 35°, 45°) in 20 Kategorien bezüglich deren Wirkungsgrade unterteilt. Nord-, nordwest- und nordostseitig ausgerichtete Dachflächen wurden aufgrund des unwirtschaftlichen Einsatzes von Solaranlagen von der nutzbaren Dachfläche abgezogen. Auf Flachdächern wurde angenommen, dass dort aufgeständerte Solaranlagen eingesetzt werden.

In einem nächsten Schritt wurde die jährliche und tägliche Globalstrahlung im Erhebungsgebiet identifiziert. Dabei wurden Messdaten von drei für die Region repräsentativen Standorten (Langenlois, Krems und Jauerling) [ZAMG, 2009] herangezogen und langjährig gemittelt. Da diese Messstellen jedoch ständig unverschattet sind und das Erhebungsgebiet sich durch einen erheblichen Anteil an natürlicher (durch die Topografie) und künstlicher (durch Gebäude) Verschattung charakterisiert, wurde ein Verschattungsgrad von 10 % angenommen. Für die Berechnung des Solarpotenzials wurde der Jahresgang der Solareinstrahlung harmonisiert.

Weiters erfolgte eine detaillierte Untersuchung der regionalen, globalen Sonneneinstrahlung für die Monate Jänner, Mai und August, welche als Grundlage für die Erstellung der Business Pläne herangezogen wurden.

Die Erhebung des Solarpotenzials erfolgte unter der Annahme, dass der jeweilige photoelektrische und solarthermische Solarertrag zu mindest für einen Tag gespeichert werden kann (z. B. durch Boiler oder

Batterien bzw. das Stromnetz). Auf Basis der erwähnten Rahmenbedingungen und Einflussparameter erfolgte nun eine Berechnung des jeweiligen Maximalpotenzials für Solarthermie und Photovoltaik.

1.4.1.4.5 Biomasse

Erhebung der Ist-Situation

Die Erhebung des Einsatzes an Biomasse (Jahressummen) erfolgte auf Basis des niederösterreichischen Energiekatasters [AdNÖLandesreg, 2009] auf Gemeindeebene. Biomasse umfasst in diesem Zusammenhang sämtliche holzartigen Verbindungen, wie z. B. Stückholz, Hackgut, Brickets/Pellets, etc. Die Erhebung erfolgte auf Endenergiebasis, wodurch Biomasse für den Fernwärme- und Kraftwerkseinsatz nicht berücksichtigt wurde.

Erhebung des Biomassepotenzials

Für die Erhebung des Biomassepotenzials wurde zum einen der niederösterreichische Energiekatasters [AdNÖLandesreg, 2009] herangezogen und zum anderen das Potenzial durch diverse Ergänzungen erweitert, welche nicht nur auf rein holzartiger / forstwirtschaftlicher Biomasse basieren.

Demnach wird das regionale Biomassepotenzial aus folgenden Bestandteilen zusammengesetzt:

- Energieholz
- Maisstroh
- Getreidestroh
- Weinschnitt
- Rinder- und Schweinegülle
- Grünschnitt
- Biomüll

Nachfolgend werden die jeweiligen Erhebungen der Biomasseenergieträger näher erläutert.

Energieholz

Das Potenzial an Energieholz wurde anhand des niederösterreichischen Energiekatasters [AdNÖLandesreg, 2009] ermittelt, wobei angenommen wurde, dass von diesem Potenzial 90 % realistisch nutzbar sind. Für die Berechnung der Endenergie (Verbrennung im Kessel für Holzbrennstoffe) wurde ein harmonisierter Wirkungsgrad von 86 % herangezogen [Europäische Kommission, 2006].

Maisstroh

Den Berechnungen liegen Flächendaten des landwirtschaftlichen Förderprogramms und statistische Ernteerhebungen aus dem Jahr 2006 [LWK, 2006] auf Gemeindeebene zugrunde. Der Hektarertrag an Maisstroh beträgt in der Region 9 t. Bei einem Wassergehalt von 50 % beträgt der Heizwert 7 MJ/kg_{FS} [Kaltschmitt, 2001]. Als nutzbares Potenzial wurden 80 % angenommen. Der harmonisierte Wirkungsgrad für die Berechnung der Endenergiemenge beträgt 86 % [Europäische Kommission, 2006].

Unter Berücksichtigung des Flächenpotenzials, der nutzbaren Erntemenge, des Energiegehaltes und des Wirkungsgrades erfolgte nun die Berechnung des Maisstrohpotenzials.

Getreidestroh

Der Erhebung des energetischen Getreidestrohpotenzials liegen Ernteerhebungen des niederösterreichischen Energiekatasters [AdNÖLandesreg, 2009] aus dem Jahr 2006 auf Gemeindeebene zugrunde. Ein nutzbares Potenzial ist laut Kataster nur dann gegeben, wenn in einer Gemeinde jährlich mehr als 500 t an Trockensubstanz anfallen und der Tierbesatz geringer als 2 Großvieheinheiten je ha ist. Von diesem Potenzial sind maximal 50 % energetisch nutzbar (der Rest wird der landwirtschaftlichen Produktion zugeordnet). Dabei wurden ein Wassergehalt von 15 % und ein dadurch korrespondierender Heizwert von 14,4 MJ/kg_{FS} herangezogen [Emde, 2005]. Weiters wurden davon als realistisch nutzbares Potenzial 80 % angenommen. Der harmonisierte Wirkungsgrad für die Berechnung der Endenergiemenge (Verbrennung im Kessel für Holzbrennstoffe) beträgt wiederum 86 % [Europäische Kommission, 2006]. Unter Berücksichtigung der nutzbaren Erntemengen, des Energiegehaltes und des Wirkungsgrades erfolgte nun die Berechnung des energetischen Getreidestrohpotenzials.

Weinschnitt

Für die Erhebung des energetischen Weinschnittpotenzials wurde die Weingartenfläche des Erhebungsgebietes erhoben [LWK, 2006]. Der Weinschnittanfall wird gehackt und beträgt durchschnittlich pro Hektar 5-7 srm³ (vergleichbar mit G50-Hackgut), wobei davon 40 % auf der Weinfläche zurück bleiben. Weinschnitt-Hackgut weist eine durchschnittliche Dichte von 200 kg/srm auf. Bei einem Wassergehalt von 50 % beträgt der Heizwert 7,78 MJ/kg_{FS} [Teufl, 2009]. Der harmonisierte Wirkungsgrad für die Berechnung der Endenergiemenge beträgt 86 % [Europäische Kommission, 2006]. Unter Berücksichtigung der nutzbaren Weinschnittmenge, des Energiegehaltes und des Wirkungsgrades erfolgte nun die Berechnung des energetischen Weinschnittpotenzials.

Biogas aus Rinder- und Schweinegülle

Bei der Erhebung des Biogaspotenzials aus Gülle wurden die Rinder- und Schweinebestände (Großvieheinheiten: GVE) auf Gemeindeebene herangezogen [LWK, 2006], da andere Nutztiere vernachlässigbar geringe Mengen liefern [Kranzl, 2008]. Pro Rinder-GVE entstehen täglich durchschnittlich 1,4 Nm³ Biogas und pro Schweine-GVE entstehen täglich 1,2 Nm³ [Austrian Energy Agency, 2009]. Der Energieinhalt von Biogas aus Tiergülle beträgt 21 MJ/Nm³ [Murphy, 2003].

Der gesamte Gülleanfall kann realistischerweise nicht verwertet werden. Ein Teil der Rinder wird im Sommerhalbjahr in Weidewirtschaft gehalten. Bei sehr kleinen Betrieben sind Exkrementen nicht technisch nutzbar. Hinzu kommt noch der notwendige Prozessenergiebedarf einer Biogasanlage. Dadurch verringert sich das effektiv nutzbare Aufkommen an organischen Stoffen aus der Rinderhaltung auf ca. 70 %. Die Verfügbarkeit der Exkrementen bei Schweinen liegt etwas höher (ca. 90 %), da Schweine meist ganzjährig im Stall gehalten werden [Austrian Energy Agency, 2009].

Ausgehend vom Rinder- und Schweinebesatz, dem durchschnittlichen Biogasertrag je Tierart, dem Energieinhalt, der Verfügbarkeit sowie des Wirkungsgrades wurde das realisierbare energetische Jahresbiogaspotenzial auf Gemeinde- und Systemebene errechnet.

Biogas aus Biomüll

Zur Ermittlung des Biogaspotenzials aus Biomüll wurden die Daten (2006) der Biomüllsammlung (Biotonne ohne Grünschnitt) der Abfallwirtschaftsverbände (Gemeindeverband für Abgabeneinhebung und Umweltschutz im Bezirk Krems für die einzelnen Gemeinden sowie des Abfallverbandes der Stadt Krems) herangezogen. Da nicht alle im Rahmen des vorliegenden Projekts betrachteten Gemeinden Mitglieder im o.a. Abfallwirtschaftsverband sind, wurde die Bioabfallmenge des gesamten Projektgebiets bzw. der einzelnen fehlenden Gemeinden auf Basis der Anzahl der Haushalte hochgerechnet. Zur Abschätzung der erzielbaren Biogasmengen wurden als Grundlage Daten der ARGE.Biogas.Standard.Tulln herangezogen. [Standardbewertung und Standardsuche für eine Biogasanlage, Oktober 2009] Die derart ermittelten Biogasmengen wurden mit einem unteren Heizwert von 8,9 kWh/Bm³ Methan bewertet [interne Daten].

Biogas aus Grünschnitt

Das Biogaspotenzial aus Grünschnitt wurde völlig analog dem Biogaspotenzial aus Biomüll ermittelt.

1.4.1.4.6 Brennbare Abfälle, Altspeiseöle, Fette

Im Kraftwerk Dürnrohr wird als Brennstoff auch Rest- und Sperrmüll eingesetzt. (H_U von Restmüll 9000 kJ/kg, H_U von Sperrmüll 14700 kJ/kg). Zur Ermittlung des energetischen Potenzials aus Abfällen wurden daher die Daten der Restmüll- bzw. Sperrmüllsammlung der Abfallwirtschaftsverbände (Gemeindeverband für Abgabeneinhebung und Umweltschutz im Bezirk Krems für die einzelnen Gemeinden, sowie des Abfallverbandes der Stadt Krems) herangezogen. Da nicht alle im Rahmen des vorliegenden Projekts betrachteten Gemeinden im o.a. Abfallwirtschaftsverband sind, wurden die Restmüll- und Sperrmüllmengen des gesamten Projektgebiets auf Basis der Anzahl der Haushalte hochgerechnet.

Das Potenzial aus Altspeiseölen und Fetten konnte nicht erhoben werden, da nur Daten für die Entsorgung von Haushalten der o.a. Verbände verfügbar sind. Die weitaus größeren Mengen, die aus dem gewerblichen Bereich stammen, können nicht identifiziert werden, da diese an unterschiedliche Entsorger weitergegeben werden.

1.4.1.4.7 Umgebungswärme

Erhebung der Ist-Situation

Die Erhebung des Jahreseinsatzes an Umgebungswärme (durch Wärmepumpen nutzbar) erfolgte auf Basis des niederösterreichischen Energiekatasters [AdNÖLandesreg, 2009].

Erhebung des Umgebungswärme bzw. Wärmepumpenpotenzials

Für die Erhebung des Potenzials an Umgebungswärme muss eine Einschränkung erfolgen, da aus technischer Hinsicht der (Niedrigtemperatur)Wärmebedarf vollständig mit Wärmepumpenanwendungen

abgedeckt werden könnte. Das Potenzial an Umgebungswärme wird daher durch eine wirtschaftliche Betrachtungsweise eingeschränkt. Der Anwendung zur Abdeckung von Hochtemperatur- bzw. Prozesswärme in Industrie- und Gewerbebetrieben wird kein signifikantes Potenzial zugeschrieben, da mögliche Anwendungen in der Industrie spezifisch zu untersuchen sind. Aus diesem Grund wird das Potenzial auf die Niedrigtemperaturwärmebereitstellung im Haushaltsbereich beschränkt.

Das mittelfristige Potenzial an Wärmepumpenanwendungen wird sich proportional zum Ausbau des Niedrigenergiestandards im Gebäudebereich entwickeln, da ein sinnvoller Wärmepumpeneinsatz nur in Kombination mit einem Niedrigenergiegebäude gegeben ist. Das Potenzial an Wärmepumpen zur Raumheizung wird jener Energiemenge gleichgestellt, die für 10 % der aktuellen Wohnnutzungsfläche unter Berücksichtigung des Niedrigenergiestandards notwendig ist. Der Niedrigenergiestandard definiert sich durch einen Heizwärmebedarf von 50 kWh/(m²*a). Das Potenzial der Wärmepumpen zur Gebrauchwasserbereitstellung definiert sich durch die Annahme, dass 10 % aller Wohnungen mit Warmwasser-Wärmepumpen ausgestattet werden.

In einem ersten Schritt wurde die aktuelle Wohnungsanzahl sowie Wohnnutzungsfläche auf Gemeindeebene ermittelt [Statistik Austria, 2009]. Die Wohnungsanzahl je Gemeinde wurde hierbei mit der durchschnittlichen Wohnungsgröße der jeweiligen Gemeinde multipliziert und die einzelnen Wohnungsflächen der Gemeinden kumuliert. Unter Berücksichtigung der jeweiligen Wohnungsfläche sowie der Wohnungsanzahl erfolgt nun die Ermittlung des Wärmepumpenpotenzials.

In einem weiteren Schritt wurde die aktuelle mittlere Arbeitszahl sowohl für Brauchwasser- (2,4) als auch für Heizungs-Wärmepumpen (3,6) ermittelt [Biermayr, 2008]. Anhand dieser wurde die notwendige elektrische Jahresarbeit berechnet.

1.4.1.4.8 Fernwärme

Erhebung der Ist-Situation

Die Erhebung des Jahreseinsatzes an Fernwärme erfolgte auf Basis des niederösterreichischen Energiekatasters [AdNÖLandesreg, 2009].

Erhebung des Fernwärmepotenzials

Im Zuge der vorliegenden Studie ist ein wesentliches Ziel die Erhebung der regional aktivierbaren regenerativen Energieträger. Fernwärme stellt einen Endenergieträgerimport aus nichtregenerativen Quellen in das Untersuchungsgebiet dar. Dementsprechend wurde keine Erhebung des Fernwärmepotenzials durchgeführt, da dies dem Ziel einer regenerativen, regionalen Versorgung zuwiderlaufen würde.

1.4.1.4.9 Abwärme

Der mögliche Einsatz industrieller Abwärme für Niedertemperaturwärme in privaten Haushalten, Gewerbebetrieben, öffentlichen Einrichtungen usw. wurde auf Basis des identifizierten Abwärmepotenzials und statistischer Verbrauchsdaten ermittelt. Hierbei wurde der Fokus v. A. auf Temperatur- und Druckniveaus und prozessbedingte Lastgänge gelegt.

Momentan wird Abwärme in den untersuchten Betrieben nur innerhalb der Prozesse genutzt. Am Projekt sind zwei metallverarbeitende Betriebe (Schmiede, Oberflächenbearbeitung) sowie ein

Unternehmen der chemischen Industrie beteiligt. Mit den vorhandenen Daten der Firmen wurden spezifische Lastgänge und, so fern mit den vorhandenen Daten möglich, Jahresganglinien erstellt. Dazu wurden in Einzelgesprächen mit den Firmen zuerst die benötigten Daten erhoben und aufbereitet, und dann in Hinblick auf Wärmelieferung und –verbrauch, sowie eine mögliche Abwärmenutzung ausgewertet. Bei einem Projekttreffen vor Ort am Firmengelände des Chemiebetriebes wurden notwendige Randbedingungen für eine mögliche Nutzung der vorhandenen Abwärme des Chemiebetriebes durch den in unmittelbarer Nähe gelegenen metallverarbeitenden Betrieb definiert. Schließlich wurde noch die Möglichkeit einer Abwärmenutzung einer Asphaltmischanlage betrachtet.

1.4.1.5 Erhebung des Effizienzsteigerungspotenzials

1.4.1.5.1 Strom

Zur Untersuchung der Effizienzsteigerungspotenziale für den Strombedarf sind keine aktuellen Arbeiten in der betrachteten Region vorhanden. Eine genaue Untersuchung dieser Potenziale durch entsprechende Befragungen der Nutzer war im Projekt nicht vorgesehen, weshalb in diesem Fall nur auf allgemeine Aussagen aus der recherchierten Literatur zurück gegriffen werden kann. Bei der Untersuchung der beteiligten Unternehmen wurde auf Basis der Energiemanagement-Empfehlungen von klima:aktiv (Austrian Energy Agency und Lebensministerium) Erfassungsbögen in Excel ausgearbeitet, die von den Betrieben aus zu füllen waren.

1.4.1.5.2 Erdgas

Zur Untersuchung der Effizienzsteigerungspotenziale für den Erdgaseinsatz sind keine aktuellen Arbeiten in der betrachteten Region vorhanden. Eine genaue Untersuchung dieser Potenziale durch entsprechende Befragungen der Nutzer war im Projekt nicht vorgesehen. Für den Haushaltseinsatz gilt auf Grund der Hauptanwendung für Warmwasser und Heizung die in Abschnitt 1.4.1.5.4 beschriebene Vorgangsweise. Für Gewerbe und Industrie wären für eine genaue Analyse spezifische Untersuchungen erforderlich, weshalb in diesem Fall nur auf allgemeine Aussagen aus der recherchierten Literatur zurück gegriffen werden kann. Bei der Untersuchung der beteiligten Unternehmen wurde auf Basis der Energiemanagement-Empfehlungen von klima:aktiv (Austrian Energy Agency und Lebensministerium) Erfassungsbögen in Excel ausgearbeitet, die von den Betrieben aus zu füllen waren.

1.4.1.5.3 Treibstoffe

Zur Untersuchung der Effizienzsteigerungspotenziale für den Treibstoffbedarf sind keine aktuellen Arbeiten in der betrachteten Region vorhanden. Eine genaue Untersuchung dieser Potenziale durch entsprechende Befragungen der Nutzer war im Projekt nicht vorgesehen, weshalb in diesem Fall nur auf allgemeine Aussagen aus der recherchierten Literatur zurück gegriffen werden kann.

1.4.1.5.4 Wärme

Im Wärmebereich wurde das Effizienzsteigerungspotenzial im Niedrigtemperaturwärmebereich erhoben. Zum einen wird hier ein mittelfristiges Effizienzsteigerungspotenzial durch das Erreichen des Niedrigenergiestandards von Neubauten identifiziert (siehe Abschnitt 1.4.1.4.7). Zum anderen kann

mittelfristig ein Potenzial durch Gebäudesanierung des Altbestandes erreicht werden. Unter Berücksichtigung einer jährlichen Sanierungsrate von 1,5 %, eines mittelfristigen Betrachtungszeitraumes von 20 Jahren und eines neuen Heizwärmebedarfes von 70 kWh/(m²a) erfolgte die Bestimmung des Effizienzsteigerungspotenzials durch Gebäudesanierung.

Weiters wurde durch einen Korrekturwert berücksichtigt, dass nicht alle Altbauten gleich direkt mit Neubauten substituiert werden und nicht alle Gebäudesanierungen einen spezifischen Heizwärmebedarf von 70 kWh/(m²a) erreichen.

1.4.1.6 Erhebung und Analyse ausgewählter Betriebe der Industrieregion Krems

Ausgewählte Betriebe der Region Krems und Umland wurden unter deren Mithilfe auf ihren Energiebedarf und ihre Verbrauchsstruktur hin analysiert. Dabei wurde der Fokus auf die Endenergieträger Strom, Erdgas, Treibstoffe und andere Energieträger zur Wärmebereitstellung gerichtet. Für diese Analyse wurden Verbrauchsaufzeichnungen, die von den Betrieben in verwertbarer Form als Teil ihrer Eigenleistungen zur Verfügung gestellt wurden sowie Daten von Energieversorgern und Netzbetreibern verwendet.

Lastcharakteristiken (Jahresganglinien) des Bedarfs an Endenergieträgern wurden erstellt und bildeten die Grundlage der Erstellung eines Umstellungsszenarios in Richtung einer erneuerbaren Energieversorgung. Dabei wurden die realen Daten gesammelt, um die Eigencharakteristik des Bedarfs der dort ansässigen Industriebetriebe aufzuzeigen. Die ausgewählten Betriebe wurden durch die Analyse der industriellen Prozesse auf deren Wärmebedarf und auf mögliche Abwärmepotenziale hin untersucht. Die Verbrauchsstrukturen der Industriebetriebe der Region wurden auf Möglichkeiten des Einsatzes regenerativer Energiequellen analysiert, dabei wurden jene Energieaufwendungen verschiedener Industrieanwendungen herausgearbeitet, die mittels erneuerbarer Energie abgedeckt werden können. Prozessbedingte Abhängigkeiten industrieller Anwendung von bestimmten Energieträgern (z.B. nur gasförmige Energieträger einsetzbar) wurden auch analysiert sowie Effizienzsteigerungsmöglichkeiten durch Vergleich der Umwandlungswirkungsgrade mit effizienten Technologien.

Auf Basis der erhobenen Daten wurde eine Ist-Analyse durchgeführt und im Anschluss erfolgte eine Identifikation von möglichen Maßnahmen.

1.4.1.7 Erhebung der Umwandlungstechnologien und deren Nutzungswege

Im Zuge der Erhebungen der Umwandlungstechnologien der Energieträger und deren Nutzungswege wurden die relevanten Charakteristika, Vor- und Nachteile, sowie die energetischen und wirtschaftlichen Daten der einzelnen Technologie- und Nutzungsketten erhoben. Als Quellen dienten hier Fachliteratur, Angaben von Herstellern und in weiterer Folge die Analyse der bereits in den bestehenden Modellregionen eingesetzten Anlagen. Die technologische Basis wurde im Weiteren durch bereits fertig gestellte Projekte (im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ durchgeführt, z.B. „BIOGas – Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze“, „Dezentrale erneuerbare Energien für bestehende Fernwärmenetze“ oder „Energiesystem Industrieregion - Analyse von Erfolgsfaktoren, Barrieren und Risiken für den Entstehungs- und Umsetzungsprozess der

Systemintegration erneuerbarer Energietechnologien in energieintensiven Industrieregionen“) bzw. in Form von Projektarbeiten geschaffen.

Basierend auf der Analyse ausgesuchter, bestehender bzw. in Aufbau befindlicher „energieautarker“ Regionen wurden die Chancen und Risiken der verschiedenen Umwandlungstechnologien erarbeitet.

1.4.2 Analyse und Bewertung

Nachdem entsprechendes Daten- und Informationsmaterial erhoben wurde, folgte eine umfassende Analyse dieser Rechercheergebnisse. Auf Systemebene wurden hierbei sämtliche regionalen Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren berücksichtigt. Schließlich wurden diese Analyseergebnisse auch hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit und ihres Realisierungspotenzials bewertet.

Die Analyse und Bewertung von Lastgängen (Jahresganglinien) der Energieaufwendungen bildete dabei eine wichtige Grundlage zur Abschätzung der Einsatzmöglichkeit erneuerbarer Energieträger. Identifizierte Potenziale an erneuerbaren Energieträgern wurden hinsichtlich deren Eignung zur Abdeckung von Energieaufwendungen bewertet. Dabei spielte neben der Höhe der einzelnen Potenziale die jeweilige Verfügbarkeit im zeitlichen Verlauf (Lastgänge) eine Rolle. Auch war entscheidend, dass die Bewertung der Potenziale eine Hierarchie bzw. Rangordnung der einzelnen Energieträger ermöglicht. Dabei wurde festgestellt, welcher Energieträger wie und in welchem Umfang sinnvoll eingesetzt werden kann. In diesem ersten Schritt wurde jedoch nur eine grobe Vorgabe geschaffen, da die Erstellung eines sinnvollen Energiemix einen Optimierungsprozess mit entsprechenden Überarbeitungsschleifen darstellt und erst im Zuge der Konzepterstellung vollkommen abgeschlossen werden kann.

In Zusammenarbeit mit den Industriebetrieben wurden jene Energieaufwendungen untersucht, die nicht bestimmte Energieträger erfordern, und somit prinzipiell einen Einsatz von regenerativen Energieträgern ermöglichen. Ebenso wurde der Einsatz industrieller Abwärme analysiert (z.B. Temperatur- und Druckniveaus, prozessbedingte Lastgänge, usw.).

1.4.3 Konzepterstellung

In diesem Projektabschnitt erfolgte eine Zusammenführung der erhobenen Daten unter Berücksichtigung der Analyse- und Bewertungsergebnisse bezüglich der Potenziale erneuerbarer Energieträger und möglicher Umwandlungstechnologien sowie Effizienzsteigerungspotenziale in Form einer sinnvollen Konzept- bzw. Szenarienerstellung.

Folgende Schritte wurden in diesem Zusammenhang durchgeführt:

1. Lastgänge-Erstellung
2. Festlegung der Energieträger-Hierarchie
3. Energieträgerabgleich
4. Kennzahlenbestimmung
5. Energieflussbilderstellung

Diese Schritte werden im Folgenden näher beschrieben.

1.4.3.1 Lastgänge-Erstellung

Für eine sinnvolle Nutzungsanalyse unterschiedlicher Energieflüsse bzw. Energieträger sind sämtliche Lastgänge erforderlich. Diese wurden sowohl für die Ist-Situation als auch für die Potenziale an regional verfügbaren Energieträgern sowie Effizienzsteigerungen erstellt. Dabei wurden sämtliche Lastgänge auf Stundenbasis erstellt.

In diesem Zusammenhang wurden folgende Lastgänge im Detail erhoben:

IST-SITUATION

- Bedarfs-Lastgänge
 - o Niedertemperaturwärme
 - o Strom

POTENZIALE

- Bedarfs-Lastgänge
 - o Niedertemperaturwärme unter Berücksichtigung des Effizienzsteigerungspotenzials
- Regional verfügbare Energieträger
 - Stromrelevante Energieflüsse
 - o Wind
 - o Wasserkraft
 - o Photovoltaik
 - o Biogas-Strom
 - o Benötigter Wärmepumpenstrom
 - Niedrigtemperaturwärmerelevante Energieflüsse
 - o Wärmepumpenwärme
 - o Solarthermie
 - o Abwärme
 - o Feste Biomasse

Schließlich wurde nach dem Energieträgerabgleich (siehe Abschnitt 1.4.3.3) ein sinnvoller Lastgang, sowohl für die Bereitstellung der Niedertemperaturwärme, als auch für die Strombereitstellung auf Basis der erhobenen Potenziale erstellt. Für die Erstellung dieser Lastgänge wurden der aktuelle Bedarf und die Energieträger-Hierarchie herangezogen, wobei die Überschüsse entsprechend berücksichtigt wurden.

Bezüglich der Niedertemperaturwärme-Überschüsse wurden aufgrund mangelnder Speichermöglichkeiten die Überschüsse an Solarwärme nicht integriert. Sämtliche andere Energieträger zur Niedertemperaturwärme-Bereitstellung wurden entsprechend ausgelegt, um eine vollständige Integration zu gewährleisten. Für geregelt nutzbare Energieträger wurde ein expliziter Lastgang erstellt, wodurch die notwendige Leistung definiert werden konnte.

Bei der Erstellung des Strom-Versorgungslastganges wurden sämtliche Überschüsse als Export gewertet.

1.4.3.2 Festlegung der Energieträger-Hierarchie

Durch teilweise starke Korrelationsfaktoren zwischen den einzelnen Energieträgern (z.B. Integration von Solarthermie und Umgebungswärmepumpen in Haushalten), war es notwendig eine sinnvolle Integrationsreihenfolge zu definieren. Da dieser Vorgang ein Teil eines Optimierungsprozesses war, wurde die grobe Festlegung der Energieträger-Hierarchie bereits im Methodikschritt „Analyse und Bewertung“ (siehe Abschnitt 1.4.2) durchgeführt. In diesem Abschnitt erfolgte daher eine exakte Festlegung der Energieträger-Reihenfolge. Dabei wurden die einzelnen Potenziale und Lastgänge der einzelnen Energieträger unter Berücksichtigung der Bedarfs-Szenarien betrachtet und analysiert.

Energieträger, welche nur geringe Potenziale aufweisen und eine Bandlast bereitstellen (nicht / kaum regelbare Energieträger wie z. B. Abwärme), wurden zuerst integriert. Aufbauend auf diese Bandlast wurden jene Energieträger integriert, welche keine Bandlast gewährleisten und hinsichtlich Ihrer Bereitstellung nicht aktiv beeinflusst werden können (z. B. Solarthermie oder Laufwasserkraft). Schließlich wurden aufbauend auf diese Energieflüsse jene regionalen Energieträger herangezogen, welche als Regelernergie verwendet werden können (z. B. feste Biomasse). Die Restenergie wurde durch sonstige nicht regional verfügbare Energieträger bzw. Importe festgelegt.

Auf Basis dieser definierten Integrationsreihenfolge erfolgte nun der Energieträgerabgleich (siehe Abschnitt 1.4.3.3).

1.4.3.3 Energieträgerabgleich

Alle relevanten Technologiekombinationen für die Einbindung vorhandener erneuerbarer Energieträger wurden für den Energieträgerabgleich in der Szenarioplanung betrachtet. Dabei fanden die einzelnen Lastgänge und die Integrationsreihenfolge entsprechende Berücksichtigung.

Auf Basis eines Optimierungsprozesses mit mehreren Schleifen und Überarbeitungsvorgängen wurde ein sinnvolles Umstellungsszenario in Richtung einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung erarbeitet.

1.4.3.4 Kennzahlenbestimmung

Um einen optimalen Einsatz eines regenerativen Energieträgers zu ermöglichen, ist eine entsprechende Abdeckung des Lastganges des zu deckenden Energiebedarfs erforderlich. In diesem Zusammenhang wurde eine Energieflussanalyse für die betrachtete Region durchgeführt, deren Ergebnis der „Versorgungs-“ und der „Bedarfsdeckungsgrad“ ist.

Der "Versorgungsgrad" ist definiert als das Verhältnis zwischen einer bestimmten Form jährlich verfügbarer Endenergie (z. B. Solarstrom) und dem jährlichen Endenergiebedarf für eine bestimmte Form von Endenergie (z. B. Strom). Mit dem "Versorgungsgrad" erfolgt ein Vergleich von (Jahres-) Energiemengen. Im Gegensatz dazu berücksichtigt der "Bedarfsdeckungsgrad" die momentane Verfügbarkeit und den momentanen Bedarf der verschiedenen Endenergieträger durch einen Abgleich zwischen dem Lastgang der Endenergiebereitstellung mit dem Lastgang des Endenergiebedarfs. Somit können Aussagen zu den momentan erreichbaren Lastabdeckungen gewonnen werden. [Tragner, 2007].

1.4.3.5 Energieflussbilderstellung

1.4.3.5.1 Allgemein

Zur Veranschaulichung der regionalen Energieflüsse wurde sowohl für die Ist-Situation, als auch für das sinnvolle Energieszenario ein Energieflussbild auf Endenergiebasis erstellt.

Bezüglich der Erstellung des Energieflussbildes waren folgende Punkte relevant:

- Darstellung der Systemgrenze sowie des Umlandes
- Darstellung der Eigenerzeugung sowie der Import- bzw. Exportmenge
- Darstellung des Gesamtendenergiebedarfes
- Aufteilung der Energieflüsse auf
 - o die einzelnen regional verfügbaren Energieträger
 - o die importierten Energieträger
 - o einen regenerativen und fossilen Anteil
 - o die unterschiedlichen Nutzenergiearten (Wärme, Prozesserdgas, Strom und Treibstoffe)

1.4.3.5.2 Feststellung des erneuerbaren und fossilen Anteils unterschiedlicher Energieflüsse

Die Aufteilung der Energiemenge auf die einzelnen Energieträger ist bis zu diesem Zeitpunkt bereits erfolgt, jedoch erfolgte noch keine Aufteilung einzelner Energieträger auf einen regenerativen und fossilen Anteil. Diese Aufteilung wird im Folgenden für

- Strom,
- Treibstoffe,
- sonstige Energieträger und
- Fernwärme

näher erläutert.

Erneuerbarer und fossiler Anteil an Strom

In einem ersten Schritt wurde der Anteil an österreichischer Stromerzeugung und Stromimport identifiziert, da für diese unterschiedliche Anteile an erneuerbarer und fossiler Produktion bestehen [E-Control, 2006a].

Danach erfolgte eine Aufteilung der Stromproduktion auf Erneuerbare und Fossile sowohl für die österreichische Erzeugung [E-Control, 2006a] sowie für den Import [E-Control, 2006b]. Schließlich erfolgte auf Basis der einzelnen Anteile an Erzeugung, Import, regenerativer und fossiler Erzeugung eine Berechnung der in Österreich vorhandenen Stromzusammensetzung, welche für den Systemimport relevant ist.

In einem weiteren Schritt wurde der im System erzeugte Strommix bestimmt, wobei wiederum eine Aufteilung in einen erneuerbaren und fossilen Anteil erfolgte [AdNÖLandesreg, 2009].

Schließlich wurde die in der Region erzeugte Strommenge mit jener des Importes zusammengeführt und der im Untersuchungsgebiet eingesetzte Strommix ermittelt.

Erneuerbarer und fossiler Anteil an Treibstoffen

Die Feststellung des Anteils an Erneuerbaren am Treibstoffbedarf wurde für das Jahr 2006 auf Basis von Literaturwerten durchgeführt [Umweltbundesamt, 2006].

Erneuerbarer und fossiler Anteil an sonstigen Energieträgern

Weiters erfolgte eine Aufteilung der sonstigen Energieträger in Erneuerbare und Fossile [AdNÖLandesreg, 2009].

Erneuerbarer und fossiler Anteil an Fernwärme

Auch wurde der Anteil an Erneuerbaren (Biomasse) an der Fernwärmeversorgung identifiziert [AdNÖLandesreg, 2009].

1.4.4 Methodisches Vorgehen zur Erstellung der Businesspläne / Wirtschaftlichkeitsberechnung für Betriebsstätten

Die Erstellung der Business Pläne soll die Anwendbarkeit und realistische Umsetzbarkeit des Energiekonzeptes anhand von beispielhaft ausgewählten Energie-Projektvorhaben in der Region zeigen.

Die Geschäftspläne umfassen folgende wesentliche Abschnitte, die sich jedoch projektbedingt im Detail unterscheiden können:

1. Technische Beschreibung der Anlage – Darstellung von Details zum Vorhaben
2. Regionale Verfügbarkeit der Energieträger in Anlehnung an die Potenzialanalyse – ist die Umsetzung einer solchen Anlage nach den Erhebungen der Potenzialanalyse in der Region sinnvoll?
3. Standorteignung für die Anwendung – die Abstimmung der Standortanforderungen der Anlage mit den Standortbedingungen wird vermehrt übergangen und führt vermehrt zu Problemen bei der Umsetzung.
4. Rahmenbedingungen – Tendenzen der Markt- und Preisentwicklungen, Inflation und Energiepreisentwicklung werden hier behandelt.
5. Ökonomische Darstellung der Anlage – es werden verschiedene ökonomische Kenngrößen herangezogen, um Aussagen über die Wirtschaftlichkeit der Anlagen treffen zu können.

1.4.5 Erarbeiten der Schlussfolgerungen

Durch die Ergebnisse der Recherchearbeit, der Bewertung und Analyse des betrachteten Energiesystems, der Konzepterstellung und schließlich der Businesspläne wurden letztendlich wesentliche Schlussfolgerungen des Projektes erarbeitet, abgeleitet und dargestellt.

1.5 Aufbau der Arbeit

Kapitel 1 erläutert die Motivation für das Projekt, sowie die Aufgabenstellung, seine Schwerpunkte und die Einordnung in das Programm. Ein Überblick über die verwendeten Methoden für die Grundlagenrecherchen, Analysen, Bewertungen und Schlussfolgerungen leitet die Projekthinhalte des nachfolgenden Kapitels ein.

Kapitel 2 beschreibt die Projekthinhalte und die Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete. Im Detail zeigt es das Potenzial erneuerbarer und regional verfügbarer Energieträger in der Energieregion sowie das Effizienzsteigerungspotenzial.

Kapitel 2.1. präsentiert das bestehende Energiesystem des Untersuchungsraumes Krems und seine Systemgrenzen.

Die Analyse der Energiebedarfsstruktur in Kapitel 2.2 geht im einzelnen auf die Endenergieträger Strom, Erdgas, Treibstoffe, Fernwärme und sonstige Energieträger ein. Nach der Darstellung des so ermittelten Gesamtenergiebedarfs werden die Eigenerzeugungskapazitäten der Region, insbesondere die derzeitige Biomasse- und Wasserkraftbereitstellung, dargestellt und die Ergebnisse in einem Energieflussbild anschaulich zusammengeführt. Die Situation des CO₂-Ausstoßes in der Region wird ergänzend angeführt.

Kapitel 2.3. beinhaltet die Ergebnisse der energetischen Analyse für ausgewählte, regional ansässige Betriebe. Diese Ergebnisse zeigen den betrieblichen Energiebedarf für Strom, Erdgas und sonstige Energieträger, belegen das Potenzial für betriebliche Effizienzsteigerungen und beleuchten die Möglichkeiten, die regional verfügbaren Energieträger für betriebliche Prozesse einzusetzen.

Die Potenzialanalyse der regenerativen Energiequellen sowie der Effizienzsteigerungen in Kapitel 2.4. schildert im Detail folgende Energieträger der Region: Windkraft, Wasserkraft, Solarenergie, Biomasse und biogene Reststoffe, brennbare Abfälle, Altspeiseöle und Fette, Umgebungswärme sowie Abwärme. Das Effizienzsteigerungspotenzial wird für Strom, Erdgas, Treibstoffe und Wärme untersucht.

Diese energetischen Analyseergebnisse bilden die Grundlage für das in Kapitel 2.5. entwickelte regionale Modellsystem. Nach der Darstellung der Energieträgerhierarchie des Modells und dem Abgleich von Energiebedarf und Energieangebot folgen die Ausführungen über den Versorgungsgrad einzelner regionaler Energieträger - sowohl für die Niedrigtemperaturwärmebereitstellung als auch für die Strombereitstellung. Der Bedarfsdeckungsgrad wird für folgende regional verfügbare Energieträger ermittelt: Wasserkraft, Solarenergie, Biomasse, Umgebungswärme und Abwärme. Der CO₂-Ausstoß des Szenarios schließt das Kapitel 2.5. ab.

Kapitel 2.6. präsentiert für vier potenzielle Projekte und Betriebsstätten Wirtschaftlichkeitsberechnungen: eine Photovoltaik-Anlage (80 kWp), eine Photovoltaik-Anlage für ein Einfamilienhaus, eine Landwirtschaftliche Trocknungsanlage, sowie eine Biomasseheizungsanlage für ein Gemeindeamt. Jeder Businessplan beinhaltet die Standorteignung, die Technische Beschreibung der Anlage und die Verfügbarkeit des Energieträgers. Die Businesspläne schließen mit den jeweiligen ökonomischen

Rahmenbedingungen, einer ökonomischen Darstellung der Anlage und den sich daraus ergebenden Ergebnissen.

Kapitel 3 geht auf die gewonnenen Erkenntnisse und deren Weiterverwertung durch das Projektteam sowie durch die Zielgruppen ein.

Kapitel 4 bietet abschließend einen Ausblick auf die Chancen des Modells und verweist sowohl auf die Hindernisse, als auch auf die notwendigen Änderungen der Rahmenbedingungen, die die Voraussetzung für die Umsetzung des Modellsystems im Raum Krems sind. Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeit runden den Projektbericht ab.

Im Anhang finden sich die Gegenüberstellungen des regionalen Strom- und Erdgasverbrauchs mit dem österreichischen Verlauf, sowie Darstellungen zu Wasserkraft (Tagesarbeit, mittlere Abflüsse an Oberflächengewässern) und Windgeschwindigkeit des Untersuchungsgebietes.

2 Inhaltliche Darstellung

2.1 Beschreibung des Energiesystems Krems

2.1.1 Allgemeines zur Region

Im vorliegenden Projekt wurde das System Industrieregion Krems an der Donau analysiert, welches einen hohen Energiebedarf aufweist. Die Fläche innerhalb der Systemgrenze beträgt 566 km² und hat eine Einwohnerdichte von 130 EW/km². Diese Fläche stellt das Bezugssystem für die weiteren Berechnungen dar. Die Region Raum Krems liegt im niederösterreichischen Kernraum, welcher sich durch hochwertige Verkehrsinfrastruktur, Donauhafen und hochwertige Bildungseinrichtungen auszeichnet. Neben einer wichtigen Industrieregion ist der Raum auch renommiertes Weinbaugebiet, daher sind umweltschonende Maßnahmen auch in wirtschaftliche Überlegungen von Bedeutung.

In der Stadt Krems sind einige produzierende Unternehmen als bedeutende Arbeitgeber mit überregionaler Funktion ansässig, die auch die Arbeitsplatzsituation der Region maßgeblich bestimmen. Vorwiegend vertreten sind die Sparten Kunststoff, Metall, Chemie, und Holzverarbeitung. Rund 3.000 Beschäftigte arbeiten in diesen Betrieben, die nicht nur als Arbeitgeber, sondern auch als Abnehmer bzw. Zulieferer für regionale Unternehmen eine wichtige Rolle spielen. Es ist daher von besonderer Bedeutung die ansässigen Unternehmen in der Region zu halten und neue Betriebsansiedlungen mittel- bis langfristig zu schaffen.

Im Zuge einer Unternehmensbefragung in der Region 2005 (330 Unternehmen, Rücklaufquote von rund 40 %) wurde bei der Frage nach dem größten Bedarf an Hilfestellung seitens der öffentlichen Hand, der Bereich „Energie“ an dritter Stelle nach „Verkehrswesen“ und „wirtschaftlichen Angelegenheiten“ genannt. Die Stadt Krems hat keine eigene Energieproduktion. Für die UnternehmerInnen ist es daher von besonderer Bedeutung Kostensenkungen bei den Energiepreisen, eine bessere Förderung von Alternativenenergie und Energiesparmaßnahmen zu verwirklichen.

2.1.2 Beschreibung des vorhandenen regionalen Energiesystems

Der niederösterreichische Kernraum ist aufgrund seiner topografischen Eignung von der Energiebereitstellung durch Großkraftwerke geprägt. Einerseits durchfließt die Donau die Region, an der sich stromabwärts in Altenwörth das nächstgelegene Laufkraftwerk zur Stromerzeugung in Betrieb befindet. Im nahen Dürnrohr befindet sich seit 1987 ein mit Kohle befeuertes Dampfkraftwerk mit zwei Kraftwerksblöcken und einer Gesamtleistung von rund 757 MW. Im Jahr 2004 wurde in unmittelbarer Nähe in Pischelsdorf eine Anlage zur thermischen Abfallbehandlung errichtet, die derzeit die größte in Österreich ist und Dampf für das benachbarte Kohlekraftwerk produziert. Derzeit ist eine Erweiterung dieser Restmüllbehandlungsanlage durch eine dritte Schiene in Planung. Außerdem wird nahe dieser Anlage eine Bioethanolanlage geplant. Jährlich sollen hier bis zu 240.000 m³ Bioethanol als Benzin-Beimischung für den österreichischen Markt erzeugt werden.

In der näheren Umgebung befindet sich das Speicherkraftwerk Ottenstein, sowie Kleinwasserkraftwerke. Für das Waldviertel insgesamt wurde die ehrgeizige Vision einer

energieautarken Region bis zum Jahr 2020 formuliert, wobei die Basis dafür erneuerbare Energie aus Biomasse, Wasser und Wind sein soll. Erste Umsetzungsschritte zur Realisierung dieser Vision sind in der näheren Umgebung des Raumes Krems bereits gesetzt, wie z.B. die Fernwärmeversorgung in der Gemeinde Gföhl auf Basis forstwirtschaftlicher Biomasse. Weiters ist in Jaidhof ein Konzept in Entwicklung, das die Wärmeversorgung des geplanten Gesundheits- und Freizeitguts Gutmann mit Biomasse vorsieht. Östlich im Kamptal und am Wagram, sowie südlich im Bezirk St. Pölten sind weitere Projekte zur lokalen Energieversorgung im Rahmen der Förderschiene LEADER in der EU-Förderperiode 2007-2013 geplant, wobei hier mehrere Konzepte auf Biomasse aus der Landwirtschaft aufbauen werden.

Das Wärmekraftwerk Theiss produziert mit einer installierten Leistung von rund 800 MW mit seinen Dampfturbinen vor allem Strom zur Spitzlastabdeckung. Befeuert wird die Anlage vornehmlich mit Erdgas. Aus diesem Kraftwerk erfolgt auch die Fernwärmeversorgung der Stadt Krems. Die Idee der Fernwärmeversorgung basiert auf dem Energiekonzept für die Stadt Krems aus dem Jahr 1998, das aufgrund des Beitritts der Stadt zum Klimabündnis umgesetzt wurde.

Insbesondere der östliche Stadtteil von Krems ist entlang der S5 von industrieller Produktion geprägt. Hier besteht konzentrierter, sehr hoher Energiebedarf. Zudem werden weitere Betriebsansiedlungen angestrebt. Derzeit sind in der Industriezone der Stadt Krems nahe dem Hafen zwei Biodieselanlagen in Bau. In den direkten Umlandgemeinden der Stadt besteht vereinzelt Interesse, gemeinsam mit der örtlichen Landwirtschaft Projekte im Bereich Energieversorgung umzusetzen.

Die Darstellung der aktuellen Energieversorgung der Region bzw. das Aufdecken von regional verfügbaren Energieträger- und Einsparpotenzialen in der regionalen Energieversorgung sind aufgrund des geringen Grades der Eigenversorgung von großer Bedeutung. Die thermischen Großkraftwerke in der Region verfeuern Rohstoffe, die importiert werden müssen. Der Optimierung des regionalen Energiebedarfs bzw. dessen Deckung durch erneuerbare Energie aus der Region ist daher von höchster Priorität.

2.1.3 Darstellung des Untersuchungsraumes und der Systemgrenzen

Das Untersuchungsgebiet Krems und Umland umfasst folgende 23 Gemeinden:

- | | |
|-----------------------------|----------------------------|
| 1. Bergern | 13. Mautern an der Donau |
| 2. Droß | 14. Nußdorf ob der Traisen |
| 3. Dürnstein | 15. Paudorf |
| 4. Furth bei Göttweig | 16. Rohrendorf bei Krems |
| 5. Gedersdorf | 17. Rossatz - Arnsdorf |
| 6. Grafenegg | 18. Spitz |
| 7. Grafenwörth | 19. Statzendorf |
| 8. Hadersdorf - Kammern | 20. Stratzing |
| 9. Inzersdorf - Getzersdorf | 21. Traismauer |
| 10. Krems an der Donau | 22. Weißenkirchen |
| 11. Langenlois | 23. Wölbling |
| 12. Lengenfeld | |

In Abbildung 2.2 werden die Energieflüsse und Systemgrenzen des Untersuchungsgebietes dargestellt. Die Systemgrenze definiert sich in diesem Zusammenhang durch die Gemeindegrenzen, wobei die Heizkraftwerke der betreffenden Gemeinden auf Grund der überregionalen Bedeutung aus dem System herausgenommen wurden.

Die Erhebung der regional verfügbaren Energieträger wurde in diesem Zusammenhang auf die Systemgrenze reduziert. Eine Ausweitung der Systemgrenzen war nach eingehender Analyse nicht erforderlich.

In das System werden sonstige Energieträger, Strom, Fernwärme, Kraftstoffe und (Prozess)-Erdgas importiert. Der Strom wird dabei zum einen durch die in der Region befindlichen Kraftwerke und zum anderen durch sonstige, außerhalb der Region befindliche Kraftwerke erzeugt.

Die in der Region befindlichen Kraftwerke werden hauptsächlich durch Erdgas, aber auch durch sonstige Energieträger betrieben. Der größte Anteil des produzierten Stromes wird dabei exportiert. Weiters erfolgt in diesen Kraftwerken eine Produktion von Fernwärme. Das bedeutet, dass diese Kraftwerke auf Grund ihrer überregionalen Bedeutung als externe Strom- und Fernwärmeerzeugung betrachtet werden und damit nicht innerhalb der Systemgrenze sind.

2.2 Energetische Analyseergebnisse der Industrieregion Krems

In diesem Abschnitt werden Ergebnisse über Energiebedarf, Eigenerzeugung und CO₂-Ausstoß der Region Krems in konsistenter Form dargestellt. Dies wird im Nachfolgenden präsentiert.

2.2.1 Energiebedarf der Energieregion nach Endenergieträger

2.2.1.1 Strom

2.2.1.1.1 Jahressummen an Strom

Der Jahresstrombedarf der Region beträgt ca. 395 GWh [EVN, 2006a]. Nachfolgend werden in Abbildung 2.3 die Jahresenergiesummen für den Strombedarf nach den Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie sowie deren Anteil am Jahresstrombedarf dargestellt:

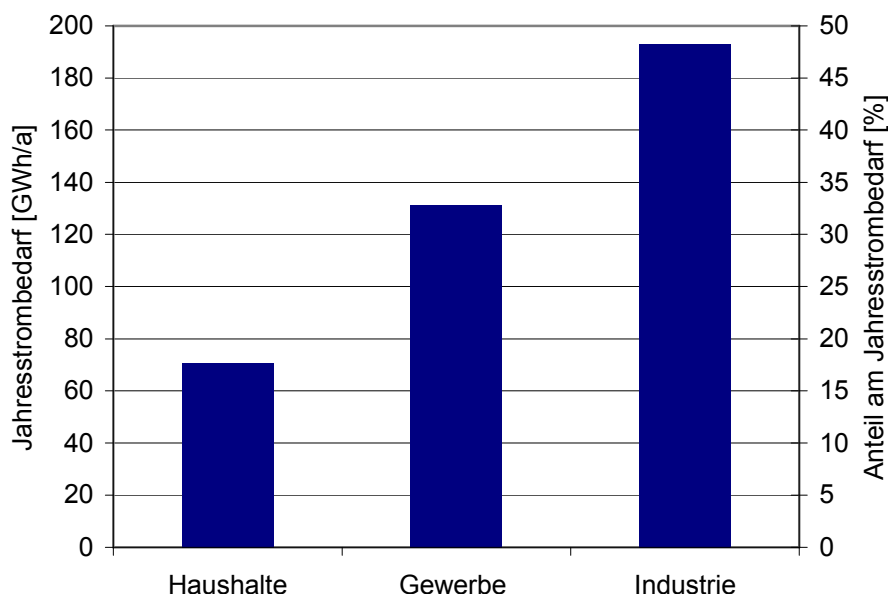


Abbildung 2.3: Jahresstrombedarf unterschiedlicher Sektoren und deren Anteil am Jahresstrombedarf
[EVN, 2006a]

Der Jahresstrombedarf der Haushalte beträgt 71 GWh (Anteil: 17,9 %), des Gewerbes 131 GWh (Anteil: 33,2 %) und der Industrie 193 GWh (Anteil: 48,9 %).

2.2.1.1.2 Jahreslastgänge an Strom

In Abbildung 2.4 sind die aufsummierten Jahreslastgänge der Sektoren Haushalte, Gewerbe und Industrie dargestellt, wobei Tagesmittelwerte verwendet wurden. Der niedrigste Tagesmittelwert der Leistung beträgt 31,3 MW, der Höchstwert 51,8 MW und die Tagesdurchschnittsleistung 45,1 MW. Die aufsummierten Wochengänge weisen eine große Schwankungsbreite im Wochenverlauf auf und verzeichnen einen Einbruch am Wochenende durch Zurückfahren der Produktion von Industrie und Gewerbe. Die Sektoren Industrie und Gewerbe haben daher einen signifikanten Einfluss auf den Gesamtstromverbrauch. Weiters sind im Jahresverlauf einzelne Verringerungen der Last bemerkbar, welche durch eine reduzierte Produktion auftreten (z. B. Ende Dezember oder in den Sommermonaten: Betriebsurlaube).

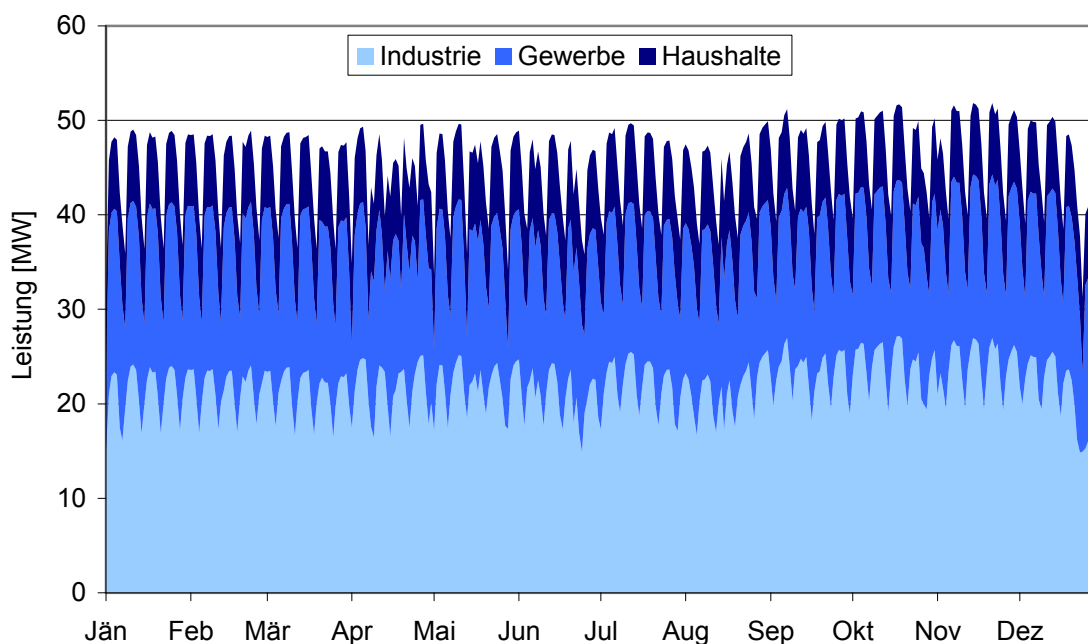


Abbildung 2.4: Aufsummierte Jahreslastgänge an Strom unterschiedlicher Sektoren auf Basis von Tagesmittelwerten
[EVN, 2006a; Projektbeteiligte]

2.2.1.1.3 Gegenüberstellung des regionalen Stromverbrauches und des österreichischen Verlaufes

Abbildung 2.5 zeigt den Wochengang des Stromverbrauchs in der Industrieregion Krems an der Donau und den korrespondierenden österreichischen Verlauf anhand der 3. Jännerwoche (1. Quartal) auf Basis von Viertelstundenwerten zur Veranschaulichung der regionsspezifischen Charakteristika hinsichtlich des Stromverbrauches. Der Stromverbrauch der Industrieregion Krems verhält sich hierbei sehr ähnlich wie der korrespondierende österreichische Verlauf. Das bedeutet, dass die in der Region überproportional vorhandene Industrie daher keine signifikante Änderung des Lastverhaltens bewirkt. Lediglich die Vormittagsspitzen sind in der Region Krems stärker ausgeprägt als im Österreichvergleich. Dies zeigt sich grundsätzlich auch durch Gegenüberstellung der anderen Quartale (siehe Anhang: Abschnitt 6.3), wobei die wesentlichen Unterschiede auf das Lastverhalten der Industrie zurück zu führen sind.

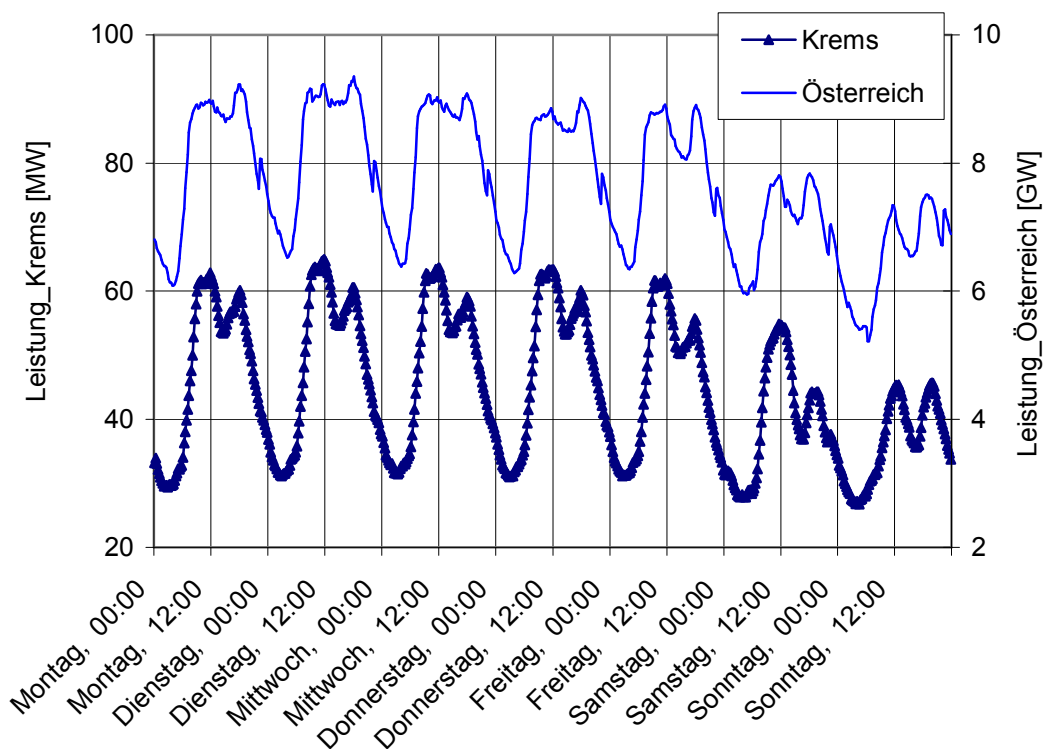


Abbildung 2.5: Leistungsverlauf des Stromverbrauches der 3. Jännerwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)
[E-Control, 2006a; Projektbeteiligte]

2.2.1.2 Erdgas

2.2.1.2.1 Jahressummen an Erdgas

Der jährliche regionale Erdgasbedarf beträgt ca. 562 GWh [EVN, 2006b]. In Abbildung 2.6 erfolgt eine Darstellung der Jahresenergiesummen für den Erdgasbedarf für die Sektoren industriell eingesetztes Prozesserdgas, Niedrigtemperaturwärmebereitstellung für Gewerbe und Industrie sowie für Niedertemperaturwärme von Haushalten.

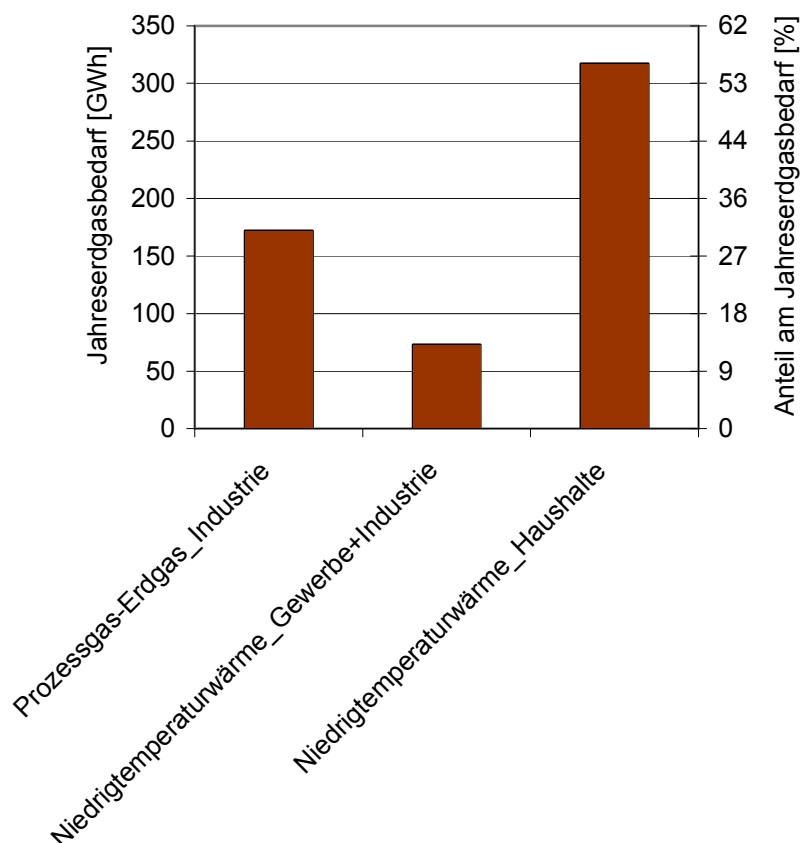


Abbildung 2.6: Jahreserdgasbedarf unterschiedlicher Sektoren und deren Anteil am Jahresstrombedarf
[EVN, 2006b; Projektbeteiligte]

In Abbildung 2.6 ist ersichtlich, dass der Jahresenergiebedarf für prozessbedingtes Erdgas in der Industrie ca. 172 GWh (ca. 31 % des Jahreserdgasbedarfes), für Niedrigtemperaturwärme im Gewerbe- und Industriebereich ca. 72 GWh (ca. 13 %) und für Niedrigtemperaturwärme im Haushaltsbereich ca. 317 GWh (ca. 56 %) beträgt.

2.2.1.2.2 Jahreslastgänge an Erdgas

In Abbildung 2.7 werden aufsummierte Erdgaslastgänge auf Basis von Tagesmittelwerten unterschiedlicher Sektoren (Prozesserdgas der Industrie, sowie Erdgas zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung sowohl für Gewerbe und Industrie als auch für Haushalte) im Jahresverlauf dargestellt. Der niedrigste Tagesmittelwert der Leistung beträgt ca. 18 MW, der maximale Bedarf ca. 161 MW und der durchschnittliche Bedarf pro Tag ca. 64 MW. Im Gegensatz zum Stromverlauf (siehe Abschnitt 2.2.1.1) ist beim Erdgaslastgang eine saisonale Abhängigkeit gegeben. Die Außentemperatur hat einen großen Einfluss auf den Erdgasbedarf im Jahresverlauf.

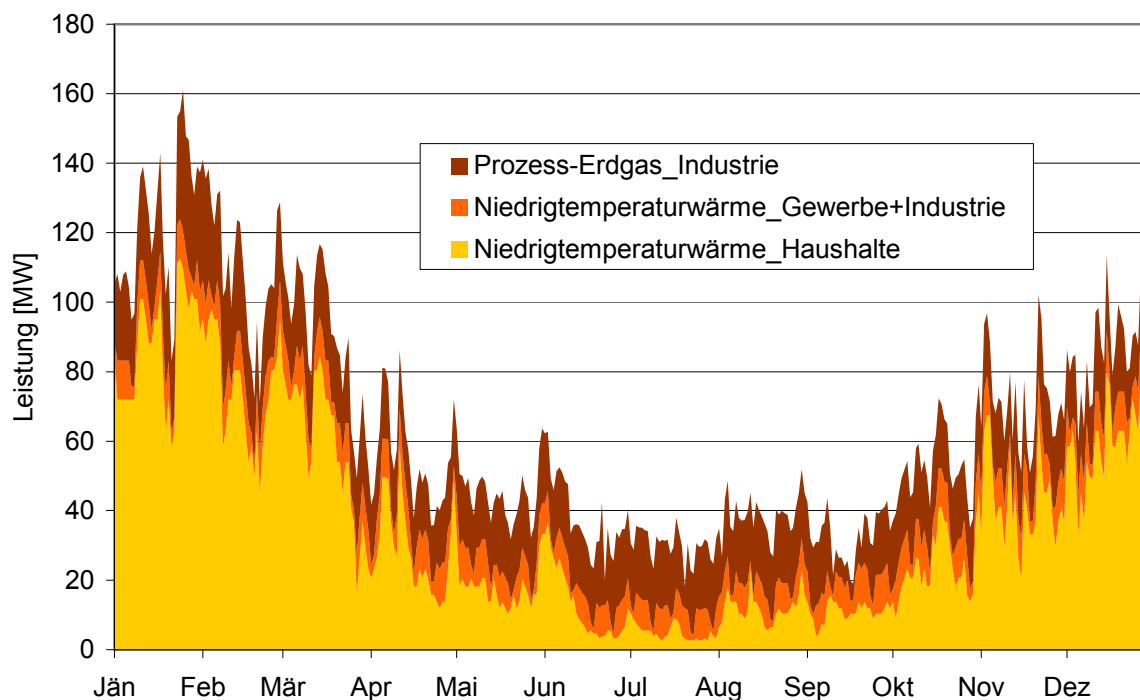


Abbildung 2.7: Aufsummierte Jahreslastgänge an Erdgas unterschiedlicher Sektoren auf Basis von Tagesmittelwerten

[EVN, 2006b; Projektbeteiligte]

Weiters ist in Abbildung 2.7 erkennbar, dass der Bedarf an Prozesserdgas für den Sektor Industrie keine signifikante saisonale Abhängigkeit aufweist. Der Bedarf an Prozesserdgas ist über das ganze Jahr sehr konstant, wobei doch ein entsprechender Minderbedarf am Wochenende feststellbar ist (Minimalleistung: 5 MW, Maximalleistung: 40 MW, Durchschnittsleistung: 20 MW). Der Lastgang für die Niedrigtemperaturwärmebereitstellung von Gewerbe und Industrie ist jedoch stark von der Außentemperatur abhängig (Minimalleistung: 1,5 MW, Maximalleistung: 11,2 MW, Durchschnittsleistung: 8,3 MW), wobei die Unterschiede zwischen dem Winter- und Sommerhalbjahr im Vergleich zum Niedrigtemperaturwärmebedarf der Haushalte (Minimalleistung: 2,6 MW, Maximalleistung: 112,5 MW, Durchschnittsleistung: 36,2 MW) geringer sind. Dies bedeutet, dass die Raumwärmebereitstellung den Jahreslastgang an Erdgas signifikant beeinflusst.

2.2.1.2.3 Gegenüberstellung des regionalen Erdgasverbrauches und des österreichischen Verlaufes

Abbildung 2.8 zeigt den Wochengang des Erdgasbedarfs in der Industrieregion Krems an der Donau im Vergleich zum korrespondierenden österreichischen Verlauf anhand der 3. Jännerwoche (1. Quartal) auf Basis von Viertelstundenwerten. Die Lastgänge folgen dem typischen Verlauf für Heizwärmebedarf, mit Spitzen am Morgen und am Abend, wobei zum Wochenende ein leichter Bedarfsrückgang ersichtlich ist. Der gesamtösterreichische Verlauf ist aufgrund der größeren Verbrauchsmenge homogener und tendenziell geringeren Leistungsgradienten unterworfen. Auch sind Bedarfseinbrüche über den Tag im Verhältnis zum Lastgang der Industrieregion Krems geringer. Ein weiterer Unterschied gegenüber dem

Österreichverlauf ist der zeitliche Versatz der Extremwerte. Sowohl Maximalleistung als auch Minimalleistung der Region Krems treten tendenziell früher auf, als beim Österreichverlauf.

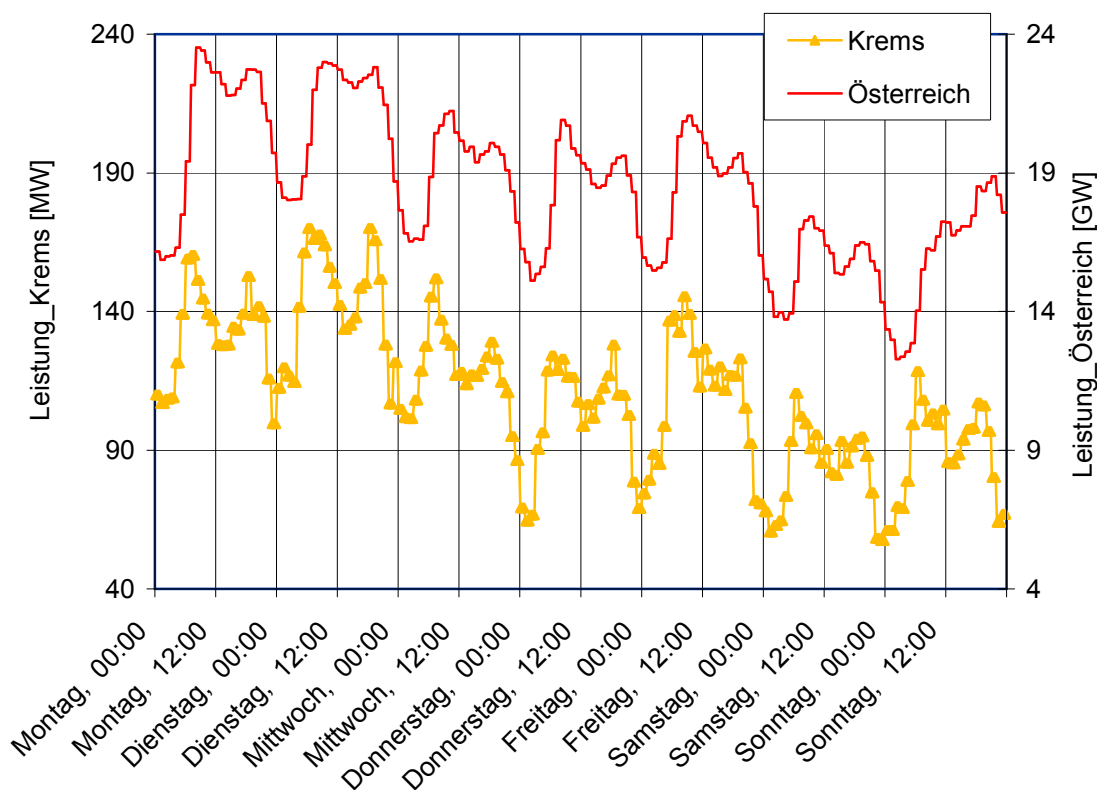


Abbildung 2.8: Leistungsverlauf des Erdgasverbrauches der 3. Jännerwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Stundenwerten)
[EVN, 2006b; AGCS, 2009; Projektbeteiligte]

2.2.1.3 Treibstoffe

Der Verbrauch an Kraftstoffen in der Region Krems und Umgebung betrug im Jahr 2006 ca. 845 [GWh]. Davon entfielen ca. 626 GWh auf Dieselmotorkraftstoffe (entsprechen ca. 74 % des gesamten Kraftstoffbedarfes) und ca. 219 GWh auf Ottomotorkraftstoffe (ca. 26 % des Gesamtbedarfes), wie aus Abbildung 2.9 zu entnehmen ist.

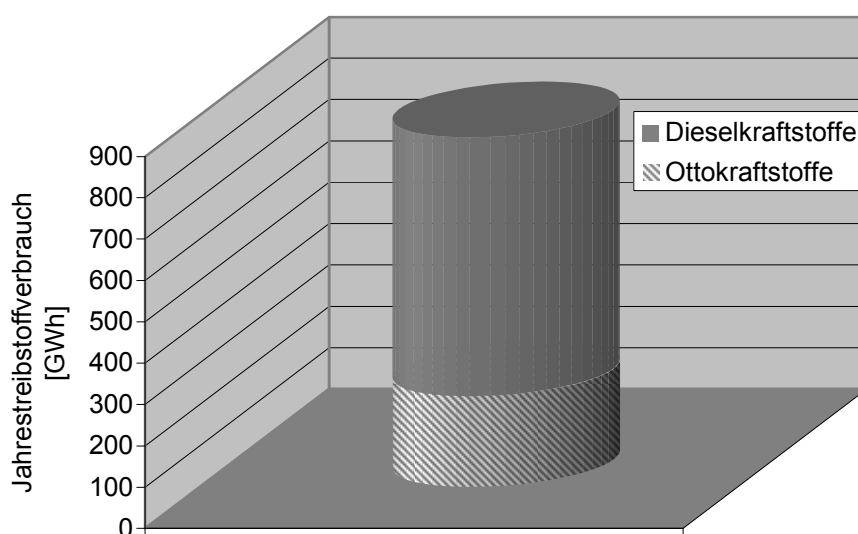


Abbildung 2.9: Jährlicher Otto- und Dieselkraftstoffverbrauch der Projektregion
[WKO, 2007; AdNÖLandesreg, 2008; AdNÖLandesreg, 2007]

Der Anteil an Biokraftstoffen am Gesamtkraftstoffbedarf beträgt hierbei im Untersuchungsgebiet ca. 30 GWh (ca. 3,5 %) [Umweltbundesamt, 2006].

In Abbildung 2.10 ist der energetische Kraftstoffverbrauch sowohl für Otto- als auch Diesekraftstoffe in Krems und Umgebung im Jahresverlauf auf Monatsbasis dargestellt.

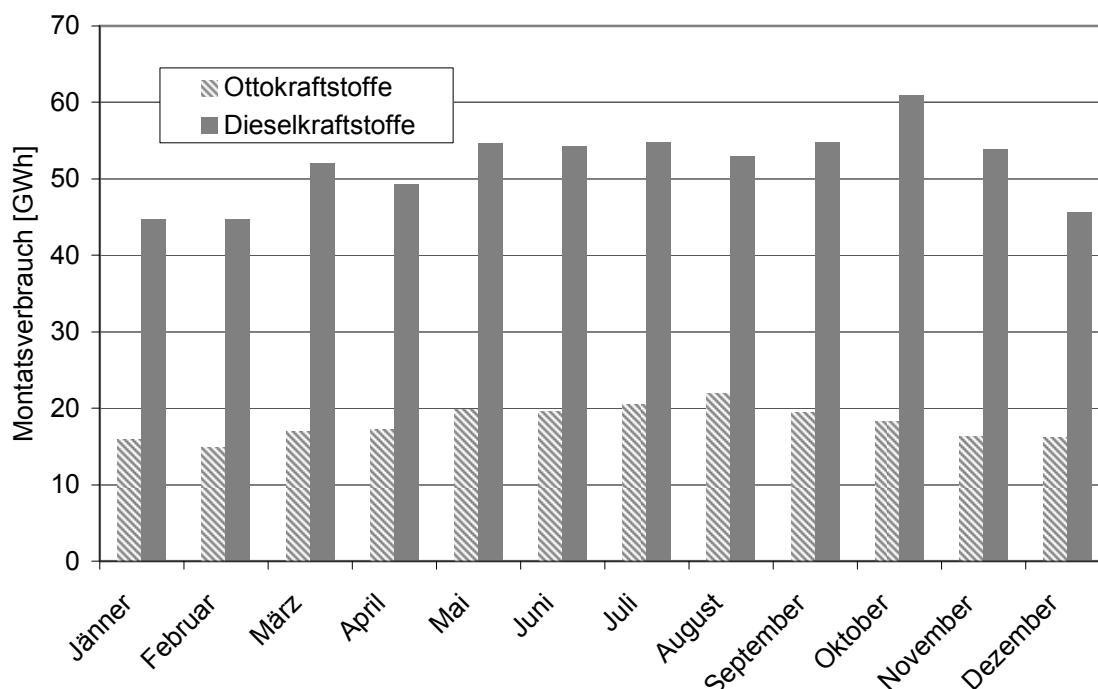


Abbildung 2.10: Energetischer Monatsverbrauch an Otto- und Diesekraftstoff in der Projektregion
[WKO, 2007; AdNÖLandesreg, 2008; AdNÖLandesreg, 2007; BMWFJ, 2008]

In Abbildung 2.11 ist der massenbezogene Kraftstoffverbrauch sowohl für Otto- als auch Dieselkraftstoffe in Krems und Umgebung im Jahresverlauf auf Monatsbasis dargestellt.

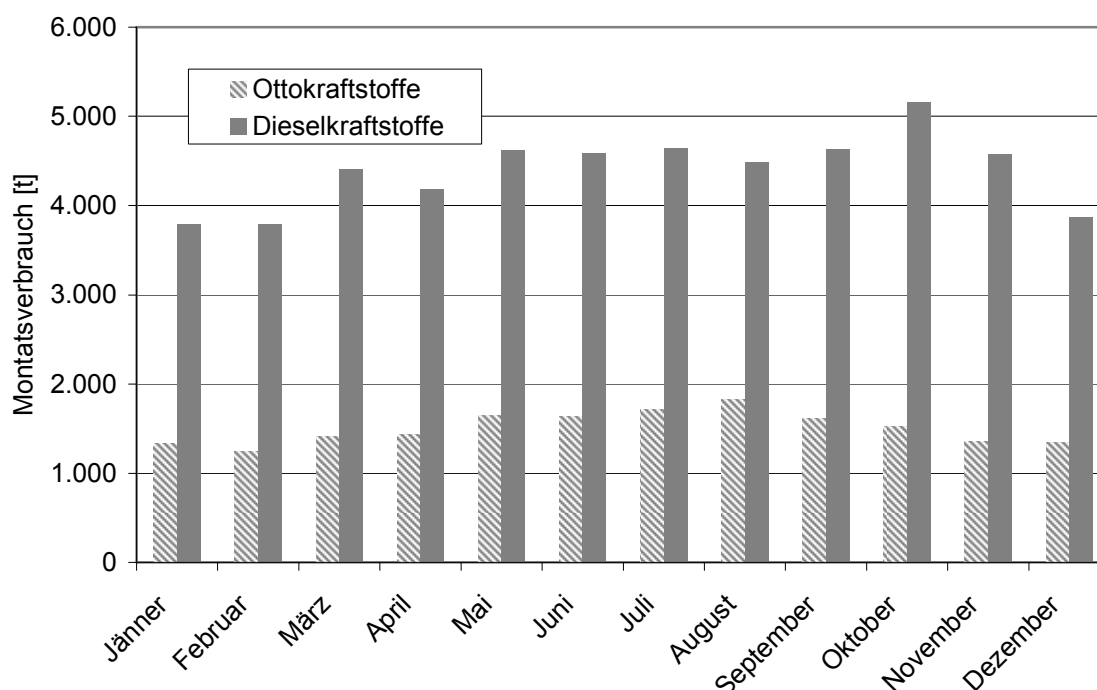


Abbildung 2.11: Massenbezogener Monatsverbrauch an Otto- und Diesekraftstoff in der Projektregion

[WKO, 2007; AdNÖLandesreg, 2008; AdNÖLandesreg, 2007; BMWFJ, 2008]

Der Verlauf an Diesekraftstoffen zeigt sein Maximum im Oktober (ca. 61 GWh bzw. ca. 5159 t), wohingegen das Minimum im Jänner auftritt (ca. 45 GWh bzw. ca. 3791 t). Durchschnittlich werden pro Monat ca. 52 GWh bzw. ca. 4398 t an Diesekraftstoffen verbraucht.

Betrachtet man den Verlauf der Ottokraftstoffe so ergibt sich ein Maximum im August (ca. 22 GWh bzw. ca. 1834 t) und ein Minimum im Februar (ca. 15 GWh bzw. ca. 1247 t). Der Durchschnittsverbrauch an Ottokraftstoffen beträgt hierbei ca. 18 GWh bzw. 1510 t pro Monat.

In nachfolgender Abbildung 2.12 wird der aufsummierte energetische Monatsverbrauch an Otto- und Dieselkraftstoff in der Projektregion dargestellt.

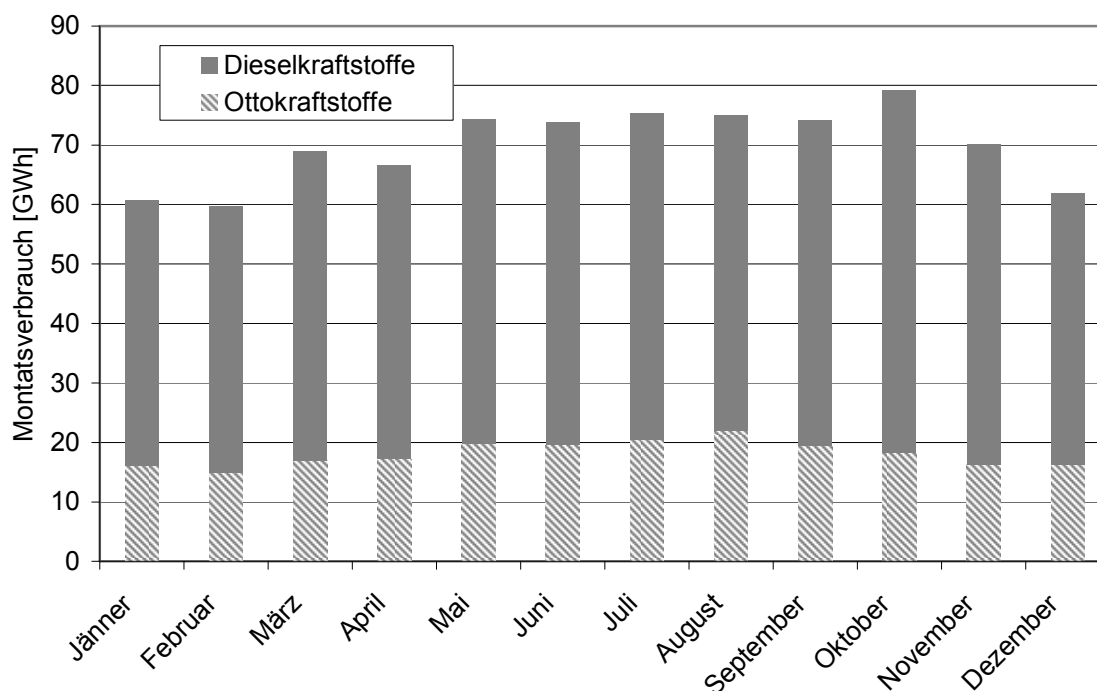


Abbildung 2.12: Aufsummierter energetischer Monatsverbrauch an Otto- und Diesekraftstoff in der Projektregion

[WKO, 2007; AdNÖLandesreg, 2008; AdNÖLandesreg, 2007; BMWFJ, 2008]

Der Maximalverbrauch aller Kraftstoffe tritt im Oktober mit ca. 79 GWh und der Minimalbedarf im Februar mit knapp 60 GWh auf. Im Durchschnitt werden in der Projektregion ca. 70 GWh an Kraftstoffen pro Monat benötigt.

Aufgrund des großen Anteils an Diesekraftstoffen in der Projektregion wird der Jahresverlauf wesentlich durch diese Kraftstoffart beeinflusst. Der zu Grunde liegende Verlauf zeigt daher einen geringeren Verbrauch in den Wintermonaten, wohingegen im Sommerhalbjahr ein größerer Verbrauch zu verzeichnen ist.

2.2.1.4 Fernwärme

In der Projektregion weist der Fernwärmebedarf ca. 114 GWh pro Jahr auf. Diese wird zum einen aus regenerativen Energieträgern (Biomasse) der Region und zum anderen aus fossilen Energieträgern (hauptsächlich Erdgas und geringe Mengen an Heizöl leicht sowie Heizöl extra leicht), welche importiert werden, bereitgestellt (siehe Abbildung 2.13) [AdNÖLandesreg, 2009].

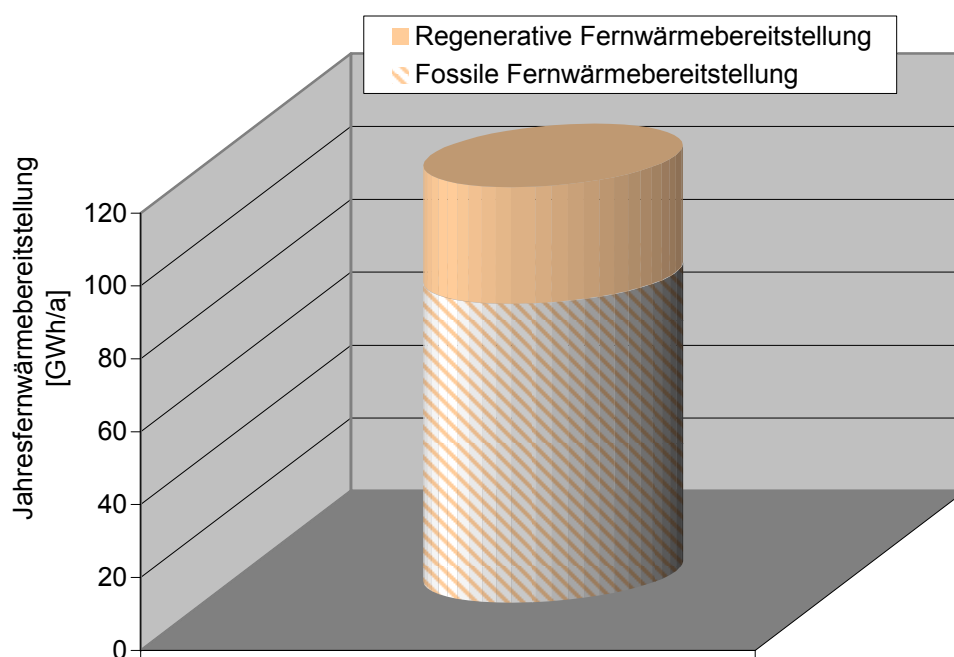


Abbildung 2.13: Regenerative und Fossile Fernwärmebereitstellung der Projektregion
[AdNÖLandesreg, 2009]

Der Anteil an regenerativ erzeugter Fernwärme am gesamten Fernwärmebedarf beträgt hierbei ca. 32 GWh (ca. 28 %) und der Bedarf an Fernwärme fossilen Ursprungs ca. 82 GWh (ca. 72 %).

Der Lastgang des Fernwärmebedarfes weist im Jahresverlauf eine Charakteristik auf, welche für Raumwärmebereitstellung typisch ist. Die saisonalen sowie täglichen Schwankungen korrelieren dabei stark mit der Außentemperatur (siehe Abbildung 2.14). Im vorliegenden Fall wurde der Lastgang des Fernwärmebedarfes wegen fehlender Realdaten synthetisch generiert. Hierzu diente der Gaslastgang als Ausgangspunkt. Der Maximalwert tritt im Jänner auf (ca. 52,3 MW), der Minimalwert im Juli (ca. 0,6 MW). Der durchschnittliche Bedarf an Fernwärme weist eine Leistung von ca. 13 MW auf.

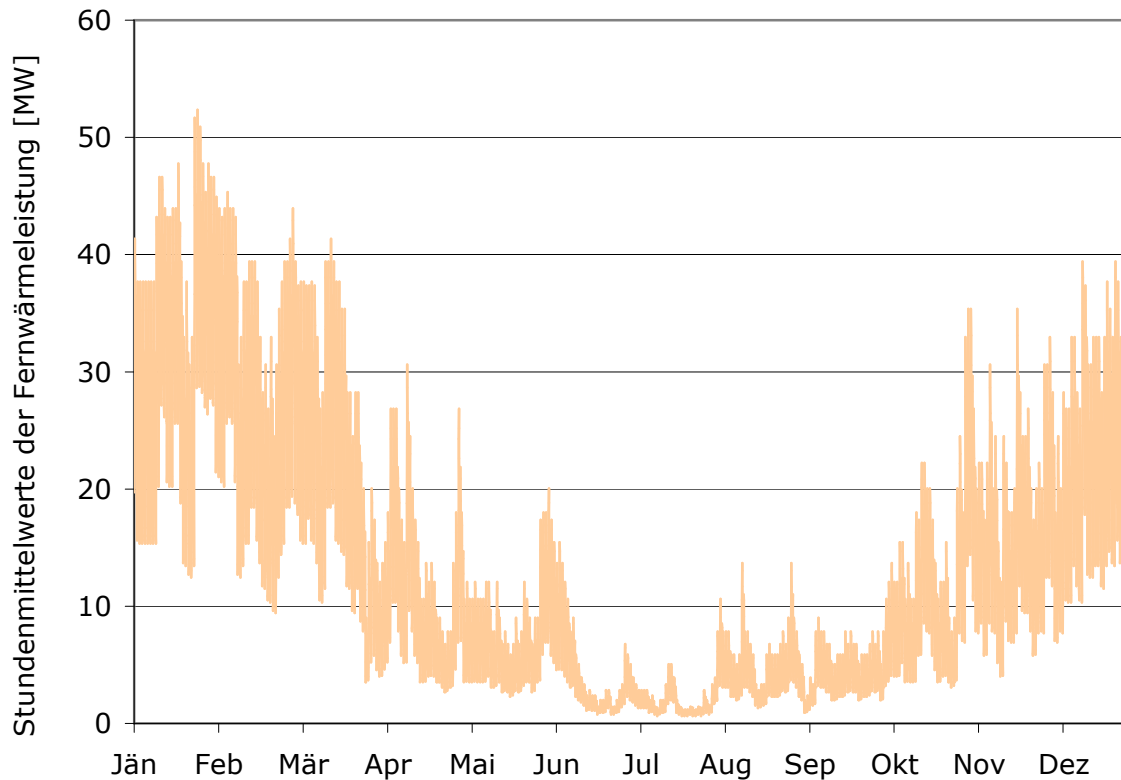


Abbildung 2.14: Stundenmittelwerte der Fernwärmebereitstellung im Jahresverlauf der Projektregion
[Projektbeteiligte]

2.2.1.5 Sonstige Energieträger

Neben Strom, Erdgas, Treibstoffen und Fernwärme werden auch sonstige Energieträger in der Region benötigt, wobei jährlich ca. 312 GWh eingesetzt werden. Diese Energieträger werden vorrangig für die Niedrigtemperaturwärmebereitstellung herangezogen. Heizöl schwer und Braunkohle werden jedoch meist prozessbedingt eingesetzt. Eine Darstellung der einzelnen sonstigen Energieträger erfolgt in Abbildung 2.15 sowie in Tabelle 1.

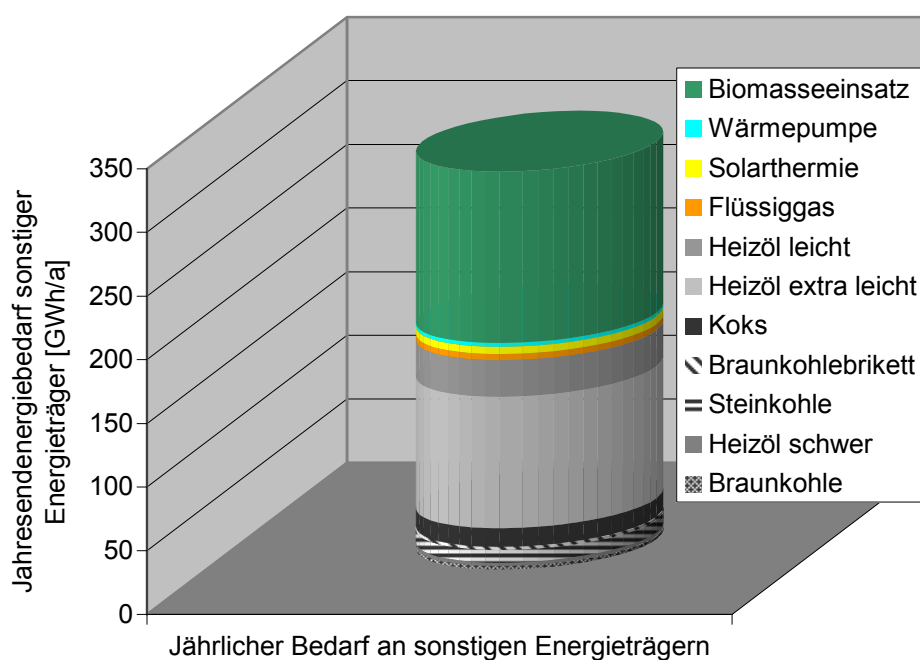


Abbildung 2.15: Jährlicher Bedarf an sonstigen Energieträgern der Projektregion
[AdNÖLandesreg, 2009]

Energieträger	[GWh/a]
Braunkohle	2,3
Heizöl schwer	2,9
Steinkohle	9,8
Braunkohlebrikett	2,2
Koks	14,5
Heizöl extra leicht	103,5
Heizöl leicht	28,7
Flüssiggas	4,6
Solarthermie	5,9
Wärmepumpe	2,9
Biomasseeinsatz	134,6
Summe	312,0

Tabelle 1: Jährlicher Bedarf an sonstigen Energieträgern der Region
[AdNÖLandesreg, 2009]

Sonstige Energieträger regenerativen Ursprungs werden in der Projektregion jährlich im Umfang von ca. 143 GWh (ca. 46 % des gesamten Bedarfs an sonstigen Energieträgern) benötigt. Der Bedarf an fossilen sonstigen Energieträgern beträgt jährlich ca. 169 GWh (ca. 54 %).

In Abbildung 2.16 wird der Jahreslastgang an sonstigen Energieträgern zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung dargestellt (ohne die prozessbedingten Energieträger Heizöl schwer und Braunkohle). Die Maximalleistung beträgt hierbei ca. 141 MW, die Minimalleistung ca. 1,7 MW und durchschnittlich werden 35 MW an sonstigen Energieträgern zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung benötigt (Der Lastgang wurde analog zum Fernwärmeverlauf synthetisch generiert.).

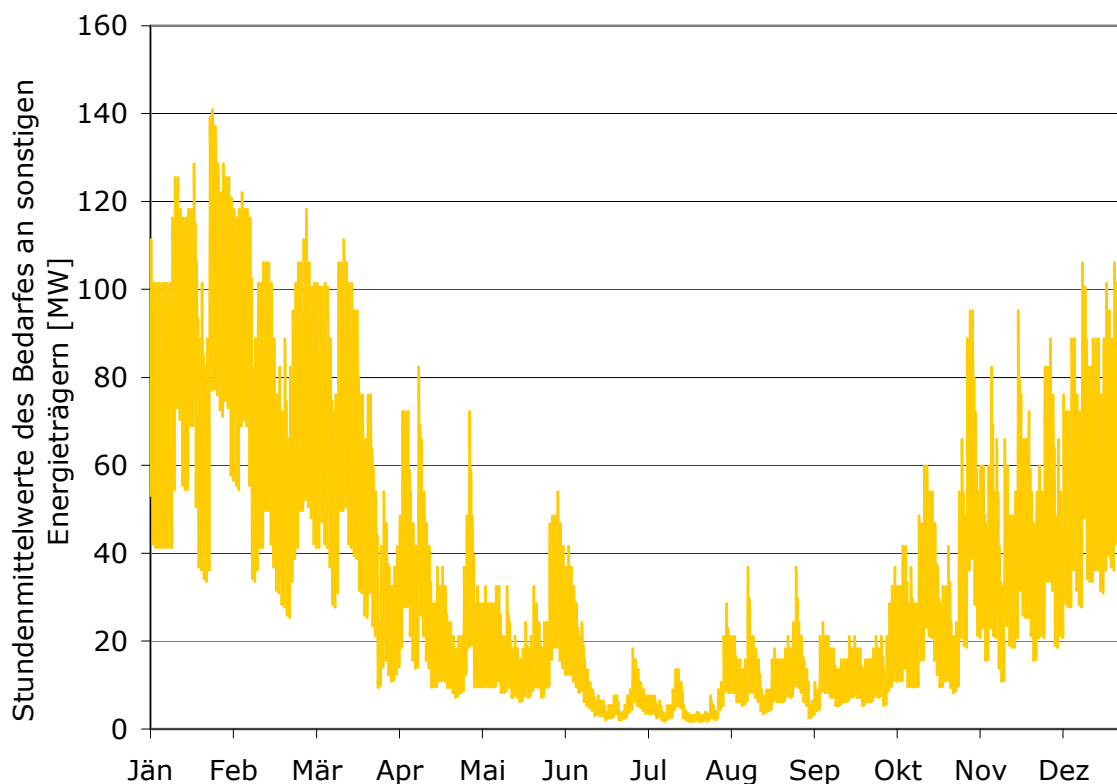


Abbildung 2.16: Jahreslastgang an sonstigen Energieträgern zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung der Projektregion

Erläuterung: Ohne die prozessrelevanten Energieträger Heizöl schwer und Braunkohle
[Projektbeteiligte]

2.2.2 Gesamtenergiebedarf der Energieregion

Nachfolgend wird in Abbildung 2.17 der Gesamtenergiebedarf des Untersuchungsgebietes dargestellt.

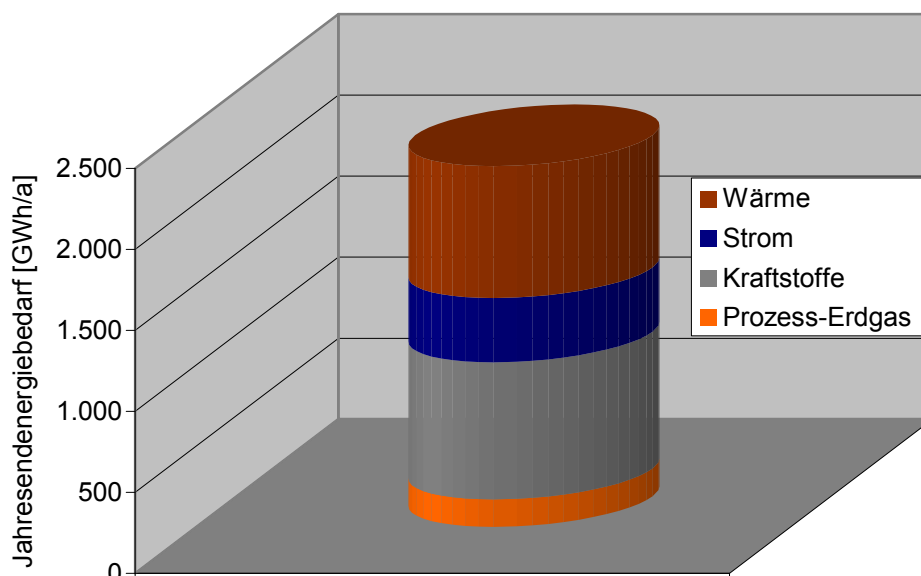


Abbildung 2.17: Jährlicher Gesamtenergiebedarf der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Der Gesamtenergiebedarf der Region beträgt ca. 2.227,8 GWh (siehe Tabelle 2), wobei ca. 417,9 GWh (ca. 18,8 % des Gesamtenergiebedarfes) regenerativen und 1.809,9 GWh (ca. 81,2 %) fossilen Ursprungs sind.

Endenergieträger	Regenerativer Anteil	Fossiler Anteil	Summe
	[GWh/a]	[GWh/a]	[GWh/a]
Wärme	175,5	640,6	816,0
Strom	212,5	182,5	395,0
Kraftstoffe	29,9	815,1	845,0
Prozess-Erdgas	0,0	171,8	171,8
Summe	417,9	1.809,9	2.227,8

Tabelle 2: Jährlicher Gesamtenergiebedarf der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Zur Darstellung des Jahresverlaufs des Gesamtenergiebedarfes dient Abbildung 2.18. Hierbei wurden die mittleren Stundenleistungen von Kraftstoffen, Erdgas (Prozesserdgas und niedrigtemperaturwärme-relevantes Erdgas), Strom und sonstigen Energieträgern aufsummiert, wobei der Fernwärmeverlauf zusammen mit den sonstigen Energieträgern (ohne die prozessrelevanten Energieträger Heizöl schwer und Braunkohle) zusammengefasst dargestellt wird (aufgrund des ähnlichen Verlaufes).

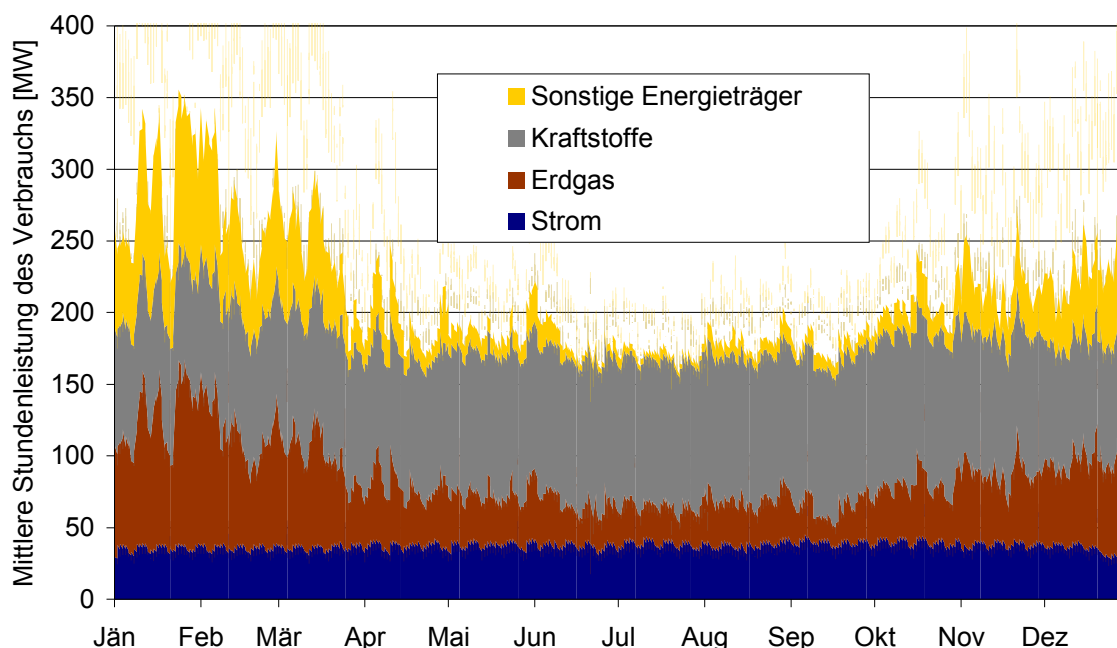


Abbildung 2.18: Mittlere Stundenleistung des Verbrauches an betrachteten Endenergieträgern im Jahresverlauf in der Modellregion

Erläuterung: Ohne die prozessrelevanten Energieträger Heizöl schwer und Braunkohle; aufgrund der Bildauflösung des Verlaufes sind die Leistungsmaxima nicht ersichtlich
[Projektbeteiligte]

Der Jahresverlauf der aufsummierten Endenergieträger weist ein Leistungsmaximum von ca. 509 MW, ein Minimum von ca. 145 MW und einen Durchschnittsbedarf von ca. 253 MW auf Basis von Stundenmittelwerten auf.

Der Stromverlauf ist im Vergleich zu den anderen Endenergieträgern hierbei verhältnismäßig geringen Schwankungen unterworfen. Der Kraftstoffbedarf weist seinen typischen Verlauf mit dem Bedarfsmaximum im Sommer- und dem Bedarfsminimum im Winterhalbjahr auf. Sonstige Energieträger und Erdgas sind sehr stark von saisonalen Schwankungen (Einfluss der Außentemperatur) berührt, da diese signifikant zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung beitragen. Die größten Leistungsgradienten ergeben sich daher durch die zur Wärmebereitstellung genutzten Energieträger.

2.2.3 Eigenerzeugungskapazitäten der Region

Im folgenden Abschnitt werden die aktuellen Eigenerzeugungskapazitäten der Untersuchungsregion dargestellt. Diese sind rein regenerativen Ursprungs.

In Abbildung 2.19 erfolgt eine aufsummierte Darstellung der aktuell intern bereitgestellten Energie der regional verwendeten Energieträger, wobei aktuell ca. 195 GWh aus der Projektregion gewonnen werden. Der größte Anteil entfällt auf Biomasse (ca. 135 GWh), gefolgt von Fernwärme (ca. 32 GWh) und Wasserkraft (ca. 19 GWh). Der Beitrag an Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpenanwendungen an der regionalen Energiebereitstellung ist aktuell gering (knapp 9 GWh in Summe).

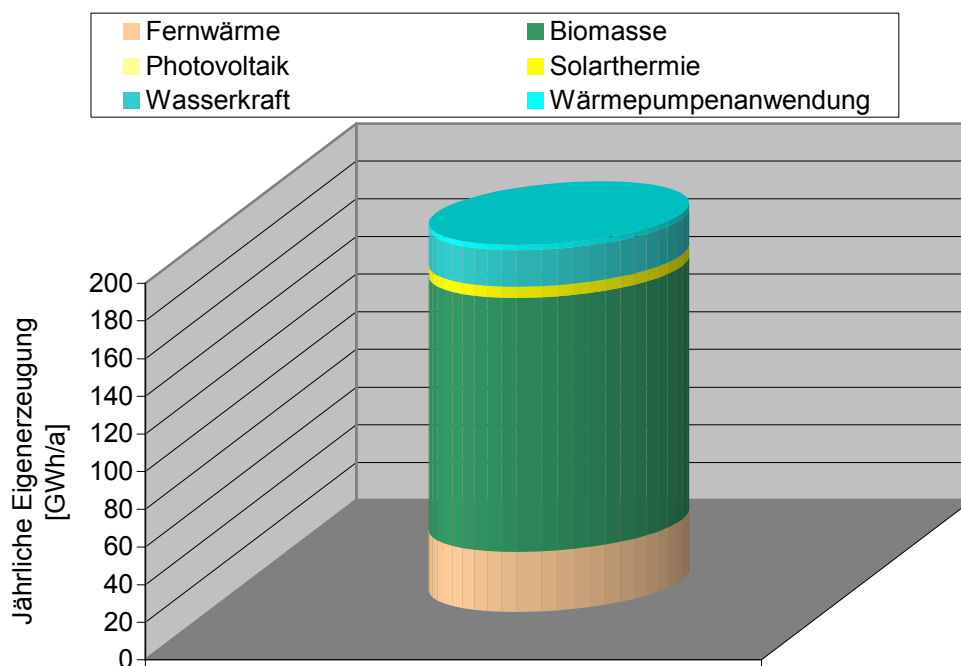


Abbildung 2.19: Aktuelle Eigenerzeugungskapazitäten der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Nachfolgend werden die beitragsstärksten regional verfügbaren Energieträger (Biomasse und Wasserkraft; Fernwärme siehe Abschnitt 2.2.1.4) näher behandelt.

2.2.3.1 Aktuelle Biomassebereitstellung der Region

In der Region werden aktuell ca. 135 GWh an Biomasse als Endenergie (Biomasse für Fernwärme ist nicht inkludiert) eingesetzt. Eine Darstellung des Biomasseeinsatzes des Erhebungsgebietes auf Gemeindeebene erfolgt in Abbildung 2.20.

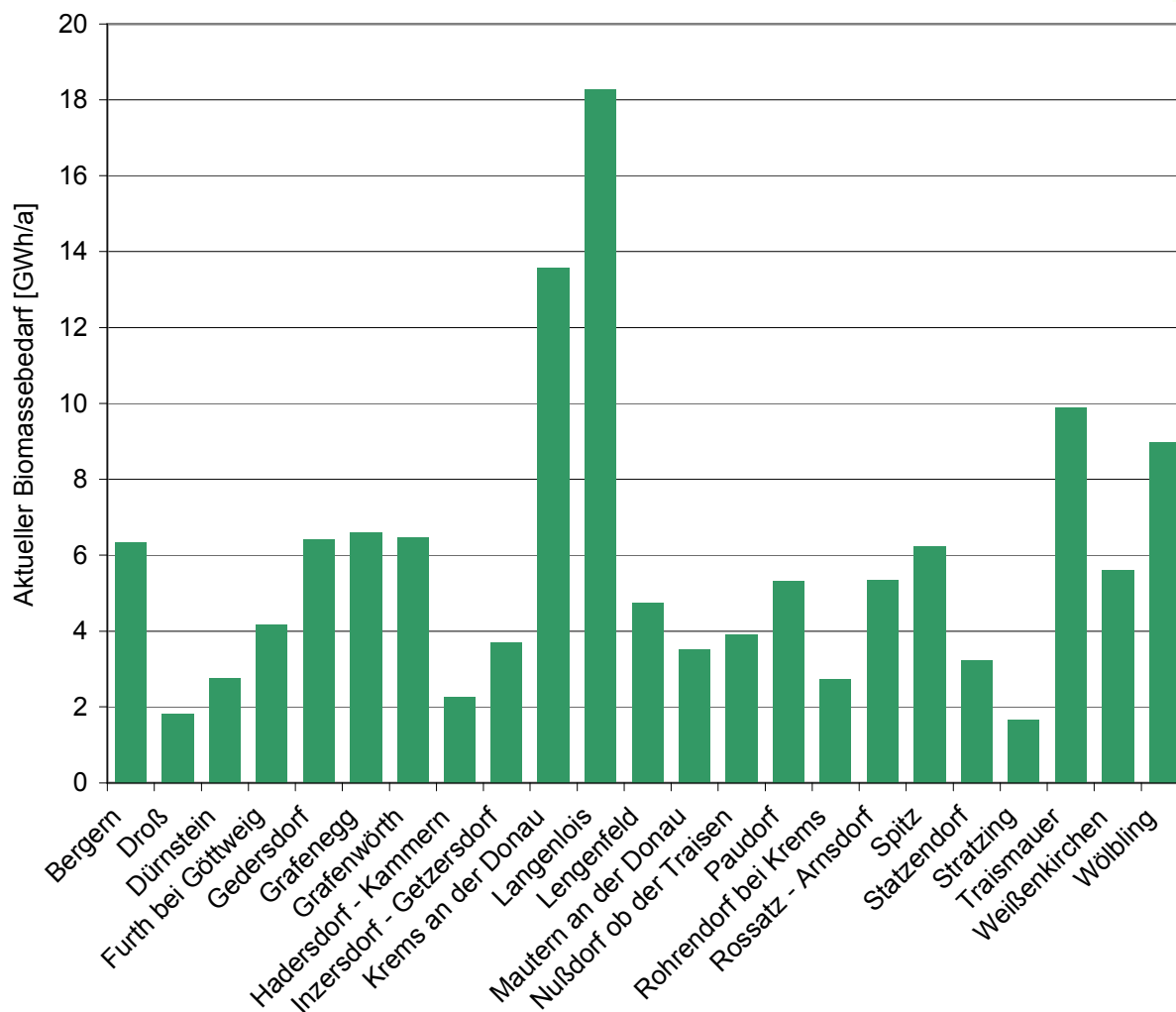


Abbildung 2.20: Jährlicher Biomasseeinsatz auf Endenergiebasis und Gemeindeebene der Projektregion 2006
[AdNÖLandesreg, 2009]

Abbildung 2.20 zeigt einen großen Unterschied des Biomasseeinsatzes unter den involvierten Gemeinden. Die Gemeinde Langenlois weist den größten jährlichen Einsatz von über 18 GWh auf, wohingegen die Gemeinde Stratzing den geringsten im Ausmaß von knapp 2 GWh verzeichnet.

2.2.3.2 Aktuelle Wasserkraftbereitstellung der Region

Die aktuelle Stromerzeugung aus Wasserkraft beträgt in der Untersuchungsregion jährlich ca. 19 GWh. Eine Darstellung der täglichen Stromerzeugung aus diesem Energieträger im Jahresverlauf erfolgt in Abbildung 2.21. Die tägliche Stromerzeugung aus Wasserkraft ist durch die Ausbauleistung der einzelnen Kraftwerke nach oben hin begrenzt, weshalb sich die maximale Tagesarbeit über die erste Jahreshälfte im Bereich von 60 MWh befindet. Die Wasserkrafterzeugung ist aufgrund der Abflusscharakteristik der Oberflächengewässer stark geprägt, weshalb sich in der 2. Jahreshälfte eine geringere Erzeugung um über 50 % ergibt.

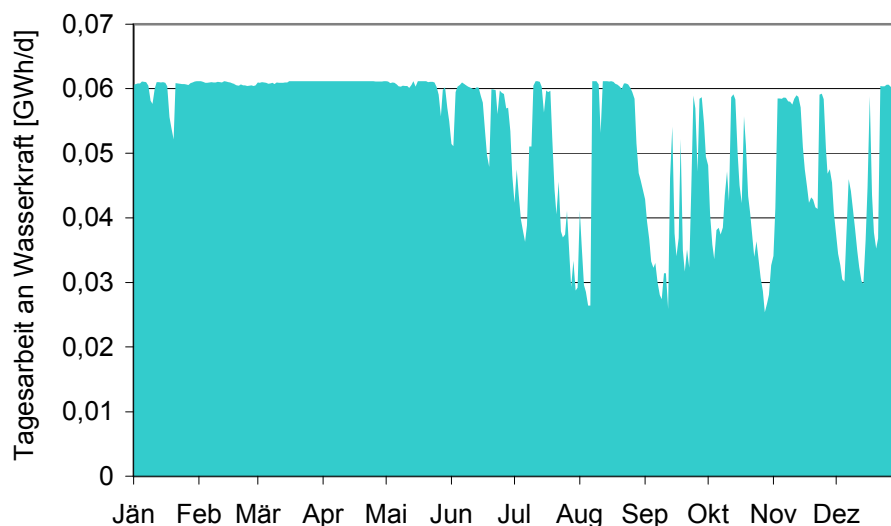


Abbildung 2.21: Tagesarbeit an Wasserkraft im Jahresverlauf in der Modellregion
[eHYD, 2009; BH Krems-Land, 2009; BH St. Pölten, 2009; BH Tulln, 2009; Magistrat Krems, 2009]

Abbildung 2.21 zeigt einen für Österreich untypischen Verlauf an Stromerzeugung aus Wasserkraft. Dies begründet sich durch die Abflusscharakteristik jener Oberflächengewässer, an welchen sich die meiste installierte Leistung befindet (vorrangig Traisen). Die Donau, mit großen Wasserkraftkapazitäten, führt durch die Modellregion. Im Untersuchungsgebiet befindet sich jedoch nur eine Stromboje mit verhältnismäßig geringer Leistung, wodurch deren Einfluss sehr gering ist. Eine detaillierte Darstellung der Tagesarbeit aus Wasserkraft und des Abflusses der einzelnen untersuchten Oberflächengewässer befindet sich im Anhang (Abschnitt 6.5).

2.2.4 Energieflussbild der Istsituation

Auf Basis der Datengrundlage erfolgt in Abbildung 2.22 eine Darstellung der Energieflüsse im Zusammenhang mit der Modellregion.

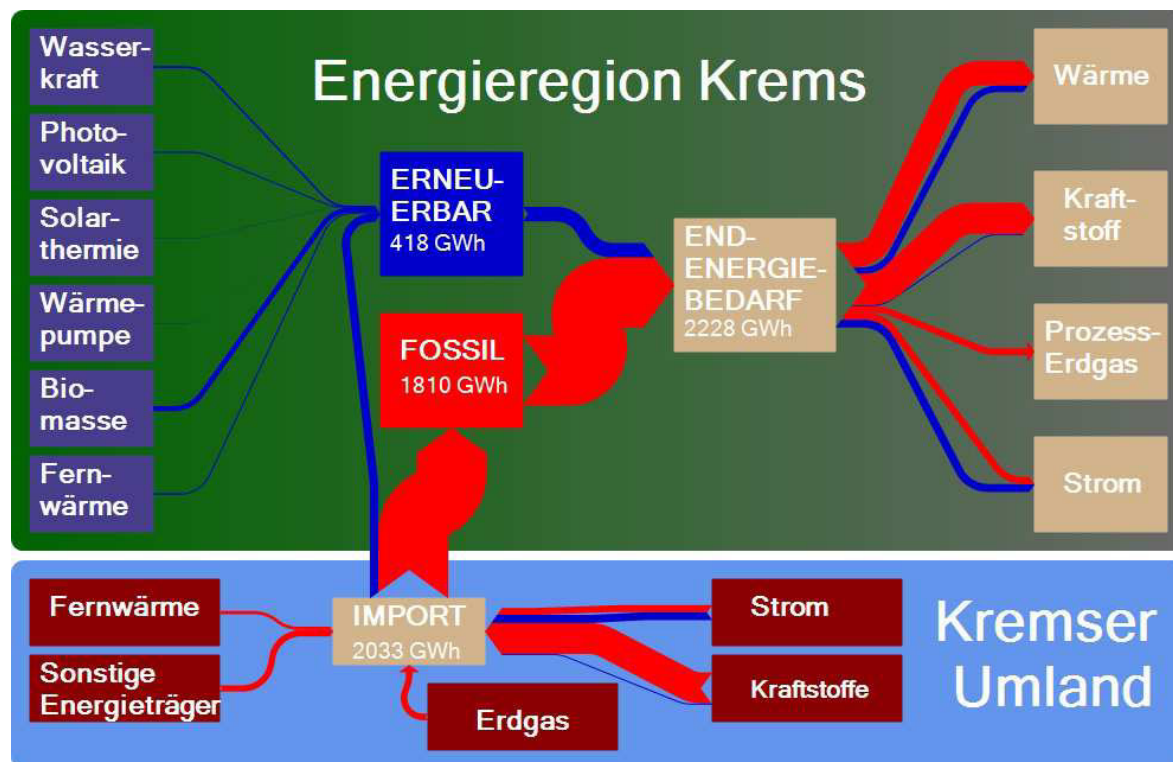


Abbildung 2.22: Energieflussbild der Istsituation der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Abbildung 2.22 zeigt den Import (ca. 2033 GWh), den Anteil Erneuerbarer (ca. 418 GWh), den Anteil fossiler Energie (ca. 1810 GWh) und den Endenergiebedarf (ca. 2228 GWh) für unterschiedliche Endenergeträger. Der Import setzt sich hierbei aus Fernwärme (ca. 82 GWh; rein fossil), Strom (ca. 363 GWh; fossil: ca. 170 GWh, erneuerbar: ca. 193 GWh), Kraftstoffe (ca. 845 GWh; fossil: ca. 815 GWh, erneuerbar: ca. 30 GWh), Erdgas (ca. 562 GWh) und sonstige Energieträger (ca. 169 GWh, rein fossil) zusammen. Die internen Erzeugungskapazitäten werden durch Wasserkraft (ca. 19 GWh), Photovoltaik (ca. 3 MWh), Solarthermie (ca. 6 GWh), Wärmepumpenanwendungen (ca. 3 GWh), Biomasse (ca. 135 GWh) und Fernwärme (ca. 32 GWh, rein regenerativ) bereitgestellt und bilden in Summe ca. 195 GWh. Der Endenergiebedarf der Region dient zur Bereitstellung von Wärme (ca. 816 GWh; fossil: ca. 641 GWh, erneuerbar: ca. 175 GWh), Kraftstoffen, Prozess-Erdgas (ca. 172 GWh) und Strom (ca. 395 GWh; fossil: ca. 183 GWh, erneuerbar: ca. 212 GWh).

2.2.5 CO₂-Ausstoß

Die CO₂-Emissionen der Industrieregion Krems an der Donau betragen ca. 504.755 t pro Jahr (siehe Tabelle 3). Die Kraftstoffe tragen ca. 45 % zum Ausstoß bei, das Erdgas ca. 25 % und der Strom ca. 16 %. Der Rest wird durch die sonstigen Energieträger (ca. 11 %) und durch die Fernwärmeerzeugung (ca. 4 %) emittiert.

Emissionsursprung	[t/a]	[%]
Strom	81.221,6	16,09%
Kraftstoff	224.793,0	44,54%
Erdgas	124.521,4	24,67%
Fernwärme	18.212,3	3,61%
Sonstige Energieträger	56.006,4	11,10%
Summe	504.754,8	100,00%

Tabelle 3: Aktueller CO₂-Ausstoß unterschiedlicher Energieträger in der Industrieregion Krems an der Donau

[BAFU, 2006; Umweltbundesamt, 2003; Umweltbundesamt, 2007; TU Graz, 2009; BMU, 2004]

Eine bildliche Darstellung der in Tabelle 3 dargestellten Emissionen erfolgt in Abbildung 2.23.

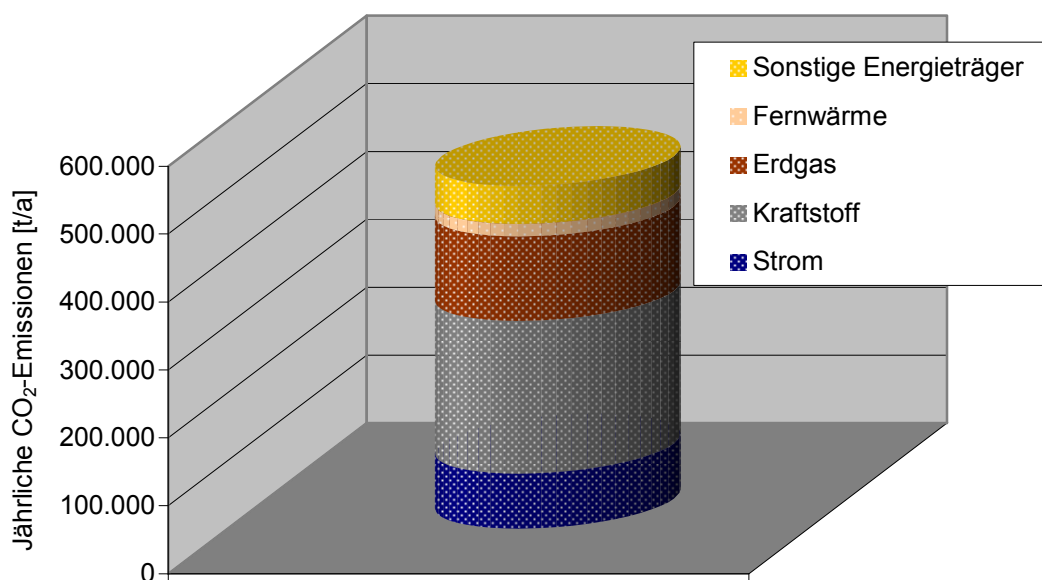


Abbildung 2.23: Aktueller CO₂-Ausstoß unterschiedlicher Energieträger in der Industrieregion Krems an der Donau

[BAFU, 2006; Umweltbundesamt, 2003; Umweltbundesamt, 2007; TU Graz, 2009; BMU, 2004]

2.3 Energetische Analyseergebnisse ausgewählter Betriebe der Industrieregion Krems

Die nachfolgenden Analyseergebnisse liefern Darstellungen der Energiestrukturen der ausgewählten Industriebetriebe, inklusive möglicher Ansatzpunkte für den Einsatz regenerativer Energieträger und die Anwendung von Effizienzsteigerungsmaßnahmen.

Grundsätzlich muss zur Analyse der Betriebe festgehalten werden, dass die Betriebe in der jüngsten Vergangenheit teilweise größere Umstrukturierungen hinter sich gebracht haben und in der Untersuchungszeit wirtschaftliche Veränderungen eingetreten sind, weshalb das vorhandene Datenmaterial teilweise nicht repräsentativ ist.

2.3.1 Charakteristika der Betriebe

Bei den untersuchten Betrieben handelt es sich um ein Unternehmen der Chemischen Industrie und zwei Unternehmen der Metallverarbeitenden Industrie. Die hauptsächlich zum Einsatz kommenden Energieträger sind Strom und Erdgas, wobei von einem Betrieb aber auch beträchtliche Mengen an Reststoffen aus innerbetrieblichen Prozessen einer energetischen Verwertung zugeführt werden.

2.3.2 Betrieblicher Energiebedarf

Der jährliche Gesamtenergiebedarf der Betriebe, an bei der Untersuchung erfassten Energieträgern, liegt zwischen ca. 3 und 80 GWh/a.

2.3.2.1 Strom

Der Jahresstrombedarf der untersuchten Betriebe liegt zwischen ca. 1 und 27 GWh/a. Die Volllaststundenanzahl schwankt dabei stark bei den unterschiedlichen Betrieben zwischen 253 und 6.744 h/a, was aber auf die großen und stark fluktuierenden prozessbedingten Lasten einerseits und das ausgezeichnete Lastmanagement andererseits zurück zu führen ist (Die entsprechenden Lastgänge können auf Grund der am Markt agierenden Unternehmen nicht öffentlich dargestellt werden).

2.3.2.2 Erdgas

Der Jahreserdgasbedarf der untersuchten Betriebe liegt zwischen ca. 2 und 29 GWh/a. Die Volllaststundenanzahl schwankt dabei stark bei den unterschiedlichen Betrieben zwischen ca. 3.000 und 4.000 h/a, was wiederum auf die großen und stark fluktuierenden prozessbedingten Lasten zurück zu führen ist (Die entsprechenden Lastgänge können auf Grund der am Markt agierenden Unternehmen hier nicht dargestellt werden).

2.3.2.3 Sonstige Energieträger

Von den untersuchten Betrieben werden teilweise in den Prozessen anfallende Reststoffe einer energetischen Verwertung zugeführt. Die sich daraus ergebende jährliche Endenergiemenge beträgt ca. 44 GWh.

Von einem Betrieb wird als weiterer Endenergieträger Fernwärme in Höhe von 314 MWh/a eingesetzt.

2.3.3 Betriebliche Effizienzsteigerungspotenziale

In allen Betrieben ist ein Energiemanagement eingerichtet und die entsprechenden Agenden sind einer Person zugeordnet, die entweder Teil der Geschäftsführung ist oder direkt der Geschäftsführung unterstellt ist. Teilweise erfolgt auch eine Energiebuchhaltung auf monatlicher Basis mit einer Zuordnung der Energieverbräuche zu einzelnen Prozessen. Wie aber nachfolgend dargestellt, konnten mit den verfügbaren Daten keine Gesamteffizienzsteigerungspotenziale errechnet werden, da die entsprechende Energiezuordnung zu einzelnen Anwendungsbereichen nicht vollständig zur Verfügung gestellt werden konnte.

2.3.3.1 Strom

Von den Betrieben wird ein Lastmanagement zur Verlagerung von Stromspitzen und damit verbundener Verbesserung der Volllaststunden durchgeführt, soweit dies prozessbedingt möglich ist. Eine weitere Verbesserung könnte durch Speicherung elektrischer Energie erfolgen. Dies ist aber unter den derzeitigen technologischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht durchführbar.

Die Anwendungsbereiche EDV, Licht und Druckluft spielen im Gesamtstrombedarf nur eine untergeordnete Rolle, weshalb in diesen Bereichen Einsparungen keine großen Auswirkungen auf den Gesamtbedarf haben, es werden aber von allen Betrieben Maßnahmen unternommen (z.B. Einsatz energieeffizienter Leuchten und Leuchtmittel, Bewegungsmelder, Ausschalten von Arbeitsplatzrechnern und anderen EDV-Geräten außerhalb der Betriebszeiten, regelmäßige Kontrolle der Druckluftsysteme und Abstellung außerhalb der Betriebszeiten) um diese Bereiche so effizient wie möglich zu machen. Teilweise fehlen noch entsprechende Leuchten und Leuchtmittel um die Arbeitsbereiche den gesetzlichen Rahmenbedingungen entsprechend mit Licht zu versorgen und im Bereich der EDV sind bei der Produktbeschaffung immer noch wirtschaftliche Faktoren für den Einsatz weniger effizienter Geräte ausschlaggebend.

Für alle Anwendungsbereiche mit Elektromotoren (Pumpen, Ventilatoren und andere Anwendungen) wird über einen Einsatz von energieeffizienten Motoren und drehzahlgeregelten Antrieben nachgedacht. Der Einsatz der Motoren und entsprechende Wartungen an den Anlagenteilen werden durchgeführt. Teilweise kann keine Umstellung auf energieeffiziente Motoren erfolgen, da keine entsprechenden Produkte für explosionsgefährdete Bereiche angeboten werden oder bei neuen Anlagen(teilen) ein Garantieverfall befürchtet wird.

In allen untersuchten Unternehmen sind die verschiedenen Produktionsprozesse für einen Großteil des Stromverbrauchs verantwortlich. Auf Grund der nicht verfügbaren Daten zur Zuordnung auf einzelne Produktionsprozesse konnte aber kein Benchmarking durchgeführt und damit auch kein Vergleich zu Best Practice Beispielen gezogen werden. Die zur Verfügung gestellten Berechnungstabellen erlauben den Betrieben entsprechende Analysen und Berechnungen selbstständig durch zu führen.

2.3.3.2 Erdgas

Von den Betrieben wird ein Lastmanagement zur Verlagerung von Gasspitzen und damit verbundener Verbesserung der Volllaststunden durchgeführt, soweit dies prozessbedingt möglich ist. Eine weitere Verbesserung könnte durch Speicherung von Gas erfolgen. Dies ist aber unter den derzeitigen technologischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht durchführbar.

In allen untersuchten Unternehmen sind die verschiedenen Produktionsprozesse für einen Großteil des Gasverbrauchs verantwortlich. Auf Grund der nicht verfügbaren Daten zur Zuordnung auf einzelne Produktionsprozesse konnte kein Benchmarking durchgeführt und damit auch kein Vergleich zu Best Practice Beispielen gezogen werden. Die zur Verfügung gestellten Berechnungstabellen erlauben den Betrieben entsprechende Analysen und Berechnungen selbstständig durch zu führen (Teilweise wurden die Effizienzsteigerungspotenziale durch den Einsatz von Gas zur Prozesswärmeerzeugung bei den Abwärmepotenzialen mitbehandelt.).

2.3.3.3 Sonstige Energieträger

Als sonstige Energieträger werden nur prozessbedingte Reststoffe auf bereits sehr effiziente Weise zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt, Die zur Verfügung gestellten Berechnungstabellen erlauben den Betrieben entsprechende Analysen und Berechnungen selbstständig durch zu führen. Teilweise wurden Effizienzsteigerungspotenziale gefunden, die bei den Abwärmepotenzialen mitbehandelt wurden.

2.3.3.4 Abwärme

Die am Projekt beteiligten Betriebe (metallverarbeitende und chemische Industrie) wurden anhand der vorhandenen Daten der Firmen analysiert und Jahresganglinien erstellt.

Da es Überlegungen gibt im untersuchten Projektgebiet in Zukunft eine Asphaltmischanlage zu errichten, wurde die Möglichkeit zur Nutzung der Abwärme aus Asphaltmischanlagen überschlagsmäßig überprüft.

Betrieb aus der chemischen Industrie:

Für den Betrieb aus der chemischen Industrie erfolgte die Bestandsaufnahme und Analyse der Energiesituation aufbauend auf vollständigen Energiedaten der letzten Jahre. Dadurch konnte die Dampfsituation des Betriebes dargestellt, sowie das Abwärmepotenzial aus den kontinuierlich anfallenden heißen Rauchgasen nach den Gasmotoren berechnet werden. Aus der Dauerlinie der Abwärme ergibt sich ein zusätzliches Potenzial von ca. 4,8 GWh/a in Form von Heißwasser bis ca. 100 °C Vorlauftemperatur. Das bedeutet eine mögliche mittlere Wärmelieferung von 550 kW, wobei im Normalbetrieb eine Mindestleistung von 450 kW nicht unterschritten wird (siehe Abbildung 2.24).

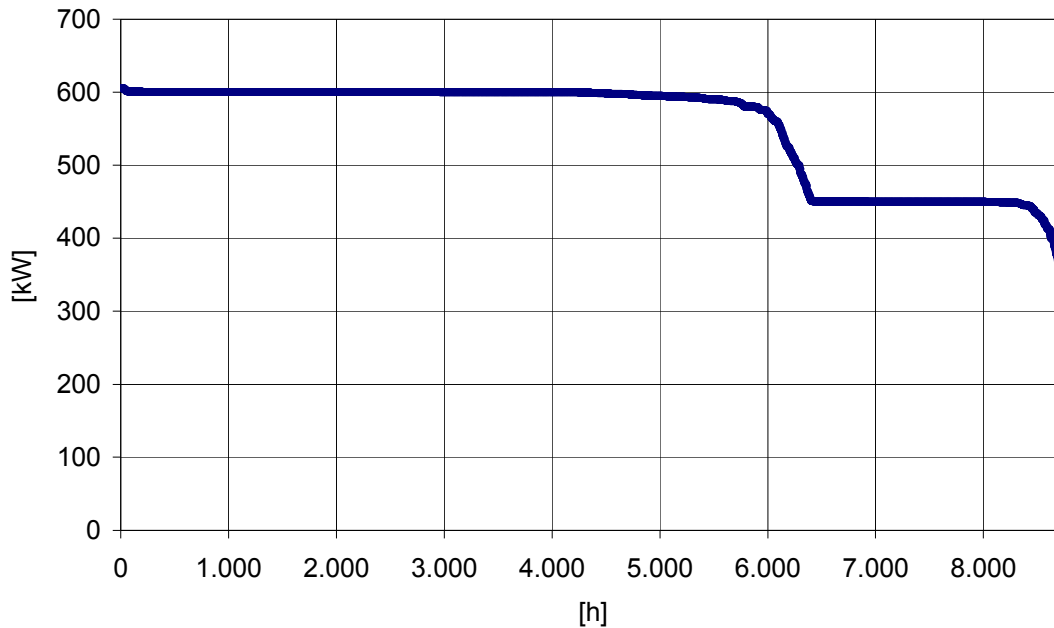


Abbildung 2.24: Dauerlinie der Abwärme aus den Gasmotoren des untersuchten Chemiebetriebes
[Projektbeteiligte]

Metallverarbeitender Betrieb 1:

Da es sich um einen Betrieb handelt, der die Produktion an einem neuen Standort beginnt (Probetrieb) sind nur Daten über einen relativ kurzen Zeitraum vorhanden. So sind die Gasmengen zur Beheizung des Gaskessels (Tagessummenmengen der Monate August bis Dezember 2008) bekannt. Es lässt sich der Gasverbrauch in Abhängigkeit von der mittleren Außentemperatur darstellen. Der Gaskessel wird für die Warmwasserproduktion zur Heizung der Büroräume am Firmengelände sowie eines Nachbarbetriebes eingesetzt.

Da die Wärmedämmung der neu errichteten Produktionshalle sehr gut ist, und sich Wärmequellen (heiße Metallwerkstücke) darin befinden ist kein nennenswerter Heizwärmebedarf für die Halle zu erwarten.

In diesem Betrieb gibt es erhebliche Abwärmemengen mit einem Temperaturniveau von max. 40 °C, die aus der Kühlung der automatischen Schmiede herrühren. Zur externen Nutzung dieser Abwärmequelle ist eine Erhöhung des Temperaturniveaus mittels einer Wärmepumpe erforderlich. Momentan sind auf dem Markt keine Serienmaschinen verfügbar, mit denen diese Abwärme genutzt werden könnte. Das derzeit maximal nutzbare Temperaturniveau der serienmäßigen Industriewärmepumpen liegt bei 28 °C. Eine für diese konkrete Anwendung passende Wärmepumpe müsste in Zusammenarbeit mit einem Hersteller erst entwickelt werden.

Metallverarbeitender Betrieb 2:

Der Betrieb verfügt über 2 Standorte. An einem Standort wird Fernwärme für Beheizungszwecke in der Produktion eingesetzt. Erdgas dient zur Produkttrocknung und zur Hallenheizung (Strahler) sowie zur Deckung des Raumwärmebedarfs des Bürogebäudes. Der Ersatz von Erdgas ist in diesem Fall nicht

möglich, da die Anlagen zur Produkttrocknung dies nicht erlauben und weiters die Anlage zur Heizung neu errichtet wurde.

Am zweiten Standort ist zu Beheizungszwecken in der Produktion eine Gastherme (Vorlauftemperatur ca. 110 °C) im Einsatz. Aus dem tatsächlichen Gasverbrauch wurde im Rahmen des Projekts eine synthetische Dauerlinie erstellt (siehe Abbildung 2.25). Daraus ergibt sich die Möglichkeit zur Integration eines BHKWs. Dies könnte mit Erdgas oder auch mit regenerativen Energieträgern befeuert werden. In jedem Fall würde der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung zu einer Verbesserung des Primärenergieeinsatzes beitragen. Die Durchführbarkeit und Wirtschaftlichkeit müssen in einem weiteren Schritt überprüft werden.

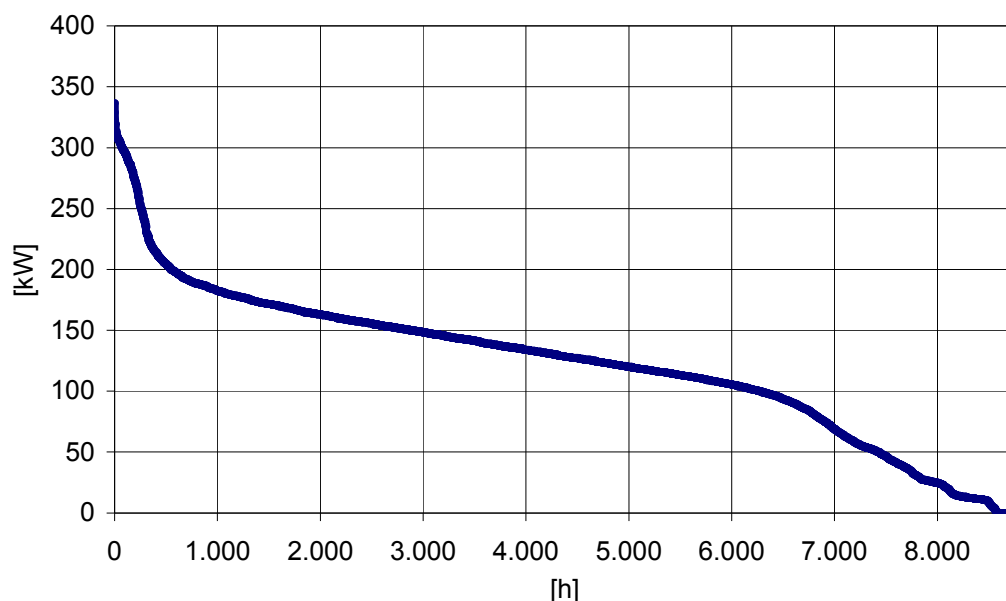


Abbildung 2.25: Synthetisches Wärmeprofil (Jahresdauerlinie) des metallverarbeitenden Betriebes 2 am zweiten Standort
[Projektbeteiligte]

Abwärmepotenzial Asphaltmischanlage:

Nach der Entstaubung der Rauchgase einer Asphaltmischanlage beträgt deren Temperatur im Kamin nur mehr 80 bis 90 °C. Dieses Potenzial reicht daher zur Nutzung für Fernwärmezwecke nicht aus. Außerdem werden diese Anlagen nur in einem Zeitraum von Ostern bis November/Dezember (je nach Witterung und Bautätigkeit) betrieben. Laut Herstellerangaben ist eine Abwärmenutzung aus Asphaltmischanlagen derzeit nicht üblich.

Eine Abwärmenutzung für Trocknungszwecke während der Betriebszeit der Anlage ist durch Anordnung eines Wärmetauschers grundsätzlich möglich.

2.3.4 Möglichkeiten für den Einsatz regional verfügbarer Energieträger auf Betriebsebene

Regional verfügbare Erneuerbare zur Stromerzeugung und als Ersatz für Erdgas sind für die Betriebe auf Grund der zu zahlenden Strom- bzw. Gaspreise nicht konkurrenzfähig. Trotzdem wurde zumindest für ein Hallendach eines Industriebetriebes die Auslegung einer Photovoltaikanlage vorgenommen und die entsprechenden Erträge berechnet. Bei einer Halle mit ca. 50 mal 30 m Flachdach wäre eine Anbringung von 360 Modulen mit einer Leistung von 220 W_p möglich. Mit dieser Anlage wäre am Standort Krems ein jährlicher Energieertrag von beinahe 75 MWh möglich.

2.4 Energetische Analyseergebnisse des Potenzials an regenerativen Energiequellen und Effizienzsteigerung

In diesem Abschnitt werden die energetischen Analyseergebnisse des Potenzials an regenerativen Energiequellen und Effizienzsteigerungspotenzialen dargestellt.

Nachfolgend wird das Potenzial an regional verfügbaren Energieträgern näher behandelt.

2.4.1 Potenzial erneuerbarer und regional verfügbarer Energieträger in der Energieregion

2.4.1.1 Windkraft

Nachfolgend werden die Potenzialanalyseergebnisse an Windkraftnutzung für Groß- und Kleinanlagen dargestellt.

2.4.1.1.1 Allgemein

In Abbildung 2.26 sind die durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten der Projektregion auf Bodenhöhe dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass die Windgeschwindigkeiten der Projektregion meist zwischen 2,5 und 4,5 m/s schwanken. Im Bereich der Donau wird dieser Wert sogar unterschritten. Die Windgeschwindigkeiten in der Projektregion sind daher durchschnittlich gering, wodurch auch das Windkraftpotenzial gering ist.

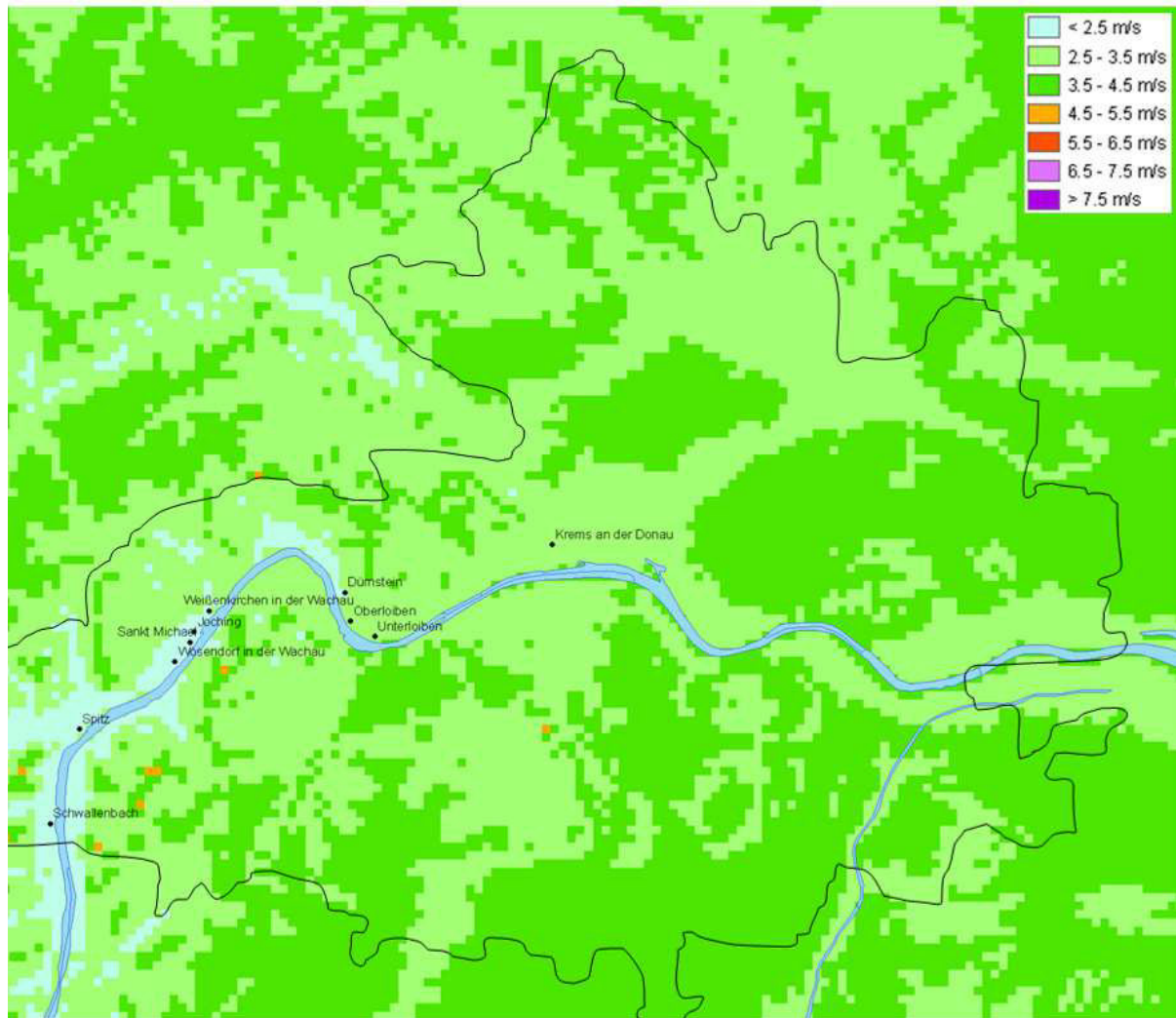


Abbildung 2.26: Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten auf Bodenhöhe in der Projektregion
[Meteotest, 2005]

In Abbildung 2.27 werden die Stundenmittelwerte der bodennahen Windgeschwindigkeiten in Langenlois im Jahresverlauf dargestellt. Die maximale Windgeschwindigkeit beträgt hierbei ca. 7,9 m/s, die minimale Geschwindigkeit ca. 0,2 m/s und die durchschnittliche Windgeschwindigkeit beträgt ca. 2 m/s und ist daher sehr gering.

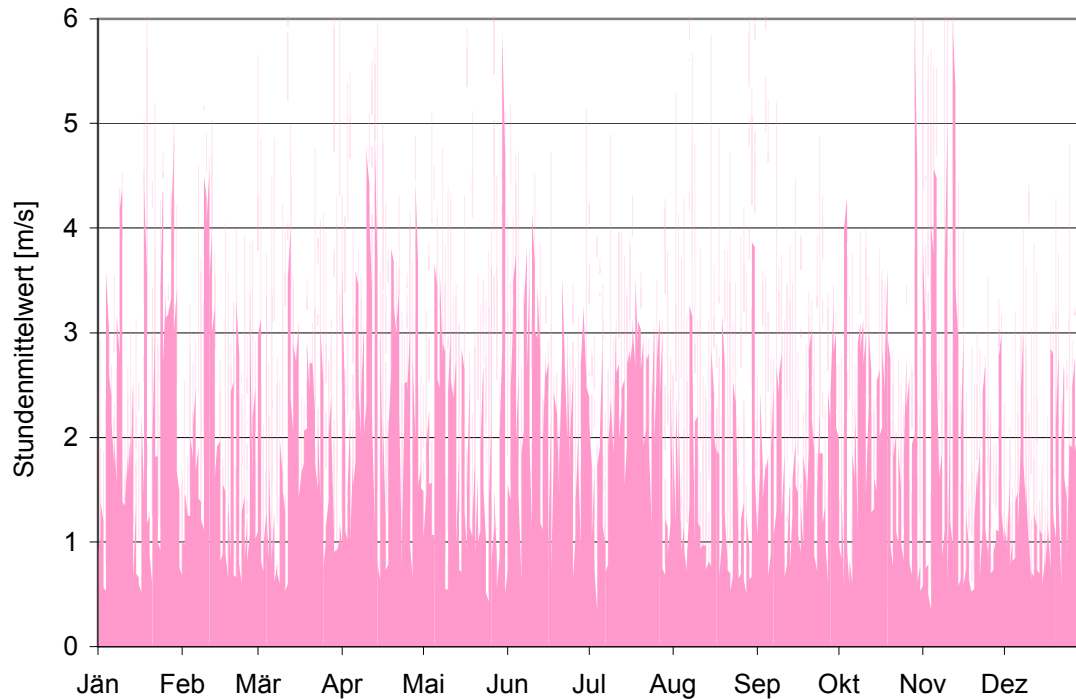


Abbildung 2.27: Windgeschwindigkeiten im Jahresverlauf in Bodennähe auf Basis von Stundenmittelwerten am Standort Langenlois

Erläuterung: Aufgrund der Bildauflösung des Verlaufes sind die Extremwerte nicht ersichtlich
[ZAMG, 2009]

Zur Darstellung der Windspitzen dient Abbildung 2.28, wobei der Verlauf der Windgeschwindigkeit auf Bodennähe am Standort Langenlois in der 3. Jännerwoche auf Basis von 10-Minutenwerten erfolgt. Die maximale Windgeschwindigkeit beträgt hierbei ca. 7,80 m/s, die minimale Geschwindigkeit weist keine Windgeschwindigkeit auf und die durchschnittliche Windgeschwindigkeit beträgt 1,97 m/s. Dies bedeutet, dass der Maximal- sowie der Durchschnittswert sich ähnlich wie die Stundenmittelwerte verhalten. Jedoch kann es bei den 10-Minutenwerten mitunter vorkommen, dass auch Windstillstand besteht. Weiters sind die Gradienten bei einer 10-minütigen Auflösung größer. Eine ähnliche Charakteristik kann durch Betrachtung der anderen repräsentativen Windgeschwindigkeiten auf Basis von 10-Minutenwerten festgestellt werden. Diese befinden sich im Anhang (siehe Abschnitt 6.6).

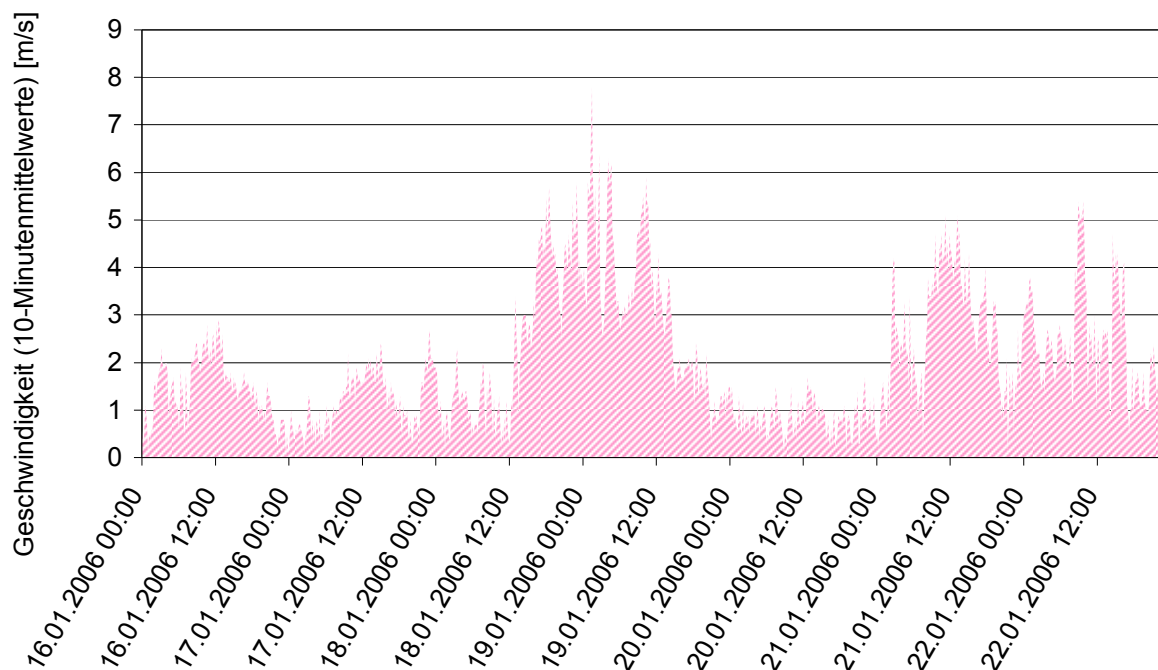


Abbildung 2.28: Windgeschwindigkeiten der 3. Jännerwoche 2006 in Bodennähe auf Basis von 10-Minutenmittelwerten am Standort Langenlois
[ZAMG, 2009]

Auf Basis der auftretenden Windgeschwindigkeiten erfolgt in Abbildung 2.29 eine Darstellung der relativen Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten auf Basis von 10-Minutenwerten am Standort Langenlois.

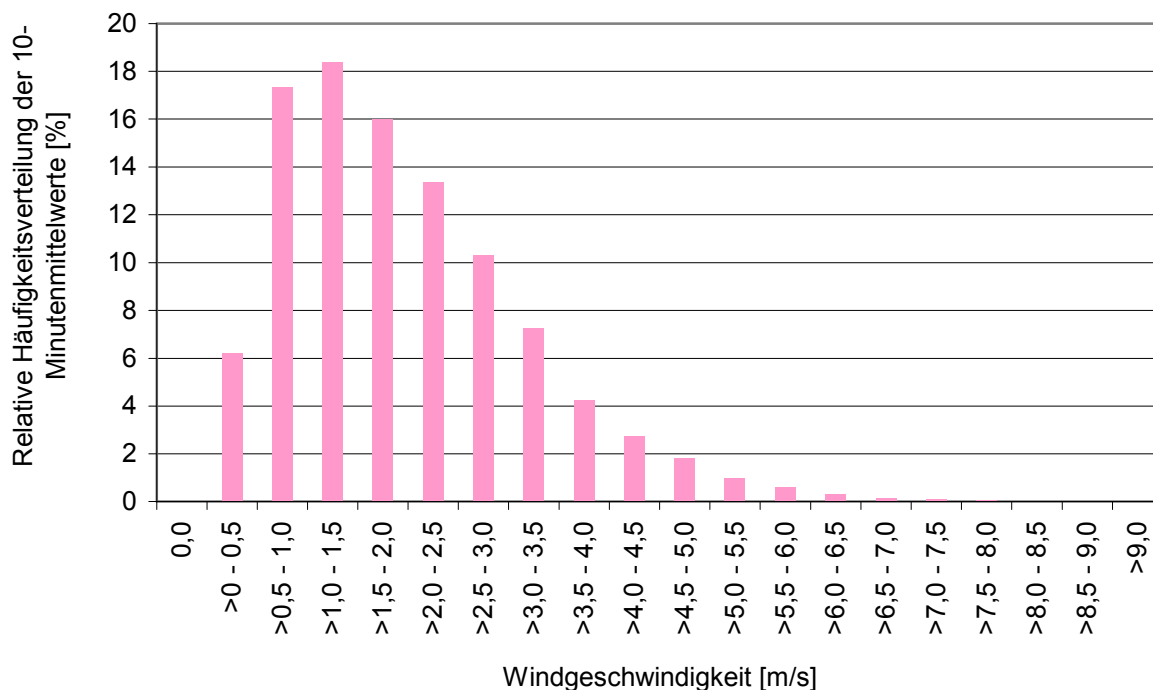


Abbildung 2.29: Relative Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten der 3. Jännerwoche 2006 in Bodennähe am Standort Langenlois (10-Minutenmittelwerte)
[ZAMG, 2009]

Zu über 18 % kann eine relative Häufigkeit für eine Windgeschwindigkeit zwischen 1,0 und 1,5 m/s festgestellt werden. Es gibt nur wenige Minuten / Stunden im Jahr, wo Windstillstand besteht. Die relative Häufigkeit von Windgeschwindigkeiten größer als ca. 5 m/s ist vernachlässigbar.

2.4.1.1.2 Windkraft-Großanlagen

Aufbauend auf die zugrunde liegenden bodennahen Windgeschwindigkeiten erfolgten für die Bestimmung des Potenzials an Großwindkraftanlagen Hochrechnungen auf deren Nabenhöhe (70 m). Dies entspricht dem technisch nutzbaren Potenzial, welches jedoch in einem weiteren Schritt einer rechtlichen Betrachtung (Abstandsbereiche zu Siedlungsgebieten) unterzogen wurde, da Windkraftanlagen in unmittelbarer Nähe von Siedlungsgebiet nicht erlaubt sind. Die Ergebnisse sind in nachfolgender Abbildung 2.30 dargestellt.

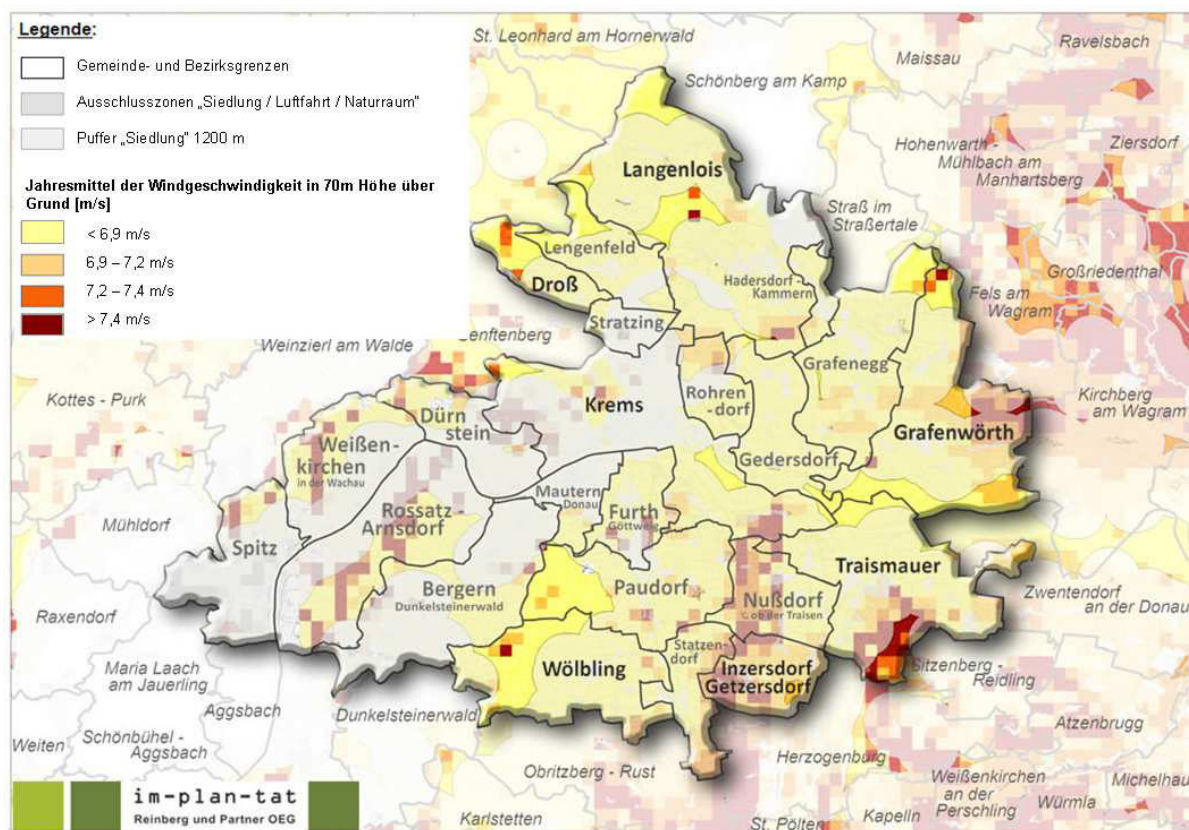


Abbildung 2.30: Windkraftpotenzial bezüglich Großanlagen in der Projektregion

Erläuterung: Der Puffer „Siedlung“ wurde als Grauschleier über die Karte gelegt und verfärbt dadurch die darunterliegenden Potenzialflächen.

[Projektbeteiligte]

In Abbildung 2.30 werden potenzielle Windkraftstandorte, welche für eine technisch in Frage kommende Aufstellungsfläche sinnvoll wären, einer rechtlichen Einschränkung unterworfen. Auf Basis dieser Einschränkung sind nun jene Flächen, an welchen der kritische Wert von 7,2 m/s für eine wirtschaftliche Großwindkraftanlagenutzung überschritten wird, sehr gering.

Eine weitere Einschränkung des Ausbaupotenzial an Großwindkraft in der Projektregion erfolgt durch das Weltkulturerbestätte Wachau und die in der Region vorhandenen Naturschutzgebiete bzw. Naturparks (Jauerling und Kamptal). In diesen Stätten bzw. Naturschutzgebieten ist aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen der Bau einer Windkraftanlage nur bedingt bzw. erschwert unter besonderen rechtlichen Auflagen möglich.

Ausgehend von der geringen Windgeschwindigkeit der Region und den rechtlichen Einschränkungen (Mindestabstand, Weltkulturerbestätte und Naturschutzgebiete) ergibt sich daher kein wirtschaftlich sinnvolles Potenzial an Großwindkraft in der Region. Die Potenzialeinschränkung der Großwindkraftanlagen in der Projektregion ist dabei vor allem auf rechtliche Einschränkungen und nicht auf klimatologische Bedingungen zurückzuführen.

2.4.1.1.3 Windkraft-Hausanlagen

In Abbildung 2.31 werden drei unterschiedliche Hauswindkraftanlagen eines potenziellen Standortes (Langenlois) gegenübergestellt. Hierbei wird die mittlere Tagesleistung der einzelnen Anlagen dargestellt.

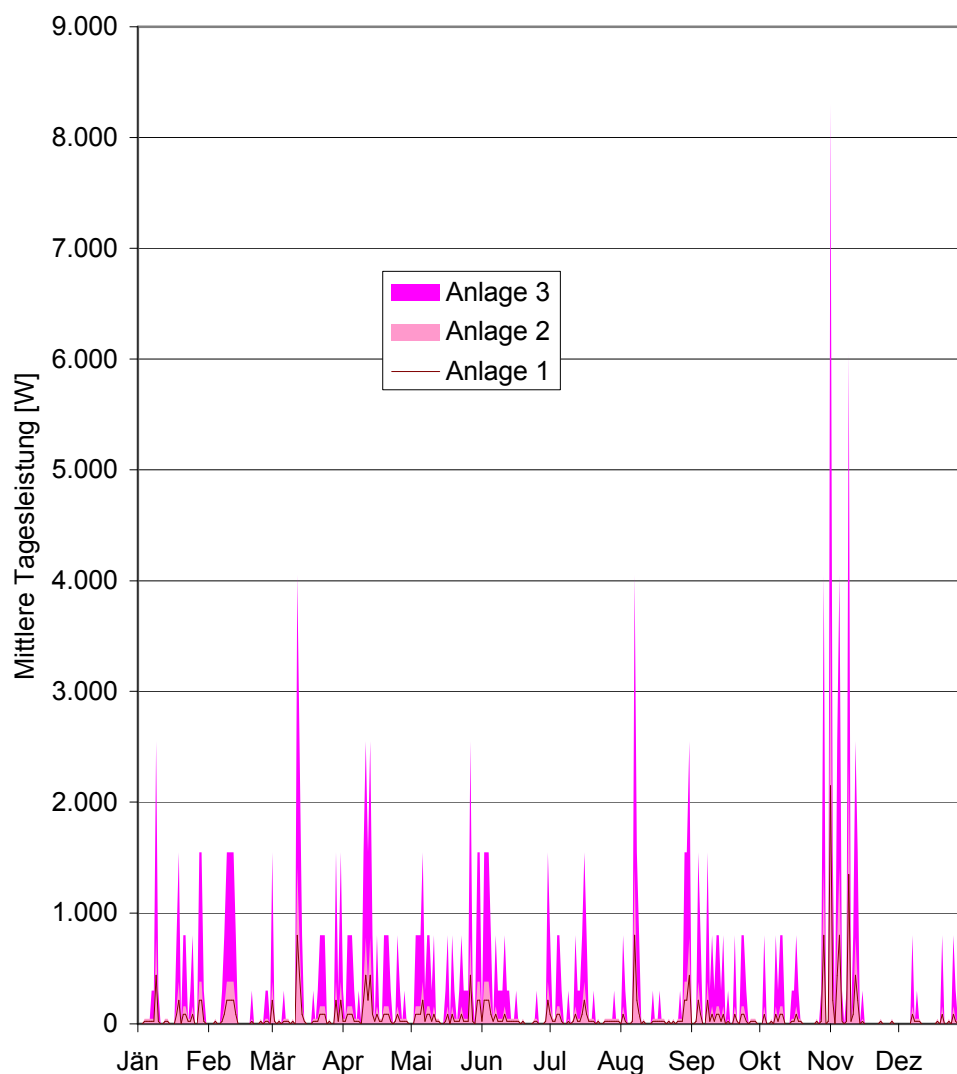


Abbildung 2.31: Mittlere Tagesleistung im Jahresverlauf dreier unterschiedlicher Hauswindkraftanlagen eines Standortes
Quelle Winddaten: [ZAMG, 2009]

In Tabelle 4 werden die wesentlichen Kennwerte der in Abbildung 2.31 dargestellten Anlagen aufgelistet. Je nach Anlagentyp schwanken die Leistungs- und Ertragswerte stark, wobei auch unterschiedliche Investitionskosten zu berücksichtigen sind und daher in Kombination mit dem Jahresertrag zu sehen sind.

		Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Mittelwert
Minimalleistung	[W]	0	0	0	0
Maximalleistung	[W]	2.149	3.791	8.300	4.747
Durchschnittsleistung	[W]	65	119	426	203
Jahresertrag	[kWh]	569	1.041	3.734	1.781

Tabelle 4: Ausgewählte Leistungsdaten und Jahresertrag dreier unterschiedlicher Hauswindkraftanlagen eines Standortes
Quelle Winddaten: [ZAMG, 2009]

Der Verlauf des Mittelwertes dieser drei Anlagen sowie der korrespondierenden Windgeschwindigkeiten, welche von Bodennähe auf Nabenhöhe der Hauswindkraftanlagen skaliert wurde, erfolgt in nachfolgender Abbildung 2.32.

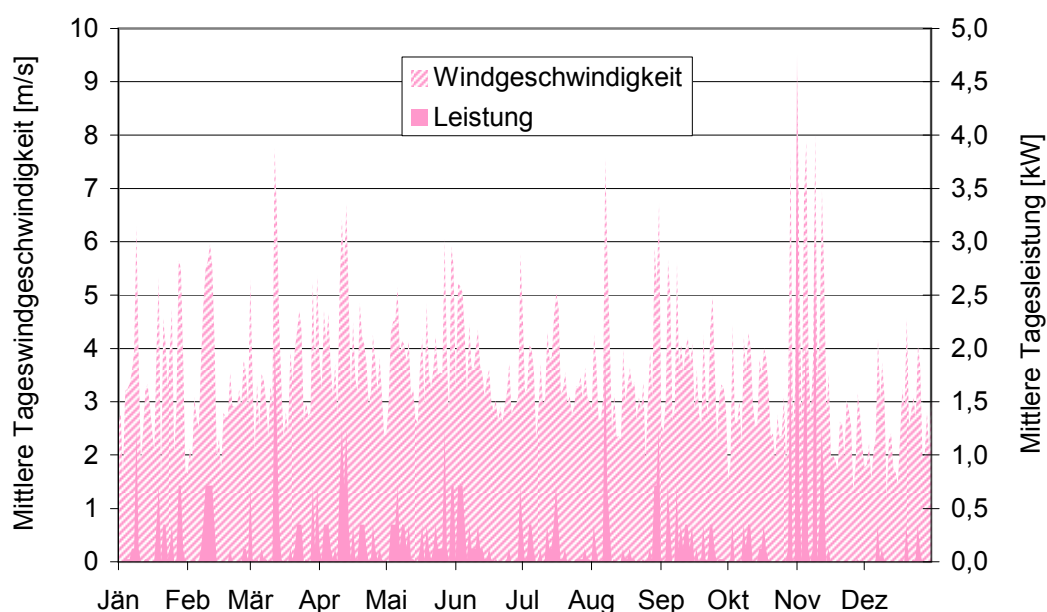


Abbildung 2.32: Mittlere Windgeschwindigkeit und mittlere Tagesleistung von Hauswindkraftanlagen auf Tagesbasis
Quelle Winddaten: [ZAMG, 2009]

Eine Hauswindkraftanlage in der Industrieregion Krems an der Donau würde demnach bei den in Langenlois vorherrschenden Windbedingungen einen Jahresenergieertrag von ca. 1.781 kWh erzielen. Der durchschnittliche Jahresstromverbrauch eines Haushaltes in Österreich befindet sich zwischen 3.500 und 4.000 kWh, wodurch mit einer Hauswindkraftanlage an diesem Standort rechnerisch etwa 50 % des Bedarfes gedeckt werden könnte (sofern das Stromnetz die nötige Regelenergie bereitstellt).

Aufgrund der hohen Investitionskosten von Hauswindkraftanlagen, muss jedoch ein höherer Jahresertrag erzielt werden, um die Anlage wirtschaftlich betreiben zu können, was mit der geringen durchschnittlichen Windgeschwindigkeit der Region nicht machbar ist. Aufgrund dieser Tatsache und des geringen technischen sowie wirtschaftlichen Potenzials an Hauswindkraftanlagen, werden die möglichen Erzeugungsmengen über Hauswindkraftanlagen als vernachlässigbar erachtet.

Zusammenfassend lässt sich daher feststellen, dass kein signifikantes Potenzial sowohl an Groß- als auch an Hauswindkraftanlagen in der Region besteht.

2.4.1.2 Wasserkraft

Ausgehend von den Analyseergebnissen der Abflussganglinie wurden mögliche Standorte für eine technische Wasserkraftnutzung identifiziert, wobei für diese Standorte in einem weiteren Schritt auch die rechtlichen bzw. ökologischen Aspekte erhoben wurden und eine Rücksprache mit der jeweiligen Behörde erfolgte.

Schließlich konnte festgestellt werden, dass aufgrund rechtlicher Einschränkungen (Wasserrahmenrichtlinie, Weltkulturerbestätte, Naturschutzgebiet und wasserbaulicher Sicht, wie z. B. Hochwasserschutz, usw.) nutzbare zusätzliche Wasserkraftstandorte der Region aufgrund dieser Restriktionen kaum zu realisieren sind. Auch können laut Aussage der Behörde aufgelassene Kraftwerke des Erhebungsgebietes unter Berücksichtigung der ökologischen und rechtlichen Rahmenbedingungen kaum sinnvoll wieder in Betrieb genommen werden. Entsprechend der Aussage der Behörde ist im Untersuchungsgebiet aufgrund unterschiedlicher rechtlicher Aspekte nicht mit einem Ausbau, sondern mit einem Rückbau bestehender Wasserkraftanlagen zu rechnen (v. a. Hochwasserschutz – insbesondere im Ortsgebiet). In diesem Zusammenhang besteht daher eine sehr große Erhebungsunschärfe, weshalb Detailstudien für eine genaue Abschätzung des tatsächlich zusätzlichen Wasserkraftpotenzials erforderlich wären. Eine Erhöhung des Wirkungsgrades der einzelnen bestehenden Wasserkraftanlagen könnte voraussichtlich daher maximal den entgangenen Ertrag durch den zu erwartenden Rückbau der Anlagen kompensieren.

Unter einer konservativen Annahme werden daher keine weiteren potenziellen Wasserkraftwerke sowie keine Effizienzsteigerungsmaßnahmen in das nutzbare Wasserkraftpotenzial aufgenommen. Der aktuelle Wasserkraftertrag (ca. 19 GWh) entspricht daher v. a. aufgrund ökologischer und rechtlicher Hintergründe auch dem zukünftigen nutzbaren Wasserkraftpotenzial. Es konnte daher kein zusätzliches Potenzial, weder durch Neubauten, noch durch Optimierung und Refurbishment bestehender Anlagen, identifiziert werden.

2.4.1.3 Solarenergie

2.4.1.3.1 Allgemein

Jahresglobalstrahlung der Projektregion

Die für eine Solarenergienutzung relevante Jahresglobalstrahlung der Projektregion beträgt unter Berücksichtigung eines Verschattungsgrades von 10 % ca. 1.063 kWh/m² auf die Horizontale (Klimadaten: [ZAMG, 2009]). Eine Darstellung der regionsbezogenen Jahresglobalstrahlung erfolgt in Abbildung 2.33.

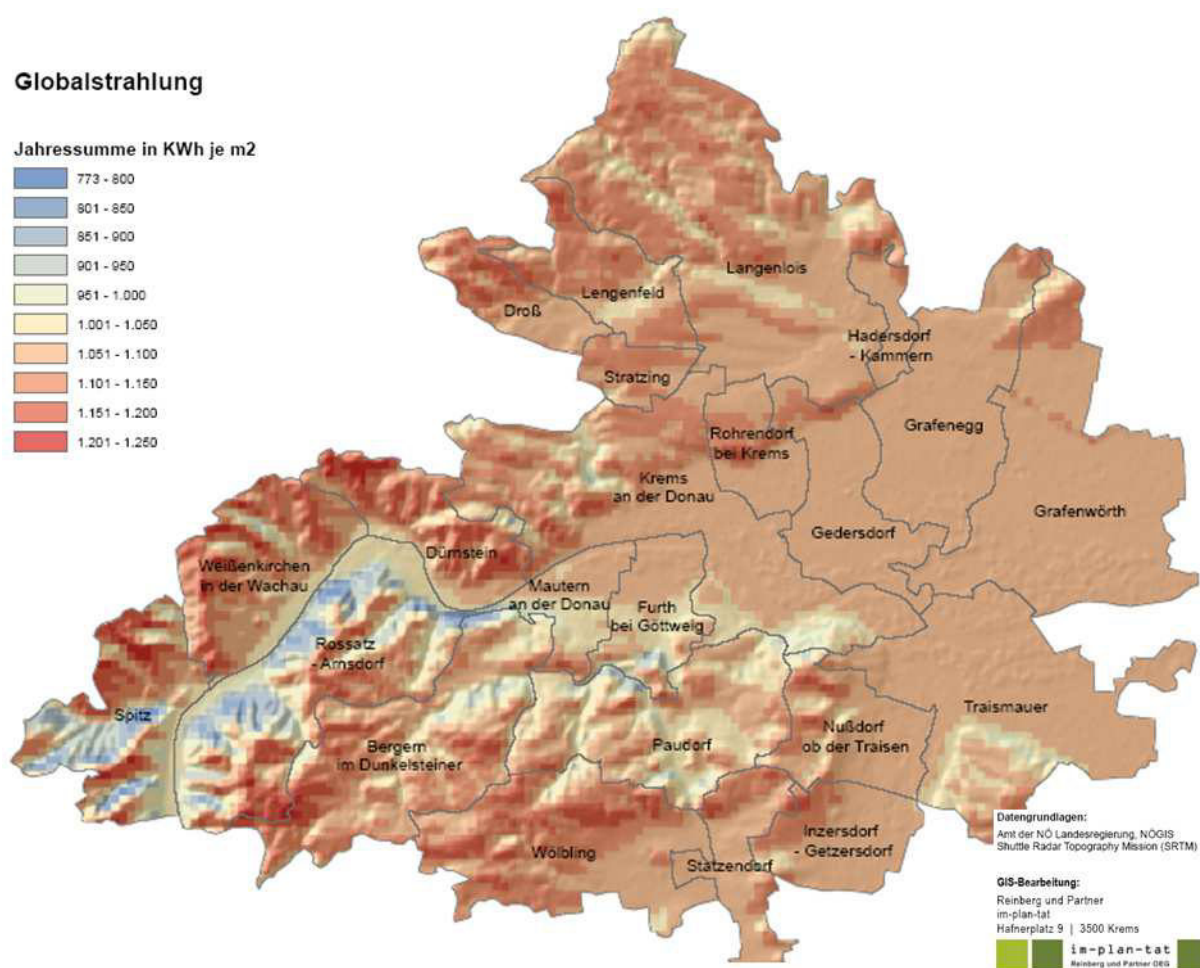


Abbildung 2.33: Jahresglobalstrahlung der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Die Einstrahlungswerte der Jahresglobalstrahlung werden nachfolgend in Abbildung 2.34 auf Gemeindeebene verglichen.

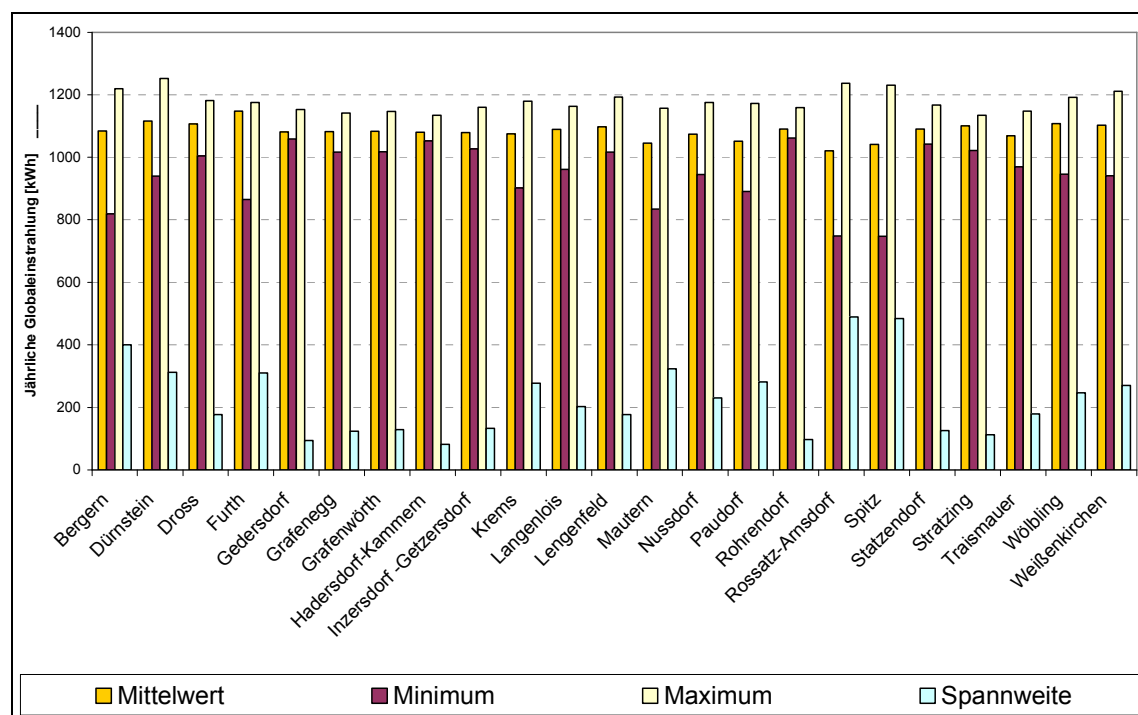


Abbildung 2.34: Vergleich der jährlichen Globaleinstrahlung auf Gemeindeebene
Daten Shuffle Radar Topography Mission 2009; Projektbeteiligte]

Generell ist festzustellen, dass die Mittelwerte der jährlichen Globaleinstrahlung auf Gemeindeebene sich nicht wesentlich unterscheiden. Jedoch zeigen die Spannweiten (Differenzen zwischen Maxima und Minima) die Unterschiede der Einstrahlungswerte in den Gemeinden. Speziell die Gemeinden in der Ebene (Gedersdorf, Grafenwörth und Grafenegg) weisen eine relativ homogene Einstrahlung auf. Andererseits ergeben sich in den Wachau-Gemeinden (Spitz, Rossatz-Arnsdorf) größere Spannweiten, die aus der Tallage der verglichenen Standorte (Rasterzellen) resultieren.

Globalstrahlung der Projektregion ausgewählter Monate

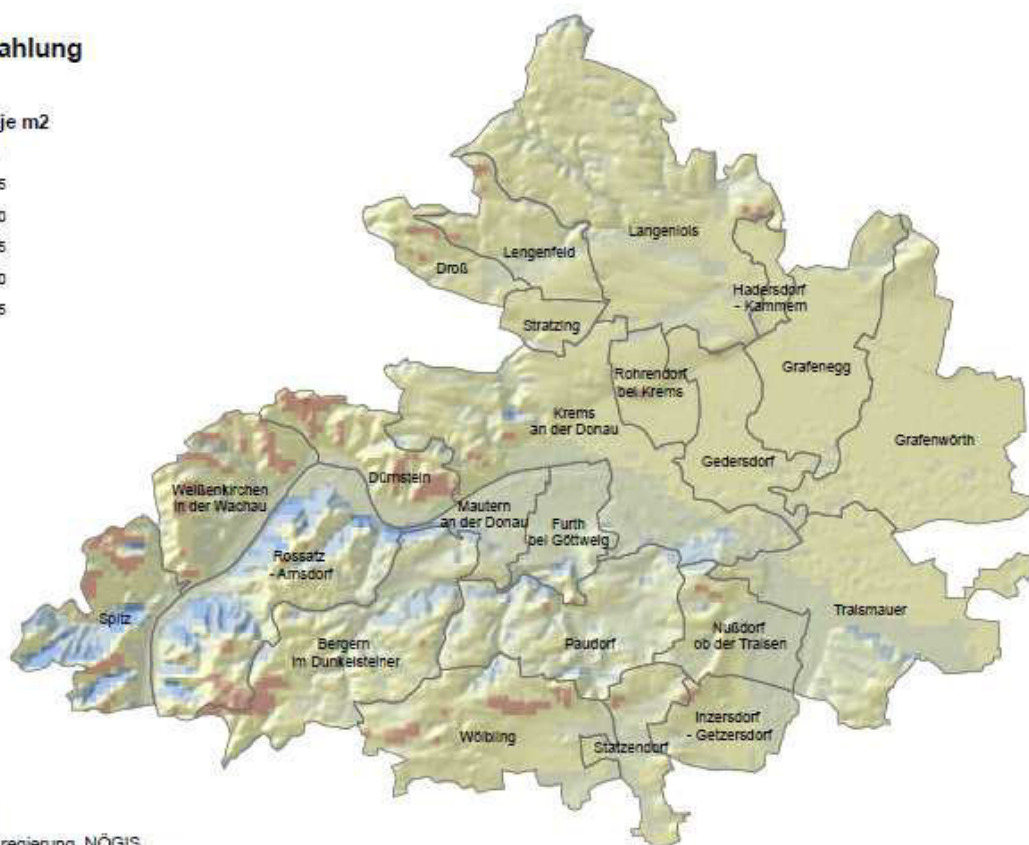
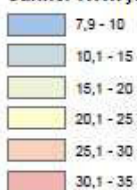
Nachfolgend wird für die Monate Jänner (Abbildung 2.35), Mai (Abbildung 2.36) und August (Abbildung 2.37) die aufsummierte, globale Monatseinstrahlung dargestellt.

In den Abbildungen wird in jedem Monat die deutlich geringere Sonneneinstrahlung am südlichen Donauufer ersichtlich. Außerdem zeigen die Darstellungen die hohen Einstrahlungspotenziale in den Gemeinden Dürnstein und Weissenkirchen an den Hängen der Weinberge (u.a. ein Grund für den Weinbau in diesen Bereichen).

Die über das Gemeindegebiet einheitlichen Einstrahlungspotenziale in den Gemeinden Gedersdorf, Grafenegg und Grafenwörth resultieren aus den geringen topografischen Unterschieden in diesen Bereichen.

Globalstrahlung

Jänner kWh je m2

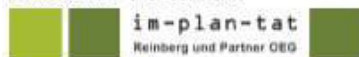


Datengrundlagen:

Amt der NÖ Landesregierung, NÖGIS
Shuttle Radar Topography Mission (SRTM)

GIS-Bearbeitung:

Reinberg und Partner
im-plan-tat
Hafnerplatz 9 | 3500 Krems



Maßstab 1:150.000

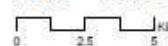
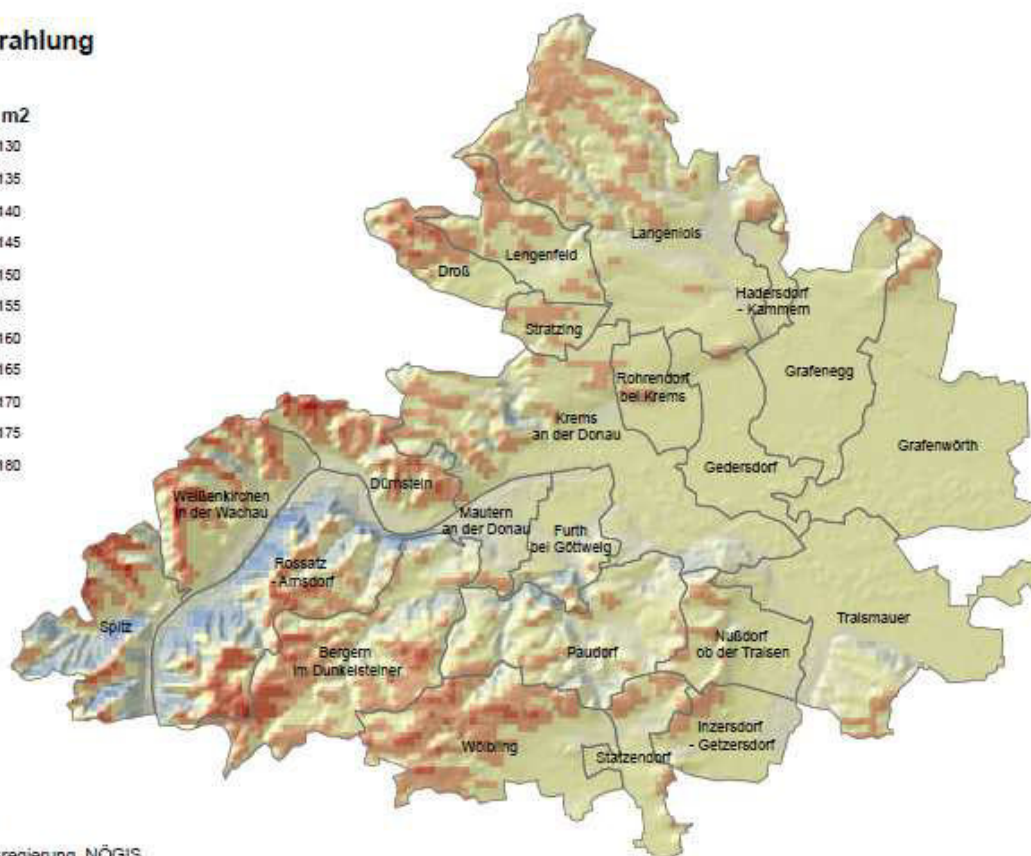
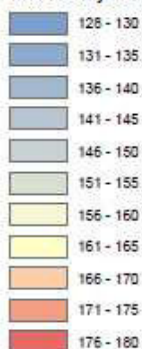


Abbildung 2.35: Globaleinstrahlung im Monat Jänner

[Daten Shuttle Radar Topography Mission 2009; Projektbeteiligte]

Globalstrahlung

Mai kWh je m²

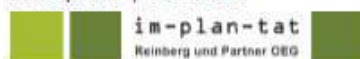


Datengrundlagen:

Amt der NÖ Landesregierung, NÖGIS
Shuttle Radar Topography Mission (SRTM)

GIS-Bearbeitung:

Reinberg und Partner
im-plan-tat
Hafnerplatz 9 | 3500 Krems



Maßstab 1:150.000

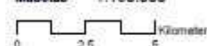


Abbildung 2.36: Globaleinstrahlung im Monat Mai

[Daten Shuttle Radar Topography Mission 2009; Projektbeteiligte]

Globalstrahlung

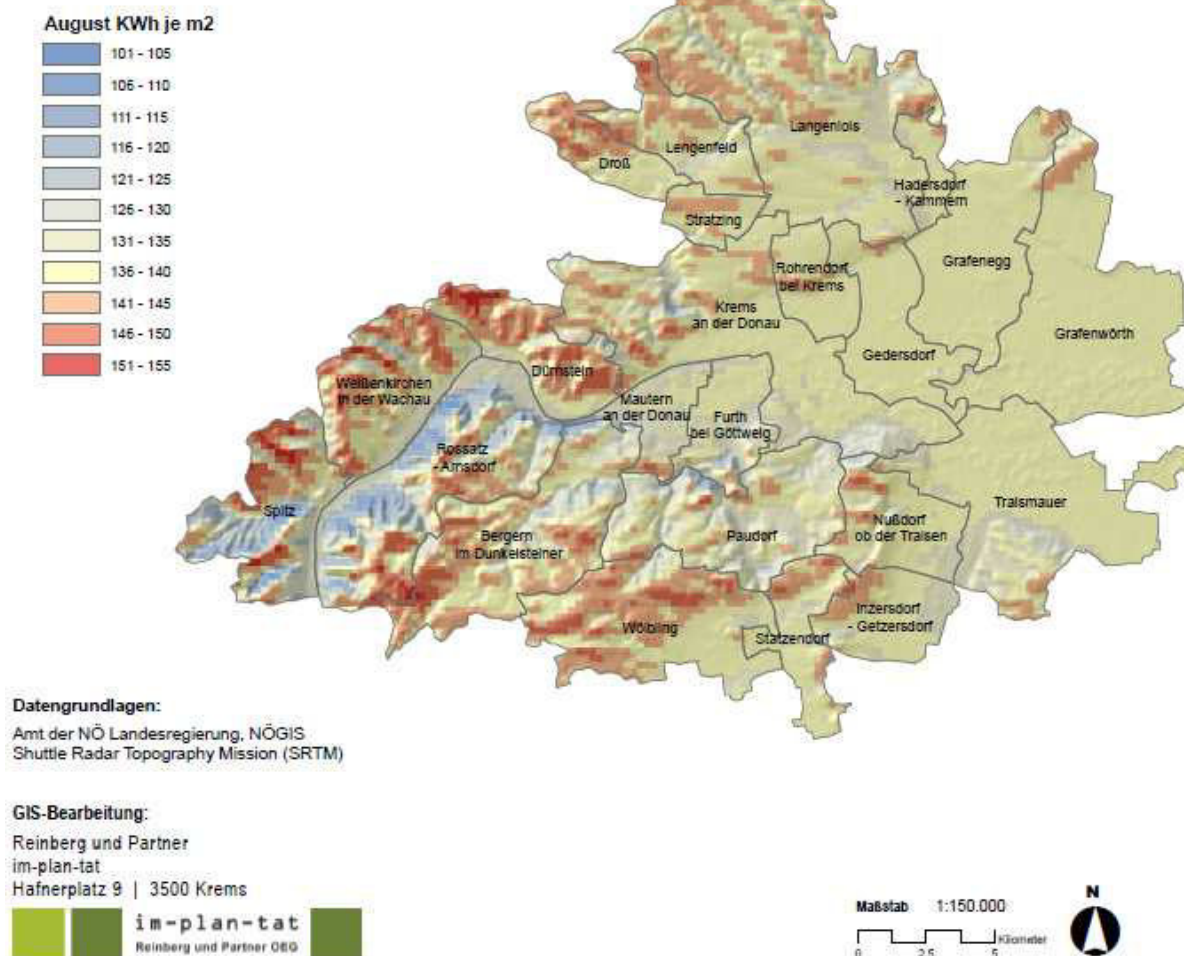


Abbildung 2.37: Globaleinstrahlung im Monat August

[Daten Shuttle Radar Topography Mission 2009; Projektbeteiligte]

Gebäudegrundfläche der Projektregion

Entsprechen der zugrunde liegenden Digitalen Katastermappe der Projektregion ergibt sich in der Projektregion eine Gebäudegrundfläche von 7.329.853,44 m² [NÖGIS, 2006].

Nachfolgend wird unter Berücksichtigung der in Abschnitt 1.4.1.4.4 beschriebenen Methodik das nutzbare Potenzial für Solarthermie und Photovoltaik dargestellt.

2.4.1.3.2 Solarthermie

Für die Feststellung des Ertrages aus Solarthermie wurden folgende Potenziale ermittelt:

- Maximalertrag ohne Berücksichtigung der Flächenkonkurrenz mit Photovoltaik (ca. 1.979 GWh/a)
- Maximalertrag nach einem Abgleich mit einer Photovoltaiknutzung (ca. 1.456 GWh/a)
- Maximalertrag nach einem „Photovoltaik-Abgleich“ und Abzug der Überschusswärme (ca. 445 GWh/a)

- Für den Abzug der Überschusswärme wurde der korrespondierende Niedertemperaturwärmeverlauf (ohne Effizienzsteigerung) herangezogen.
- Der Abzug der Überschusswärme erfolgte auf Tagesebene, da angenommen wurde, dass Solarwärme mindestens einen Tag gespeichert werden kann.
- Weiters wurden keine anderen wärmebereitstellenden Energieträger berücksichtigt (der Abgleich erfolgt in Abschnitt 2.5.2).

Der Verlauf der einzelnen Potenziale wird in nachfolgender Abbildung 2.38 dargestellt.

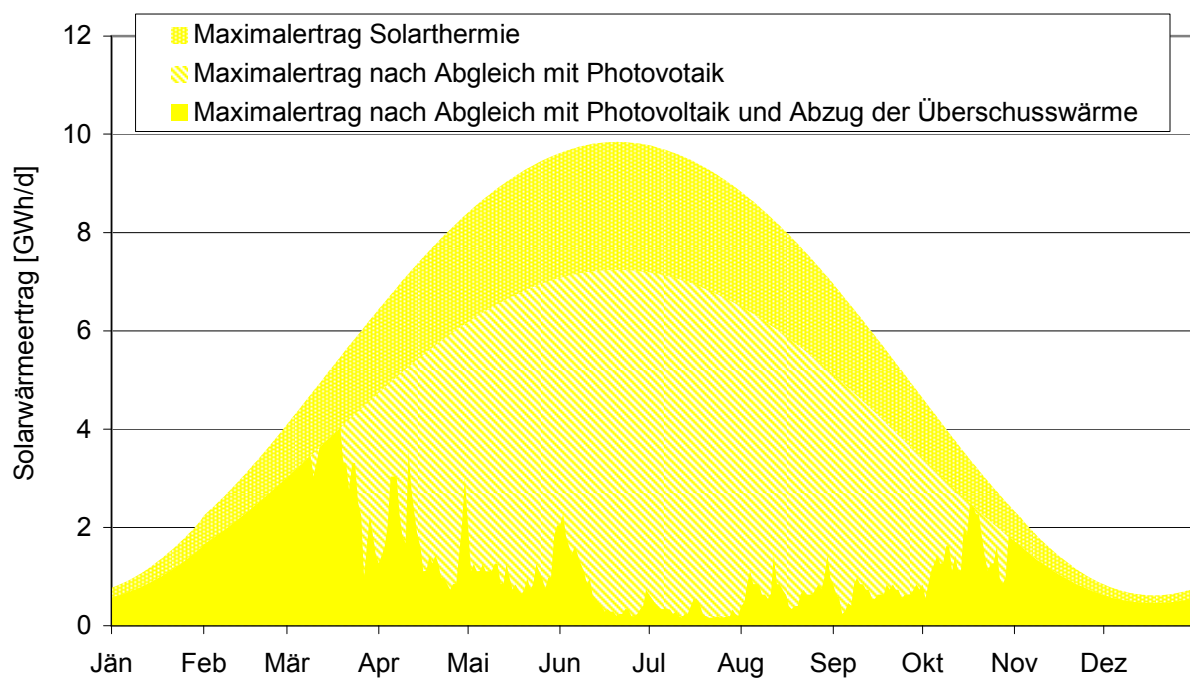


Abbildung 2.38: Unterschiedliche Potenziale an Solarwärme im Jahresverlauf der Projektregion
[Projektbeteiligte]

2.4.1.3.3 Photovoltaik

Für die Feststellung des Ertrages aus Photovoltaik wurden folgende Potenziale ermittelt:

- Maximalertrag ohne Berücksichtigung der Flächenkonkurrenz mit Solarthermie (ca. 871 GWh/a)
- Maximalertrag nach einem Abgleich mit einer Solarthermienutzung (ca. 231 GWh/a)
- Maximalertrag nach einem „Solarthermie-Abgleich“ und Abzug des Überschussstromes (ca. 225 GWh/a)
 - Für den Abzug des Überschussstromes wurde der korrespondierende Strombedarfsverlauf (ohne Effizienzsteigerung) herangezogen.
 - Der Abzug des Überschussstromes erfolgte auf Tagesebene, da angenommen wurde, dass Solarstrom mindestens einen Tag gespeichert bzw. im Netz gepuffert werden kann.
 - Weiters wurden keine anderen strombereitstellenden Energieträger berücksichtigt (der Abgleich erfolgt in Abschnitt 2.5.2).

Der Verlauf der einzelnen Potenziale wird in nachfolgender Abbildung 2.39 dargestellt.

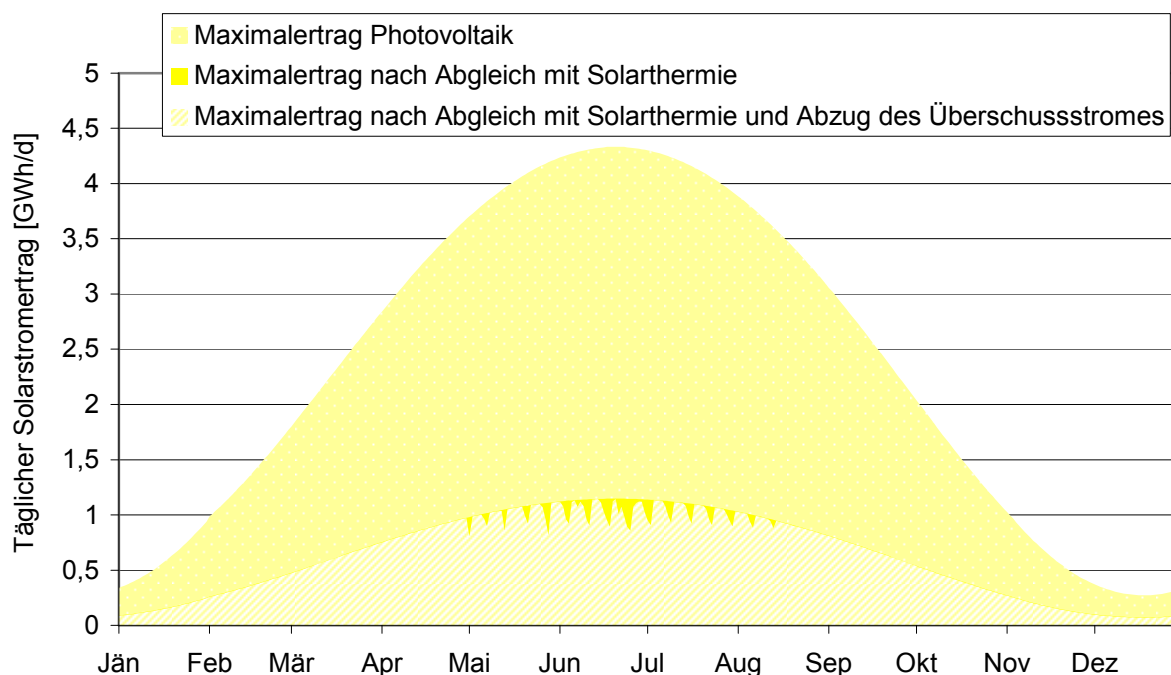


Abbildung 2.39: Unterschiedliche Potenziale an Solarstrom im Jahresverlauf der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Zur Abschätzung des Energieertrages einer PV-Anlage für Haushalte wurde eine ca. 5-kW_p-Anlage mit optimaler Ausrichtung und Lage gerechnet. Der Energieertrag einer solchen Anlage beträgt ca. 4960 kWh/a.

2.4.1.4 Biomassenutzung und biogene Reststoffe

Das Potenzial an Biomasse der Region besteht aus folgenden Komponenten

- Energieholz
- Maisstroh
- Getreidestroh
- Weinschnitt
- Rinder- und Schweinegülle
- Grünschnitt
- Biomüll

Die einzelnen Potenziale werden nachfolgend dargestellt.

2.4.1.4.1 Energieholz

Das zusätzliche Potenzial an Energieholz beträgt in der Projektregion jährlich ca. 50 GWh. Betrachtet man dieses Potenzial auf Gemeindeebene so ergibt sich für einige Kommunen ein Überschuss und für andere ein größerer Bedarf als Gemeinde-intern abgedeckt werden kann (Abbildung 2.40).

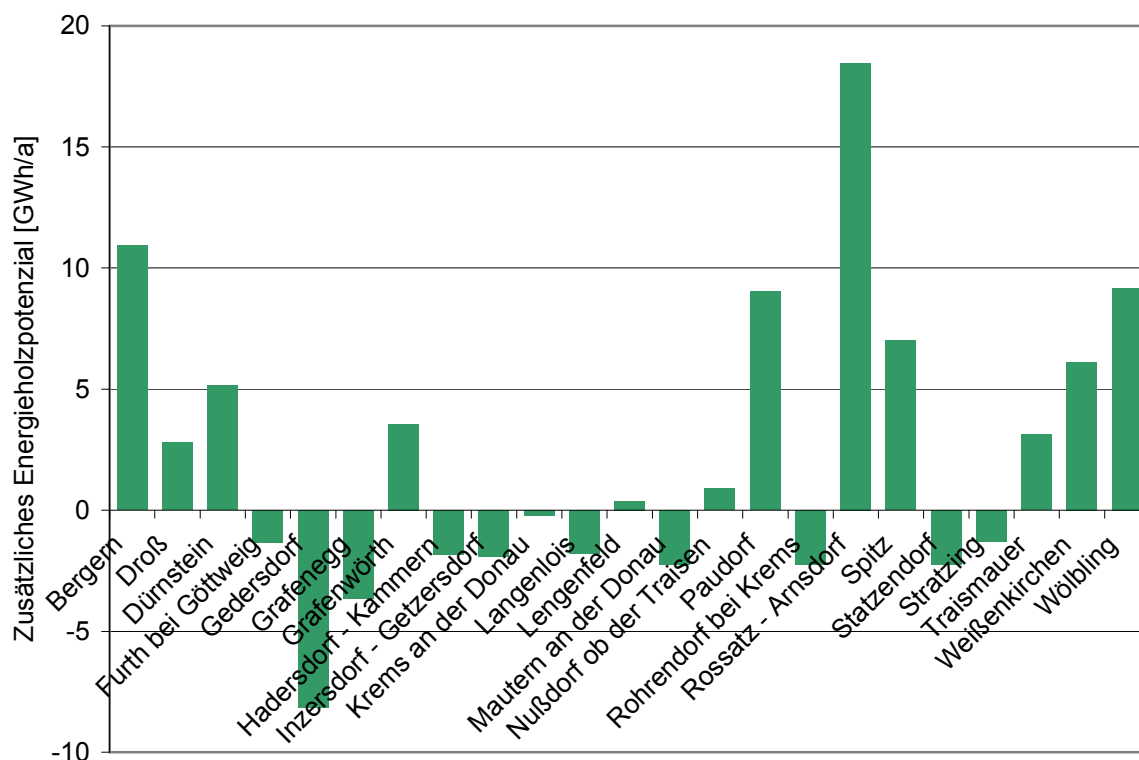


Abbildung 2.40: Zusätzliches Potenzial an Energieholz auf Gemeindeebene der Projektregion
 [AdNÖLandesreg, 2009; Europäische Kommission, 2006]

Das größte Potenzial befindet sich laut Abbildung 2.40 in der Gemeinde Rossatz-Arnsdorf mit ca. 18,5 GWh pro Jahr, wohingegen in der Gemeinde Gedersdorf auf Basis des Jahres 2006 der größte Bedarf von ca. 8,2 GWh besteht. Durchschnittlich steht in den Projektgemeinden ein zusätzliches energetisches Energieholzpotenzial von ca. 2,1 GWh pro Gemeinde zur Verfügung.

2.4.1.4.2 Maisstroh

Bislang erfolgt keine energetische Nutzung des Maisstrohs. Das Potenzial dieses Energieträgers beläuft sich jährlich auf ca. 26 GWh. In Abbildung 2.41 erfolgt eine Darstellung des energetischen Potenzials auf Gemeindeebene.

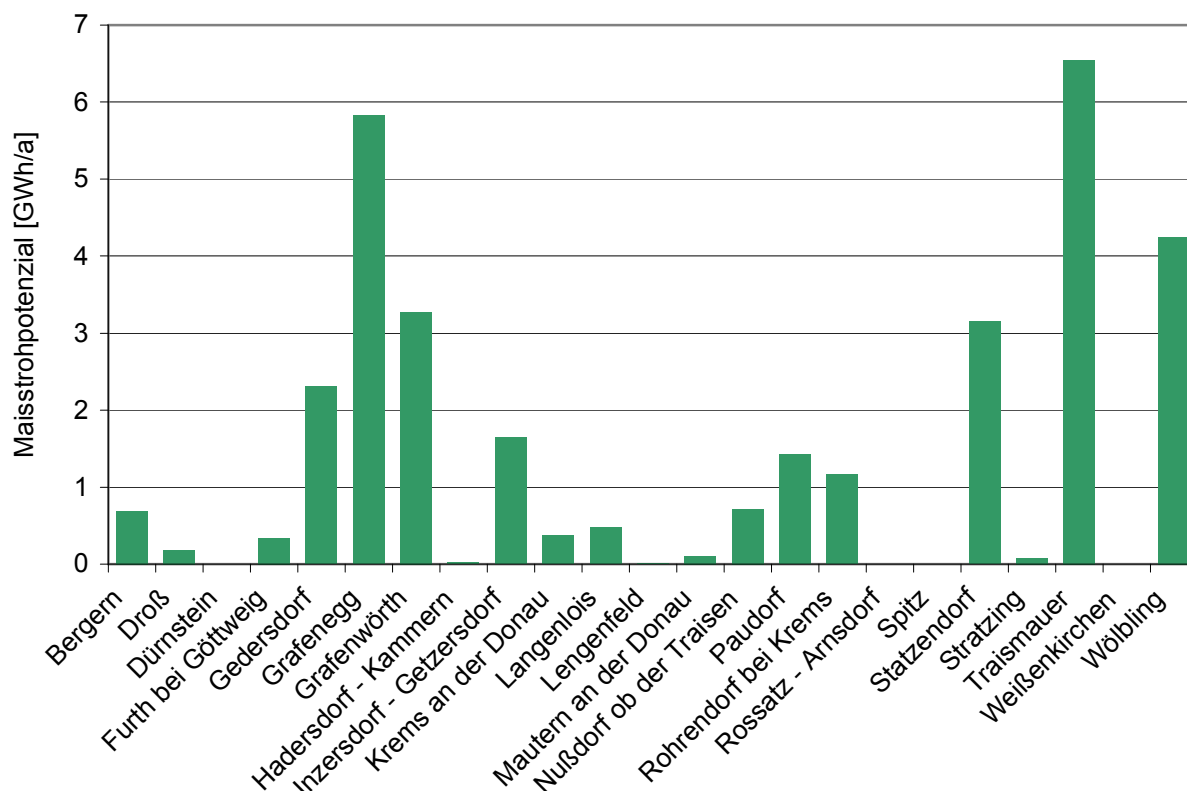


Abbildung 2.41: Potenzial an Maisstroh auf Gemeindeebene der Projektregion

[LWK, 2006; Kaltschmitt, 2001; Europäische Kommission, 2006]

Die nennenswertesten Potenziale an Maisstroh (siehe Abbildung 2.41) befinden sich in Traismauer (ca. 6,5 GWh), Grafenegg (ca. 5,8 GWh) und Wölbling (ca. 4,3 GWh). Darüber hinaus gibt es jedoch einige Gemeinden der Projektregion, welche über kein Maisstrohpotenzial verfügen (Dürnstein, Lengenfeld, Rossatz-Arnsdorf, Spitz und Weissenkirchen). Durchschnittlich stehen pro Gemeinde ca. 1,4 GWh an energetischem Maisstrohpotenzial zur Verfügung.

2.4.1.4.3 Getreidestroh

Bislang erfolgt in der Projektregion keine energetische Nutzung des Getreidestrohs. Das Potenzial an Getreidestroh beträgt jährlich ca. 22 GWh. In Abbildung 2.42 erfolgt eine Darstellung des energetischen Potenzials auf Gemeindeebene.

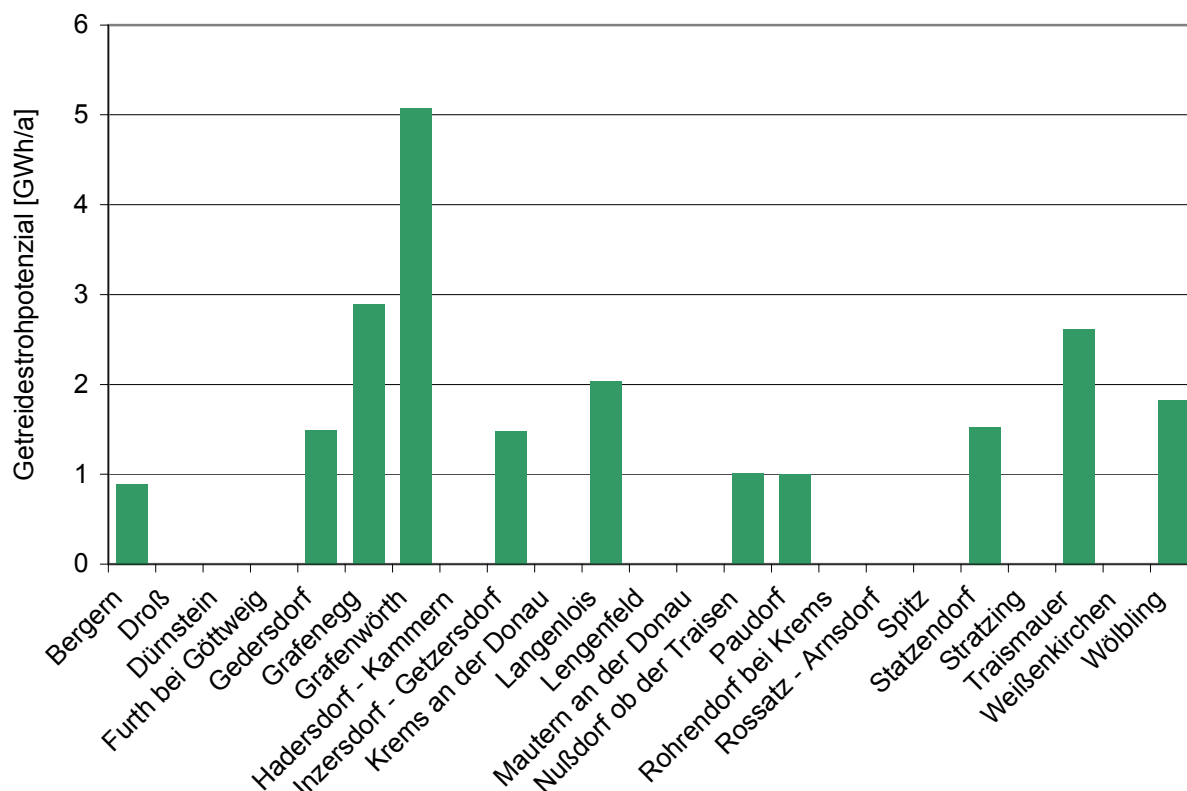


Abbildung 2.42: Potenzial an Getreidestroh auf Gemeindeebene der Projektregion

[AdNÖLandesreg, 2009; Emde, 2005; Europäische Kommission, 2006]

Das größte Potenzial an einer energetischen Nutzung des Getreidestrohs besteht in Grafenwörth (ca. 5,1 GWh), Grafenegg (ca. 2,9 GWh) und Traismauer (ca. 2,6 GWh) wie aus Abbildung 2.42 ersichtlich ist. In den 12 Gemeinden Droß, Dürnstein, Furth bei Göttweig, Hadersdorf-Kammern, Krems an der Donau, Lengenfeld, Mautern an der Donau, Rohrendorf bei Krems, Rossatz-Arnsdorf, Spitz und Weißkirchen besteht kein Potenzial.

2.4.1.4.4 Weinschnitt

Das energetisch nutzbare Weinschnittpotenzial des Untersuchungsgebietes beläuft sich auf ca. 8 GWh. In Abbildung 2.43 erfolgt eine Darstellung des energetischen Potenzials auf Gemeindeebene.

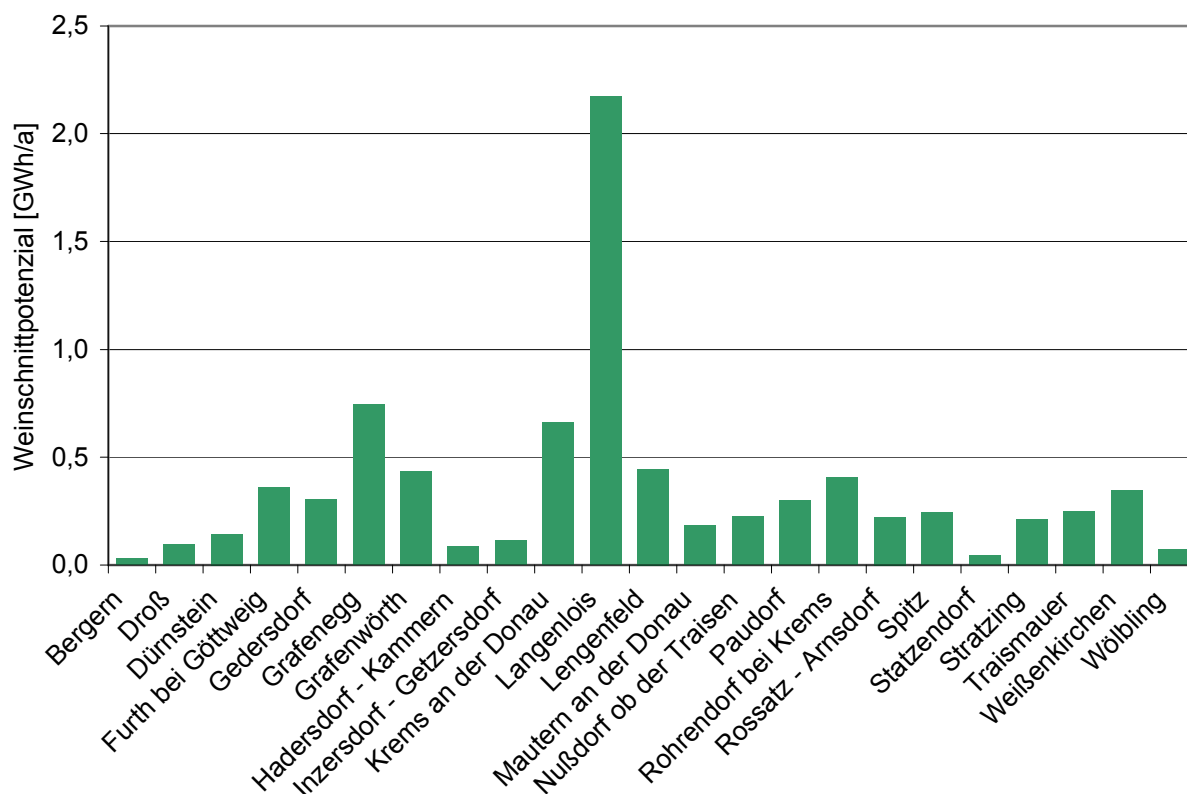


Abbildung 2.43: Potenzial an Weinschnitt auf Gemeindeebene der Projektregion

[LWK, 2006; Teufl, 2009; Europäische Kommission, 2006]

Aus Abbildung 2.43 wird ersichtlich, dass die Gemeinde Langenlois mehr als ein Viertel des gesamten Weinschnittpotenzials aufweist (ca. 2,2 GWh). Die restlichen Gemeinden liefern ein Potenzial zwischen 0,03 GWh (Bergern) und 0,74 GWh (Grafenegg). Im Durchschnitt kann über Ausnützung des Weinschnittpotenzials je Gemeinde 0,35 GWh energetisch genutzt werden.

2.4.1.4.5 Biogas aus Gülle, Biomüll und Grünschnitt

Das regionale Potenzial an Biogas setzt sich aus Rinder- und Schweinegülle, Biomüll sowie Grünschnitt zusammen. Nachfolgend werden die einzelnen Potenziale dargestellt.

Das jährlich nutzbare Potenzial an Biogas aus Rindergülle beträgt ca. 2,6 GWh. In Abbildung 2.44 erfolgt eine Darstellung des energetischen Potenzials auf Gemeindeebene.

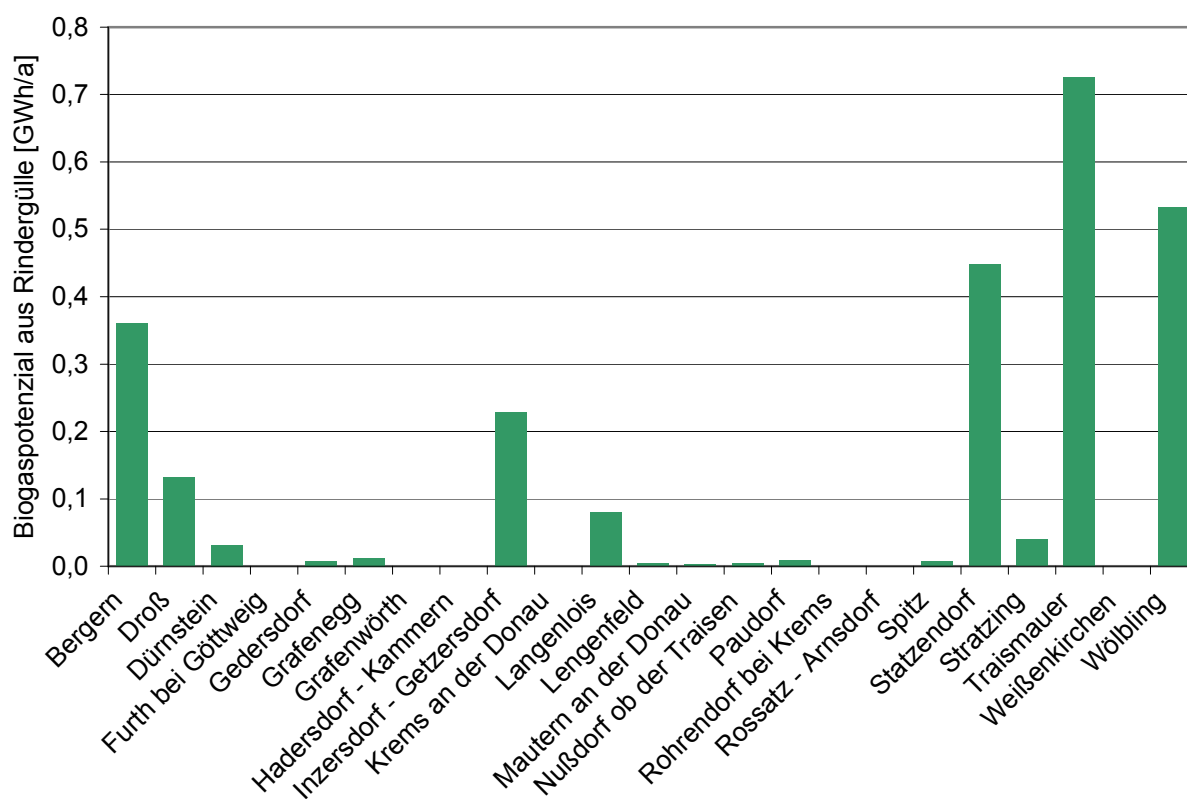


Abbildung 2.44: Potenzial an Biogas aus Rindergülle auf Gemeindeebene der Projektregion
[LWK, 2006; Kranzl, 2008; Austrian Energy Agency, 2009; Murphy, 2003; Europäische Kommission, 2006]

Das Potenzial an Biogas aus Rindergülle wird hauptsächlich von 5 Gemeinden generiert (Traismauer: ca. 0,73 GWh, Wölbling: ca. 0,53 GWh, Statzendorf: ca. 0,45 GWh, Bergern: ca. 0,36 GWh, Inzersdorf-Getzersdorf: ca. 0,23 GWh), die in Summe ca. 2,3 GWh liefern. Die restlichen Gemeinden besitzen kein nennenswertes Potenzial an Biogas aus Rindergülle (siehe Abbildung 2.44). Im Mittel wird je Gemeinde ein Biogaspotenzial aus Rindergülle von ca. 0,11 GWh bereitgestellt.

Das jährlich nutzbare Potenzial an Biogas aus Schweinegülle beträgt ca. 2,4 GWh. In Abbildung 2.45 erfolgt eine Darstellung des energetischen Potenzials auf Gemeindeebene.

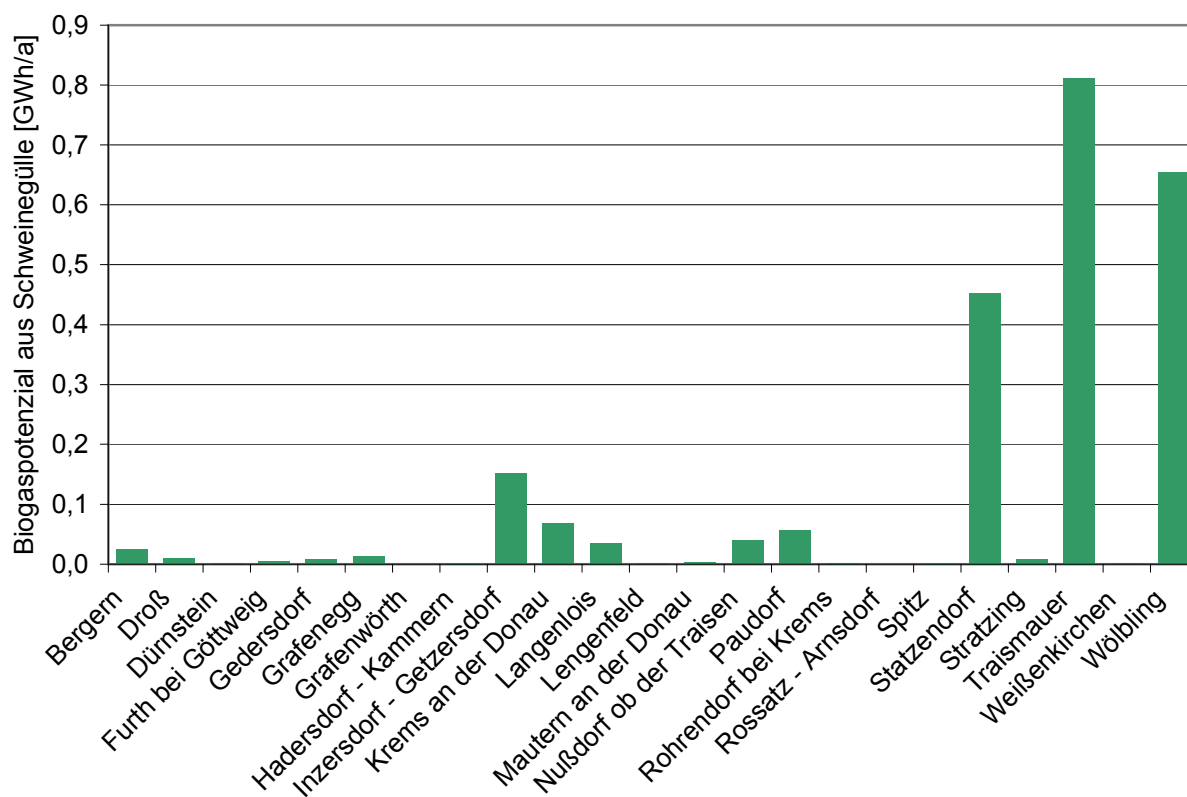


Abbildung 2.45: Potenzial an Biogas aus Schweinegülle auf Gemeindeebene der Projektregion
[LWK, 2006; Kranzl, 2008; Austrian Energy Agency, 2009; Murphy, 2003; Europäische Kommission, 2006]

Auch bei dem energetischen Biogaspotenzial aus Schweingülle (siehe Abbildung 2.45) ergibt sich ein ähnliches Bild wie beim Rindergüllepotenzial, wobei hierbei der Großteil des Biogaspotenzials von drei Gemeinden bereitgestellt werden könnte (Traismauer: ca. 0,81 GWh, Wölbling: ca. 0,65 GWh, Statzendorf: ca. 0,45 GWh). Diese bilden in Summe ein energetisches Potenzial von ca. 1,9 GWh. Das mittlere Potenzial an Biogas aus Schweinegülle beträgt ca. 0,1 GWh pro Gemeinde.

Das jährlich nutzbare Potenzial an Biogas aus Biomüll beträgt ca. 3,5 GWh. In Abbildung 2.46 erfolgt eine Darstellung des energetischen Potenzials auf Gemeindeebene.

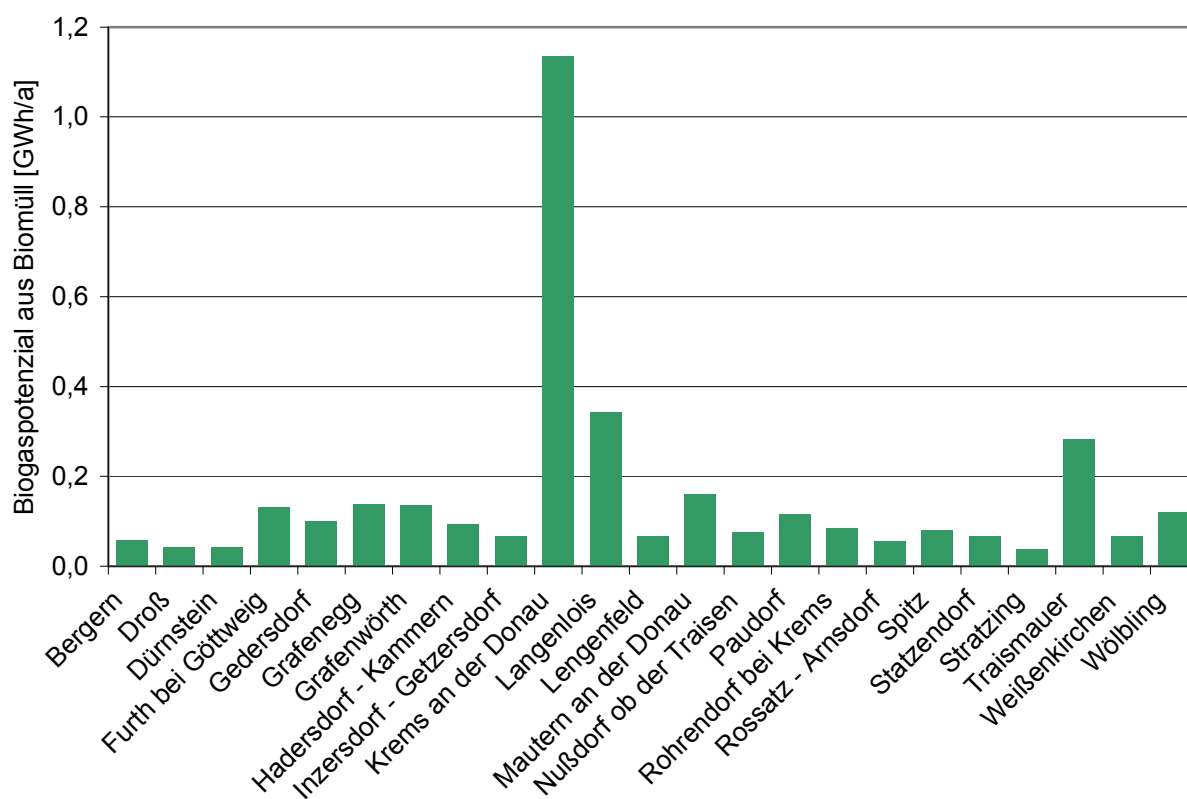


Abbildung 2.46: Potenzial an Biogas aus Biomüll auf Gemeindeebene der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Da das Potenzial an Biomüll stark mit der Einwohnerzahl korreliert, ist aus der in Abbildung 2.46 dargestellten Hochrechnung auf Gemeindeebene ersichtlich, dass ein überproportionaler Anteil des Biogas-Potenzials aus Biomüll durch die Gemeinde Krems an der Donau entsteht (ca. 1,1 GWh). Die restlichen Gemeinden liefern nur ein mittleres Potenzial von ca. 0,11 GWh, wobei diese zwischen ca. 0,04 GWh und ca. 0,34 GWh schwankt. In der gesamten Projektregion wird je Gemeinde ein energetisches Potenzial an Biogas aus Biomüll von ca. 0,15 GWh erzeugt.

Das jährlich nutzbare Potenzial an Biogas aus Grünschnitt beträgt knapp 1 GWh. In Abbildung 2.47 erfolgt eine Darstellung des energetischen Potenzials auf Gemeindeebene.

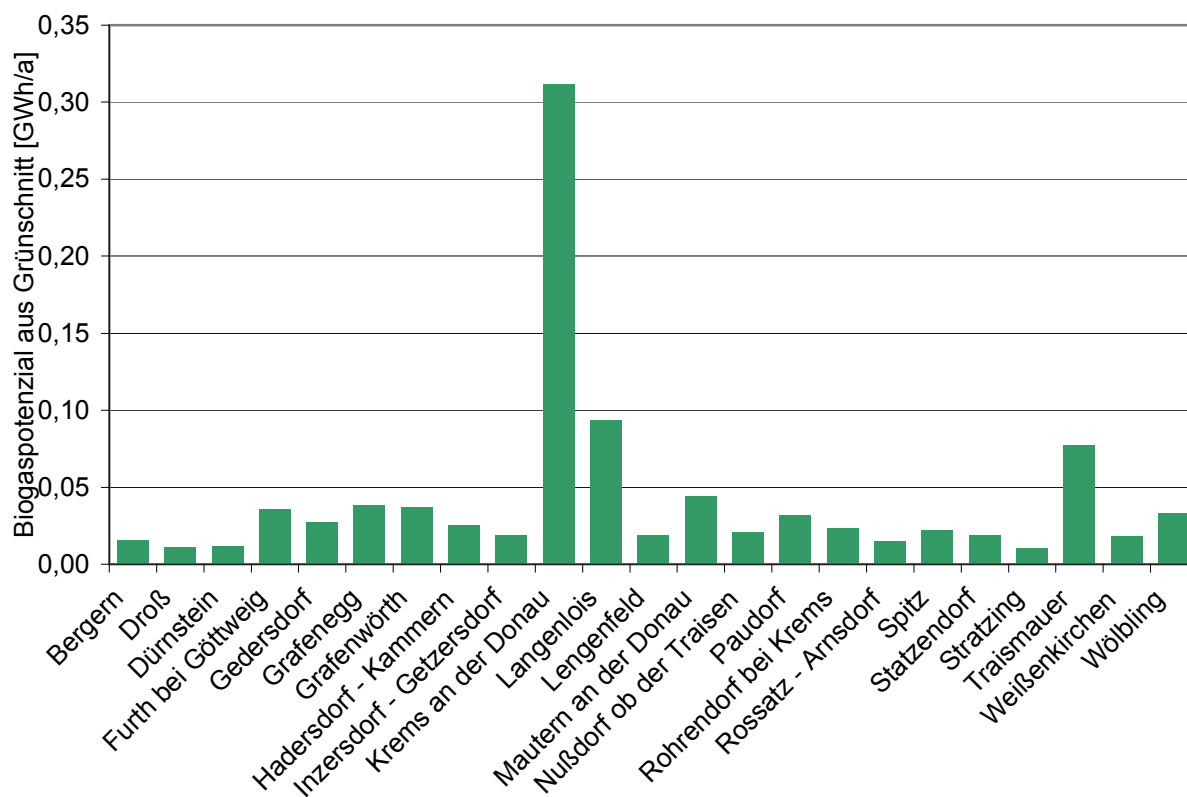


Abbildung 2.47: Potenzial an Biogas aus Grünschnitt auf Gemeindeebene der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Ähnlich wie beim Biogaspotenzial aus Biomüll besteht ein signifikanter Zusammenhang zwischen der Einwohnerzahl einer Gemeinde und dessen energetischem Potenzial an Grünschnitt-Biogas (siehe Abbildung 2.47). Die Gemeinde Krems an der Donau weist ein Potenzial von ca. 0,31 GWh. Die Potenziale der restlichen Gemeinden schwanken zwischen 0,01 GWh und 0,9 GWh. Im Mittel beträgt das energetische Potenzial an Biogas aus Grünschnitt ca. 0,04 GWh.

Zu Veranschaulichung des gesamten Potenzials an Biogas wurde dieses zusammengefasst. In Summe können ca. 9,4 GWh an Biogas pro Jahr bereitgestellt werden. In Abbildung 2.48 erfolgt eine Darstellung des gesamten energetischen Potenzials auf Gemeindeebene.

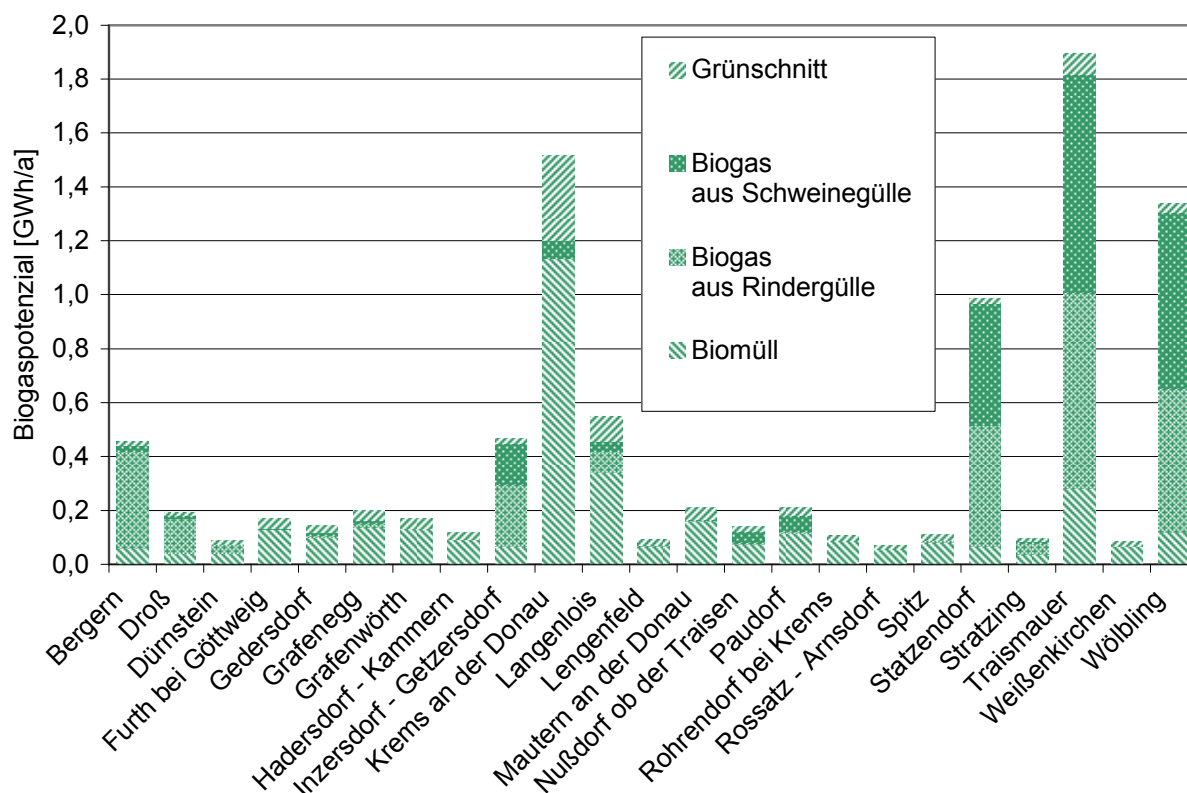


Abbildung 2.48: Potenzial an Biogas auf Gemeindeebene der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Großes energetisches Potenzial an Biogas besteht zum einen durch die hohe Einwohnerzahl und den korrespondierenden biogenen Abfällen in Krems an der Donau (ca. 1,52 GWh) und zum anderen durch die hohe landwirtschaftliche Intensität in den Gemeinden Traismauer (ca. 1,9 GWh), Wölbling (ca. 1,34 GWh) und Statzendorf (ca. 0,99 GWh). Die restlichen Gemeinden liefern ein durchschnittliches Biogaspotenzial von ca. 0,19 GWh, wobei dieses einen Wert zwischen 0,07 GWh und 0,55 GWh aufweist. Das durchschnittliche Biogaspotenzial aller Gemeinden beträgt ca. 0,41 GWh.

Das Biogaspotenzial soll zur Erreichung eines entsprechenden Brennstoffausnutzungsgrades sowohl thermisch, als auch elektrisch in Form eine Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden. Die Wärme wird realistischerweise im Winter eine Bandlast bereitstellen und im Sommer nicht benötigt werden.

Nachfolgend (Abbildung 2.49) wird eine Darstellung der potenziellen Energieproduktion an Biogaswärme im Jahresverlauf zusammengestellt. Im Winterhalbjahr können hierbei täglich ca. 17 MWh bereitgestellt werden, was einer durchschnittlichen Leistung von ca. 718 kW entspricht.

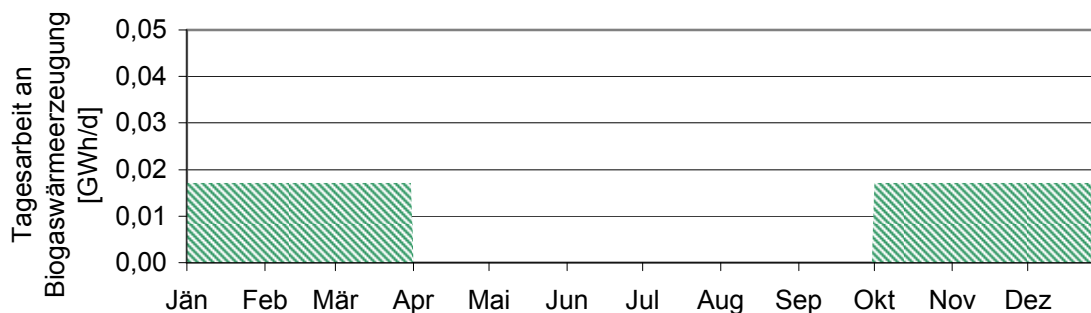


Abbildung 2.49: Tagesarbeit an Biogaswärme im Jahresverlauf der Projektregion
[Eigene Darstellung]

In Abbildung 2.50 erfolgt eine Darstellung der möglichen Tagesarbeit an Biogasstrom im Jahresverlauf. Dabei können täglich ca. 17 MWh an Bandlaststrom erzeugt werden. Dies entspricht einer durchschnittlichen Leistung von ca. 718 kW.

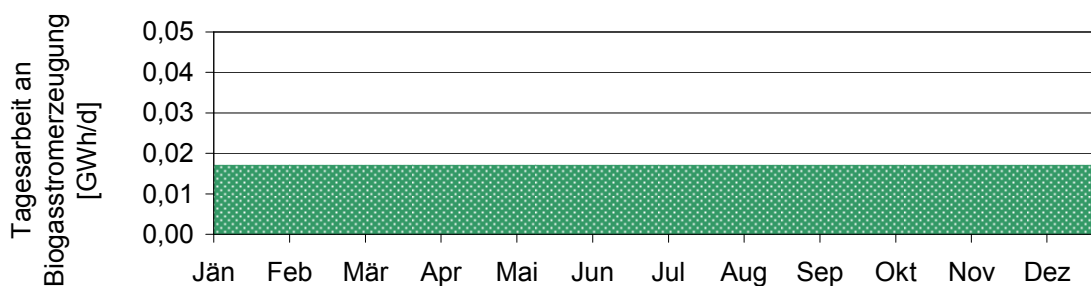


Abbildung 2.50: Tagesarbeit an Biogasstrom im Jahresverlauf der Projektregion
[Projektbeteiligte]

2.4.1.4.6 Gesamt

Das gesamte energetische zusätzliche Potenzial der Region an Biomasse beträgt ca. 115 GWh pro Jahr. Eine Darstellung des Biomassepotenzials erfolgt in Abbildung 2.51 und Tabelle 5.

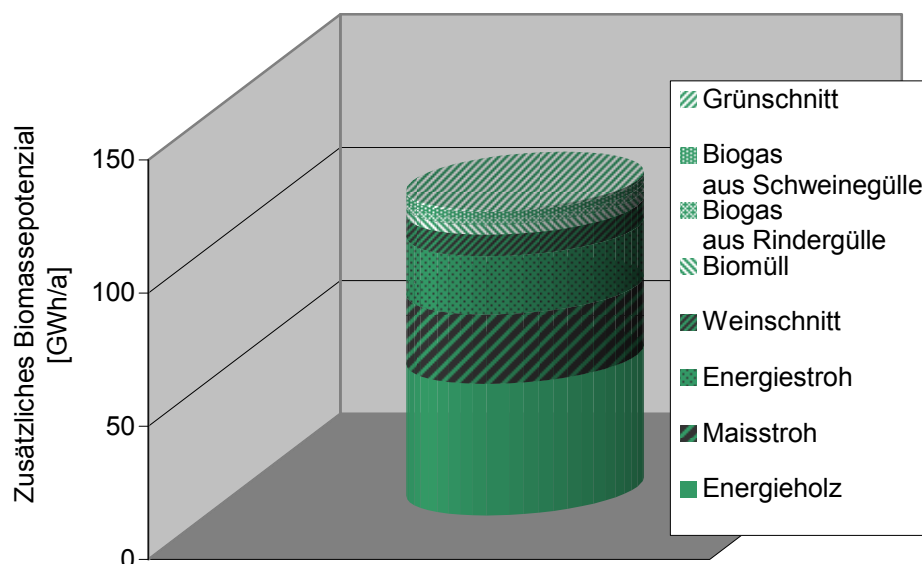


Abbildung 2.51: Zusätzliches Jahrespotenzial der Projektregion an Biomasse
[Projektbeteiligte]

Zusätzliches Potenzial an Biomasse	[GWh/a]
Grünschnitt	0,96
Biogas aus Schweinegülle	2,35
Biogas aus Rindergülle	2,63
Biomüll	3,50
Weinschnitt	8,11
Energiestroh	21,84
Maisstroh	26,06
Energieholz	49,62
Summe	115,07

Tabelle 5: Zusätzliches Biomassepotenzial der Projektregion aufgeschlüsselt nach unterschiedlichen Energieträgern
[Projektbeteiligte]

Das zusätzliche Biomassepotenzial der Region setzt sich hauptsächlich aus Energieholz (ca. 43 %), Maisstroh (ca. 23 %) und Getreidestroh (ca. 19 %) zusammen. Biogas und Weinschnitt leisten einen Beitrag von insgesamt ca. 15 %.

In nachfolgender Abbildung 2.52 erfolgt eine Darstellung des zusätzlichen Potenzials an unterschiedlichen Biomasse-Energieträgern der Projektregion auf Gemeindeebene.

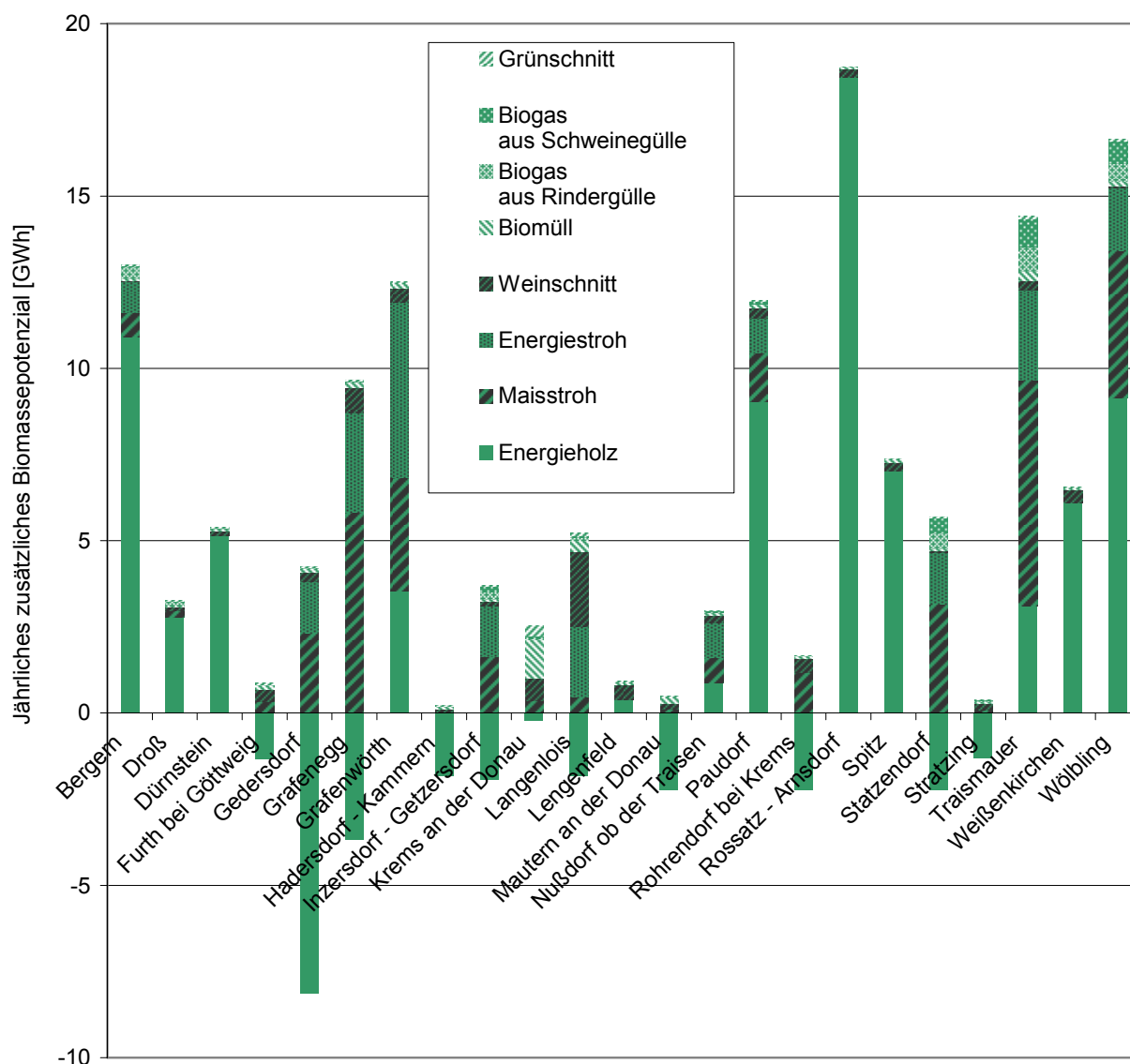


Abbildung 2.52: Zusätzliches Potenzial an unterschiedlichen Bioenergieträgern der Projektregion auf Gemeindeebene
[Projektbeteiligte]

Aus Abbildung 2.52 ist ersichtlich, dass in der Projektregion starke Unterschiede des zusätzlichen Biomassepotenzials sowohl hinsichtlich Ausmaß, als auch Zusammensetzung bestehen. Die Gemeinden Bergern, Paudorf und Rossatz-Arnsdorf weisen große Potenziale an Energieholz auf, wohingegen die Gemeinden Grafenegg, Grafenwörth, Traismauer und Wöbling (weist auch ein signifikantes Energieholzpotenzial auf) aufgrund der landwirtschaftlichen Intensität ein hohes Potenzial an Biogas beisteuern. Die negativen Werte der einzelnen Gemeinden ergeben sich durch den aktuellen Bedarf an Biomasse (z. B. durch Biomasseheizkraftwerke).

2.4.1.5 Brennbare Abfälle, Altspeiseöle und Fette

Weiters wurden die Restabfallmengen und die Sperrmüllmengen der Haushalte zur Bestimmung des energetischen Potenzials (Verbrennung in Dürnrohr) in der Projektregion erhoben. Die Daten stammen vom Gemeindeverband für Abgabeneinhebung und Umweltschutz im Bezirk Krems und für die Stadt Krems vom Abfallverband Kremsstadt. Das jährliche energetische Potenzial aus der Verbrennung beträgt ca. 32 GWh. Dieses stellt allerdings für die betrachtete Region kein echtes Potenzial dar, da sich Dürnrohr außerhalb der Projektregion befindet und eine Müllverbrennung in der Projektregion nicht sinnvoll wäre.

Das energetische Potenzial der Altspeiseöle und Fette konnte nicht bestimmt werden.

2.4.1.6 Umgebungswärme

Nachfolgend wird in Tabelle 6 das Potenzial an thermischer Jahresarbeit an Wärmepumpen in der Projektregion und die korrespondierende benötigte elektrische Jahresarbeit sowie die Arbeitszahl dargestellt. Das thermische Wärmepumpenpotenzial in der Region beträgt ca. 21 GWh (benötigter Strombedarf: 6,5 GWh), wobei auf die Brauchwasserbereitung ca. 4,5 GWh (benötigter Strombedarf: 1,9 GWh) und auf die Heizung ca. 16,5 GWh (benötigter Strombedarf: 4,6 GWh) entfallen.

		Brauchwasserbereitung	Heizung	Summe Jahresarbeit / mittlere Arbeitszahl
Thermische Jahresarbeit	[GWh]	4,5	16,5	21,0
Arbeitszahl	[-]	2,4	3,6	3,3
Elektrische Jahresarbeit	[GWh]	1,9	4,6	6,5

Tabelle 6: Potenzial an thermischer Jahresarbeit durch Wärmepumpen in der Projektregion, korrespondierende benötigte elektrische Jahresarbeit und Arbeitszahl
[Projektbeteiligte]

Eine graphische Darstellung der thermischen und elektrischen Jahresarbeit sowohl für die Brauchwasserbereitung, als auch für die Heizung durch Wärmepumpen erfolgt in Abbildung 2.53. Dabei ist ersichtlich, dass das Potenzial für die Heizung (ca. 79 % des Potenzials) größer ist als für die Brauchwasserbereitstellung (ca. 21 % des Potenzials). Auch ist das Verhältnis der elektrischen zur thermischen Jahresarbeit bei der Brauchwasserbereitstellung aufgrund der geringeren Arbeitszahl schlechter als bei der Heizung.

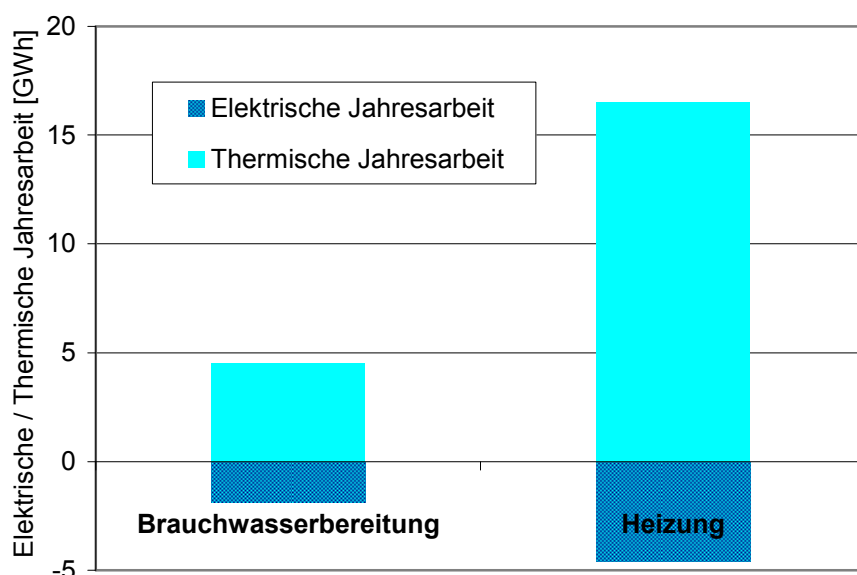


Abbildung 2.53: Potenzial an thermischer Jahresarbeit durch Wärmepumpen und korrespondierende benötigte elektrische Jahresarbeit in der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Da das Potenzial an Umgebungswärme bzw. Wärmepumpenanwendung stets bedarfsgerecht abgerufen wird, kann auch ein Lastgang in Abhängigkeit vom Niedrigtemperaturwärmebedarf erstellt werden.

Dieser Lastgang wird in Abbildung 2.54 dargestellt und ist durch den typischen Niedrigtemperaturwärmeverlauf gekennzeichnet (vgl. Abschnitte 2.2.1.4 und 2.2.1.5). Die maximale Tagesarbeit tritt daher auch zusammen mit dem maximalen Bedarf an Niedrigtemperaturwärme auf und beträgt ca. 176,5 MWh. Das Minimum im Sommer beträgt ca. 4 MWh. Im Durchschnitt werden täglich ca. 56,7 MWh durch Wärmepumpenanwendungen bereitgestellt.

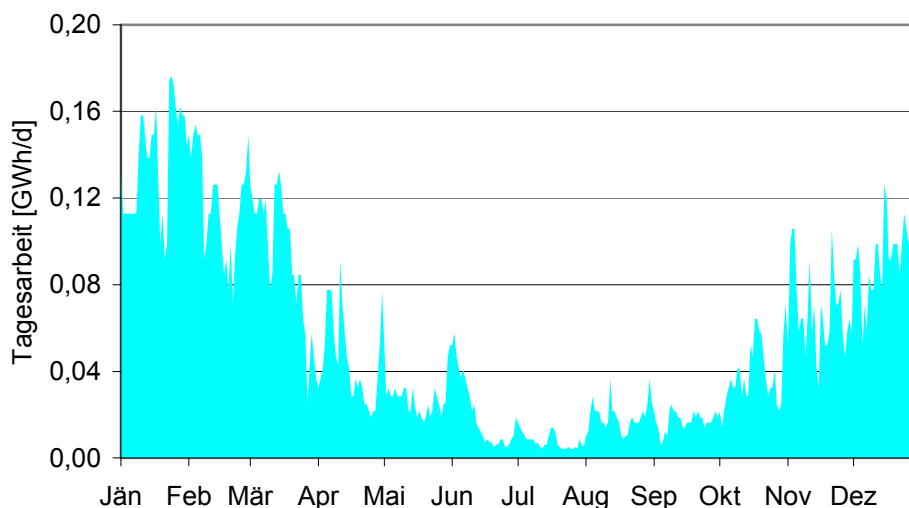


Abbildung 2.54: Tagesarbeitspotenzial an Umweltwärme im Jahresverlauf der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Durch die Niedrigtemperaturwärmebereitstellung aus Wärmepumpen entsteht auch ein Mehrbedarf an Strom, welcher natürlich mit dem Wärmepumpenlastgang korreliert. Dieser wird in Abbildung 2.55 dargestellt.

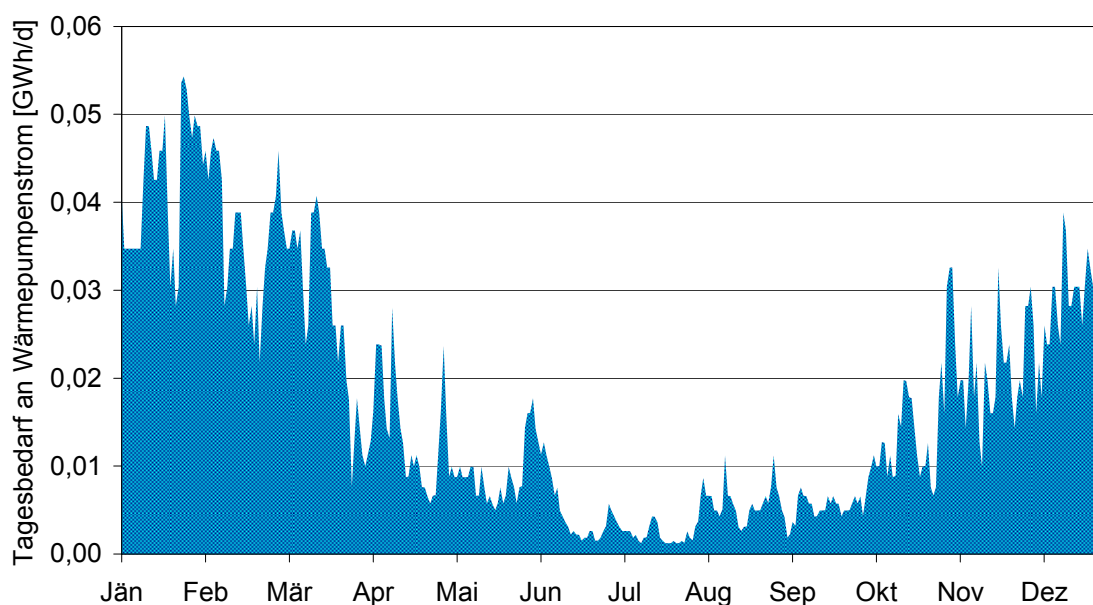


Abbildung 2.55: Tagesbedarf an Wärmepumpenstrom im Jahresverlauf der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Abbildung 2.55 zeigt den Bedarf an Wärmepumpenstrom im Jahresverlauf. Sämtliche Maxima und Minima treten gemeinsam mit dem Verlauf des Wärmebedarfes auf. Der höchste tägliche Strombedarf beträgt ca. 54 MWh, der minimale 1,2 MWh und im Durchschnitt werden täglich ca. 17 MWh an Strom benötigt.

Da der Stromverlauf nicht mit dem Verlauf der Niedrigtemperaturwärme korreliert, ergibt sich für den Strombedarf für Wärmepumpen ein unterschiedlicher Anteil. Dieser wird in nachfolgender Abbildung 2.56 dargestellt. Der Wärmepumpenstrombedarf beträgt im Jahresverlauf nur wenige Prozente und überschreitet nur zu knapp 700 Stunden einen Bedarf von 4 %.

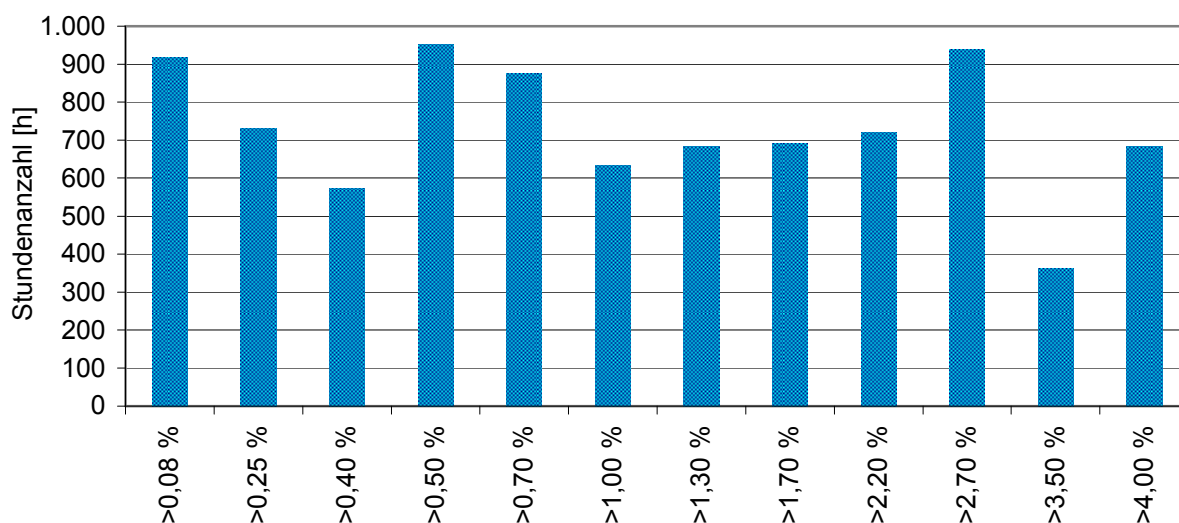


Abbildung 2.56: Anteil der Wärmepumpenstrommenge am Strombedarf
[Projektbeteiligte]

2.4.1.7 Abwärme

Das energetische Abwärmepotenzial der Region, das durch die untersuchten Betriebe extern bereitgestellt werden kann steht als Bandlast zur Verfügung, wobei eine konstante Leistung von 550 kW erzielt werden kann. Die korrespondierende Tagesarbeit ergibt demnach ca. 13 MWh (siehe Abbildung 2.57).

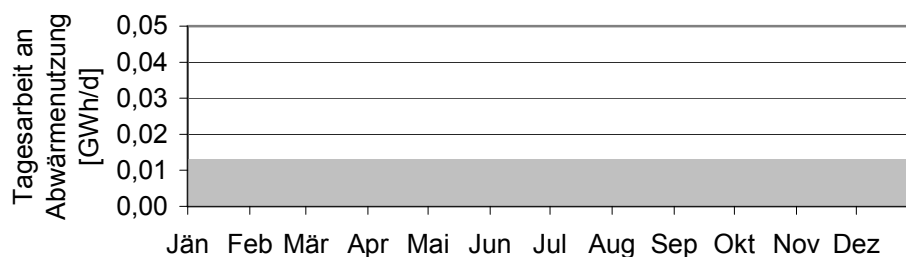


Abbildung 2.57: Potenzielle Tagesarbeit an Abwärme im Jahresverlauf der Projektregion
[Projektbeteiligte]

2.4.2 Effizienzsteigerungspotenzial

Da keine entsprechenden Zahlen in Bezug auf das Effizienzsteigerungspotenzial für Haushalte und Gewerbe im Untersuchungsgebiet vorliegen und eine entsprechende Untersuchung im Rahmen des Projektes nicht vorgesehen war, kann in diesem Zusammenhang nur auf allgemeine Aussagen aus der entsprechenden Literatur zurück gegriffen werden.

2.4.2.1 Strom

Grundsätzlich kann der Stromverbrauch bei Haushalten und Gewerbe um ca. 20 % verringert werden [IFEU, 2005]. Eine genaue Aussage kann nur durch eine repräsentative Basisdatenerhebung gewonnen werden, die in der Untersuchungsregion aber derzeit nicht vorhanden ist. In der Industrie ist grundsätzlich von einem Effizienzsteigerungspotenzial von 15 % auszugehen [Deutscher Bundestag, 2002], wobei es aber durch den überwiegenden Strombedarf weniger großer Industriebetriebe zu beträchtlichen Abweichungen kommen kann. In allen betrachteten Sektoren kann davon ausgegangen werden, dass im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnologien, Bürogeräte und Unterhaltung ein Potenzial von 7 % vorhanden ist [Fürlinger, 2007], da die Stromversorgung der Geräte zumeist keine vollständige Netztrennung erlaubt.

2.4.2.2 Erdgas

Grundsätzlich kann der Austausch alter Gaskessel durch Niedertemperatur- oder Brennwertkessel zu einer erheblichen Effizienzsteigerung führen. Durch die Anpassung der Kesseltemperatur bei Niedertemperaturkesseln, was bei älteren Heizkesseln (bis Baujahr 1980) nicht der Fall war, können an Tagen mit einem geringeren Heizwärmebedarf die Kesselverluste erheblich reduziert werden. Dadurch können Jahresnutzungsgrade von bis zu 95 % erreicht werden. Bei der Nutzung des Brennwerteffektes kann der zusätzliche Nutzen bis zu 11 % betragen. Zusätzlich sind vor allem alte Heizkessel meistens überdimensioniert, wenn im Laufe der Zeit Wärmedämmmaßnahmen an der Gebäudehülle durchgeführt wurden, wodurch sich der Nutzungsgrad bei Anpassung an die aktuelle Situation noch weiter verbessern kann. [Energieagentur NRW, 2007]

2.4.2.3 Treibstoffe

Grundsätzlich gibt es bei den Treibstoffen, abgesehen vom Potenzial durch Veränderung des Benutzerverhaltens (verstärkte Nutzung von öffentlichen Verkehrsmitteln, Fahrtraining zur Optimierung des individuellen Fahrverhaltens, Umstieg auf verbrauchsärmere Fahrzeuge, alternative Treibstoffe und alternative Antriebe, usw.), auch noch ein beträchtliches technisches Potenzial für Kraftstoffeinsparungen bei Fahrzeugen mit Diesel- oder Ottomotoren, wobei Effizienzsteigerungsmaßnahmen teilweise Effekte aus anderen Maßnahmen beinhalten und daher nicht einfach addiert werden können [Wuppertal Institut 1, 2006].

2.4.2.4 Wärme

Relevante Effizienzsteigerungspotenziale konnten im Niedrigtemperaturwärmebereich ausfindig gemacht werden. Das Effizienzsteigerungspotenzial für Prozesswärme beruht auf Individualerhebungen, weshalb dahingehend keine allgemeinen Aussagen getroffen werden können. Generell ist aber dieses Potenzial als gering einzustufen, da Gewerbe- und Industriebetriebe im Sinne der Konkurrenzfähigkeit bislang darauf sehr bedacht waren, energieeffizient zu arbeiten.

Nachfolgend wird daher in Tabelle 7 das Effizienzsteigerungspotenzial im Niedrigtemperaturwärmebereich dargestellt.

Parameter	Einheit	Wert
Aktueller Bedarf an Niedrigtemperaturwärme	[GWh]	810,8
Aktueller spezifischer Heizwärmebedarf pro m ²	kWh/(m ² *a)	165,4
Effizienzsteigerung durch Niedrigenergiestandard (50 kWh/(m ² *a))	[GWh]	10,6
Effizienzsteigerung durch Gebäudesanierungsstandard (70 kWh/(m ² *a))	[GWh]	54,7
Summe der Effizienzsteigerung	[GWh]	65,3
Potenzieller spezifischer Heizwärmebedarf pro m ²	kWh/(m ² *a)	145,3
Bedarf nach Effizienzsteigerung an Niedrigtemperaturwärme	[GWh]	745,5

Tabelle 7: Parameter des Effizienzsteigerungspotenzials im Niedrigtemperaturwärmebereich der Region
[Projektbeteiligte]

Das aktuelle Effizienzsteigerungspotenzial der Region im Niedrigtemperaturwärmebereich beträgt unter Berücksichtigung der derzeitigen Sanierungsraten und einem zeitlichen Horizont von 20 Jahre ca. 65,3 GWh pro Jahr, wobei ca. 10,6 GWh (ca. 16 % des Einsparungspotenzials) auf die Effizienzsteigerung durch Berücksichtigung des Niedrigenergiestandards und 54,7 GWh (ca. 84 % des Einsparungspotenzials) durch die Erzielung des Gebäudesanierungsstandards erreicht werden. Dadurch kann der aktuelle Bedarf an Niedrigtemperaturwärme von ca. 810,8 GWh auf ca. 745,5 GWh reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion des spezifischen Heizwärmebedarfes pro m² von ca. 165,4 kWh/(m²*a) auf ca. 145,3 kWh/(m²*a).

Eine graphische Darstellung der Effizienzsteigerung und des Bedarfes nach der Niedrigtemperaturwärmeeinsparung erfolgt in Abbildung 2.58.

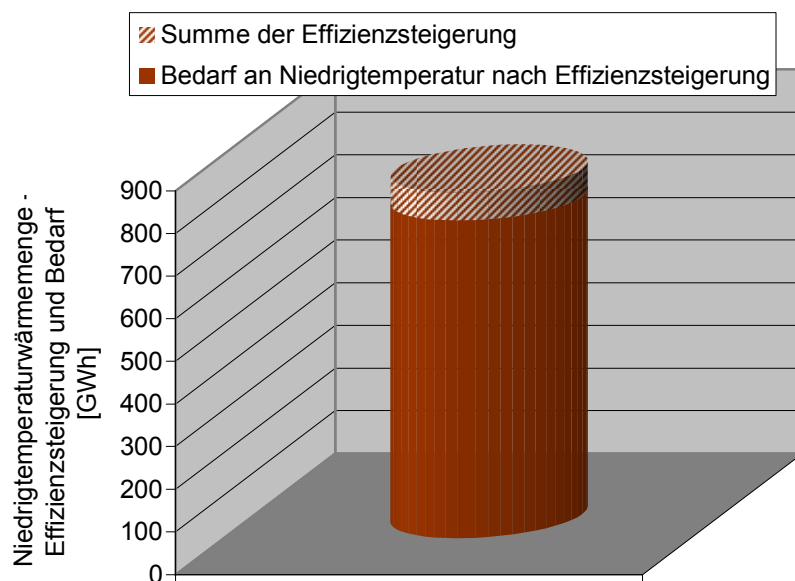


Abbildung 2.58: Effizienzsteigerung und Bedarf nach Niedrigtemperaturwärmeeinsparung in der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Nachfolgend wird in Abbildung 2.59 der Jahresverlauf der Effizienzsteigerung dargestellt, welche durch Einsparungen im Niedrigtemperaturwärmebereich erzielt werden kann.

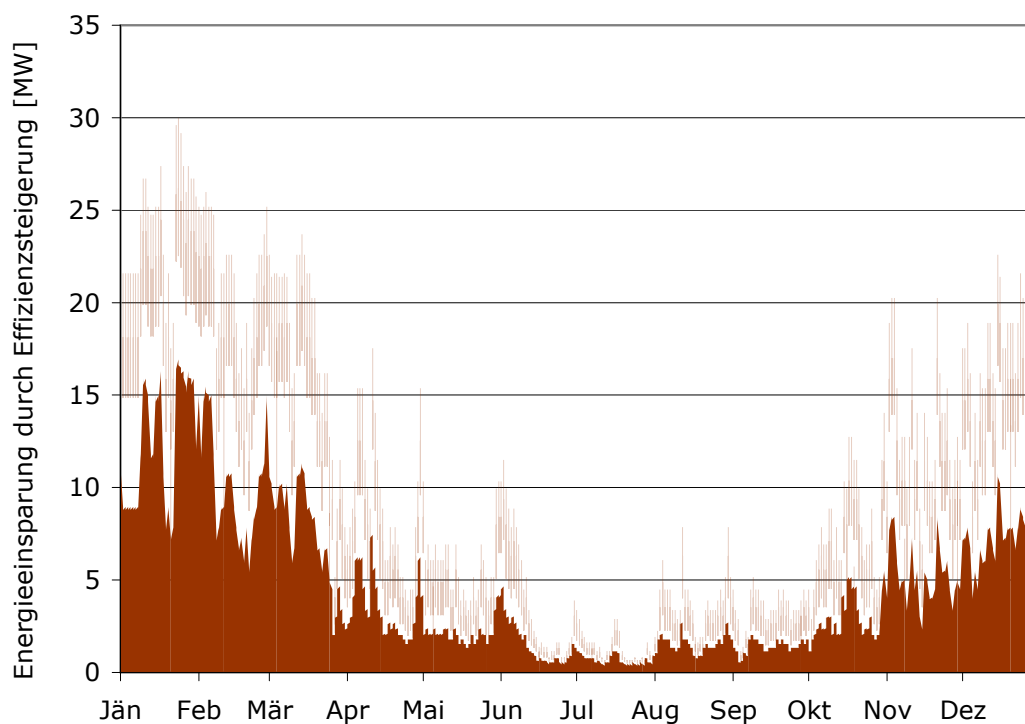


Abbildung 2.59: Effizienzsteigerung durch Niedrigtemperaturwärmeeinsparung im Jahresverlauf in der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Das Einsparungspotenzial im Niedrigtemperaturwärmebereich beträgt im Winterhalbjahr bis zu ca. 30 MW (siehe Abbildung 2.59), wohingegen die Einsparungen vor allem während der Hochsommermonate vernachlässigbar gering sind. Der Einsparungsverlauf steht in Korrelation zum Niedrigtemperaturwärmelastgang. Im Durchschnitt kann in der Projektregion eine Leistung von ca. 7,5 MW zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung eingespart werden.

2.5 Kennzahlenbasierte Synthese der Erhebungen und Konzept für ein maßgeschneidertes Modellsystem

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Analysen zusammengeführt, und die aufgezeigten Möglichkeiten des Einsatzes regenerativer Energiequellen in der Region und in den ausgewählten Industriebetrieben werden mit den regional zur Verfügung stehenden Potenzialen an Erneuerbaren und Effizienzsteigerung abgeglichen. Weiters wird das ermittelte Szenario anhand von Kennzahlen beschrieben.

Die für die Konzepterstellung relevanten Lastgänge wurden bereits in den Abschnitten 2.1 bis 2.4 dargestellt, wobei diese ohne Berücksichtigung gegenseitiger Beeinflussung der Energieträger erfolgt sind.

Nachfolgend wird daher die Energieträgerhierarchie des Szenarios dargestellt.

2.5.1 Energieträgerhierarchie des Szenarios

Die Energieträgerhierarchie ist aufgrund der vorliegenden Ergebnisse nur für die Bereiche Strom- und Niedertemperaturwärmebereitstellung relevant. Die Bereiche Prozesswärme und Treibstoffe werden daher ausgeklammert. Nachfolgend wird die festgelegte Energieträgerhierarchie dargestellt, wobei diese unter Berücksichtigung des zur Verfügung stehenden Potenzials und des Szenario-Bedarfes (inkl. Effizienzsteigerung) im Jahresverlauf festgelegt wurde. Weiters wurde der Abgleich festgelegt, dass ein möglichst geringer Stromüberschuss besteht, welcher gespeichert oder exportiert werden muss. Aus diesem Grund wurde zuerst eine stromseitige Hierarchiefestlegung durchgeführt.

Die Strombereitstellung aus Wasserkraft und Biogas ist im Verhältnis zum Bedarf sehr gering und kann ganzjährig zu jedem Zeitpunkt vollständig integriert werden. Strom aus fester Biomasse (Stichwort: Kraft-Wärme-Kopplung) wurde in diesem Szenario keiner berücksichtigt, da sämtliche zur Verfügung stehende feste Biomasse als Regelenergie im Szenario des Niedrigtemperaturbereichs eingesetzt wurde. Der dritte regionale Energieträger zur Strombereitstellung ist daher Photovoltaik. Würde man das gesamte Photovoltaikpotenzial ausschöpfen, dann wäre ein erheblicher Überschuss in den Sommermonaten zu verzeichnen, wobei im Winterhalbjahr dennoch keine vollständige Stromversorgung aus regional verfügbaren Energieträgern möglich ist. Aus diesem Grund wurde das Photovoltaikpotenzial auf den Restbedarf im Sommer (unter Berücksichtigung eines vermehrten Verbrauches durch Wärmepumpenstrom) abgestimmt. Im Sommerhalbjahr ergeben sich jedoch aufgrund des schwankenden Bedarfes und der nicht konstanten Strombereitstellung auch Exporte an Strom, welche an das öffentliche Netz abgegeben werden. Jener Strombedarf, welcher nicht

systemintern gedeckt werden kann, wird importiert. Eine schematische Darstellung der Energieträgerhierarchie im Strombereich erfolgt in Abbildung 2.60.

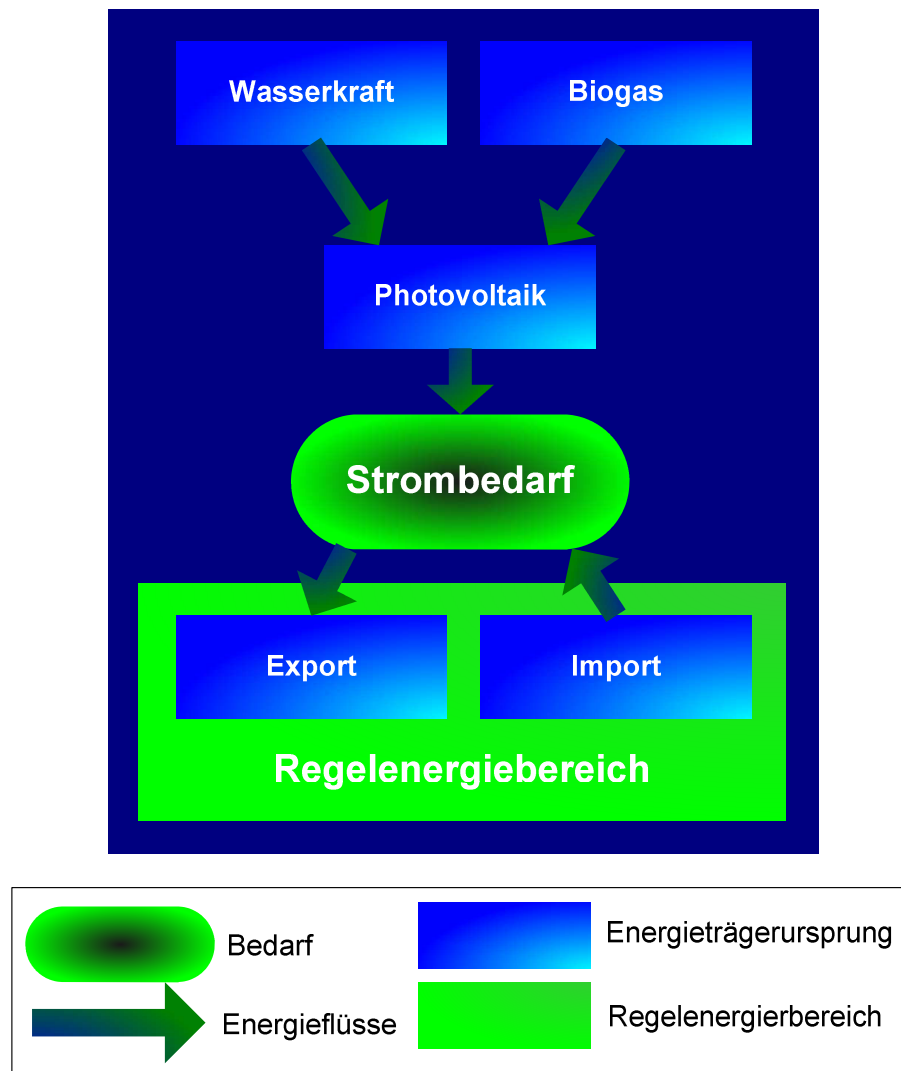


Abbildung 2.60: Energieträgerhierarchie des Szenarios im Strombereich
[Projektbeteiligte]

Nach erfolgter Festlegung der Energieträgerhierarchie im Strombereich erfolgte selbiges im Wärmebereich. An erster Priorität steht die Integration von Biogas und Abwärme. Diese sind zum einen hinsichtlich der Wärmeliefermengen schwer beeinflussbar, zum anderen ist deren Menge ganzjährig vollständig integrierbar. Auch die durch Wärmepumpen bereitgestellte Wärme ist ganzjährig integrierbar, da diese bedarfsgerecht erzeugt wird. Schließlich wurde zur Abdeckung des Wärmebedarfes jenes Potenzial an Solarthermie herangezogen, das auf Flächen generiert wird, die nicht bereits durch eine Photovoltaiknutzung beansprucht wurden. Da Wärmeverbrauch und Bereitstellung an Solarthermie einen gegensätzlichen Jahresverlauf haben, entstehen im Sommerhalbjahr große Mengen an Überschusswärme. Aufgrund technologischer und wirtschaftlicher Hintergründe kann diese Überschusswärme nicht transportiert bzw. auf saisonaler Ebene gespeichert werden, wodurch diese

unverbraucht bleibt. Im Winterhalbjahr besteht jedoch ein erheblicher Bedarf an Wärme. Vor allem bestehen in Abhängigkeit von der Außentemperatur große Wärmebedarfsspitzen. Dies erfordert Regelenenergie. Aufgrund der guten Speicherefähigkeit und des bedarfsgerechten Einsatzes von fester Biomasse wurde, wie bereits erwähnt wurde, hierbei dieser regional verfügbare Energieträger herangezogen. Jene Bedarfsspitzen, welche nicht durch Biomasse abgedeckt werden können, erfordern den Einsatz sonstiger Energieträger. Eine schematische Darstellung der beschriebenen Energieträgerhierarchie im Niedrigtemperaturwärmebereich erfolgt in Abbildung 2.61.

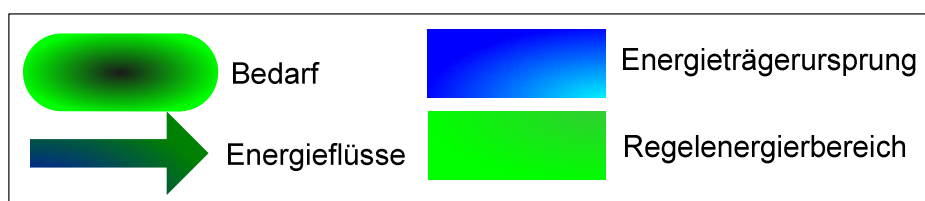
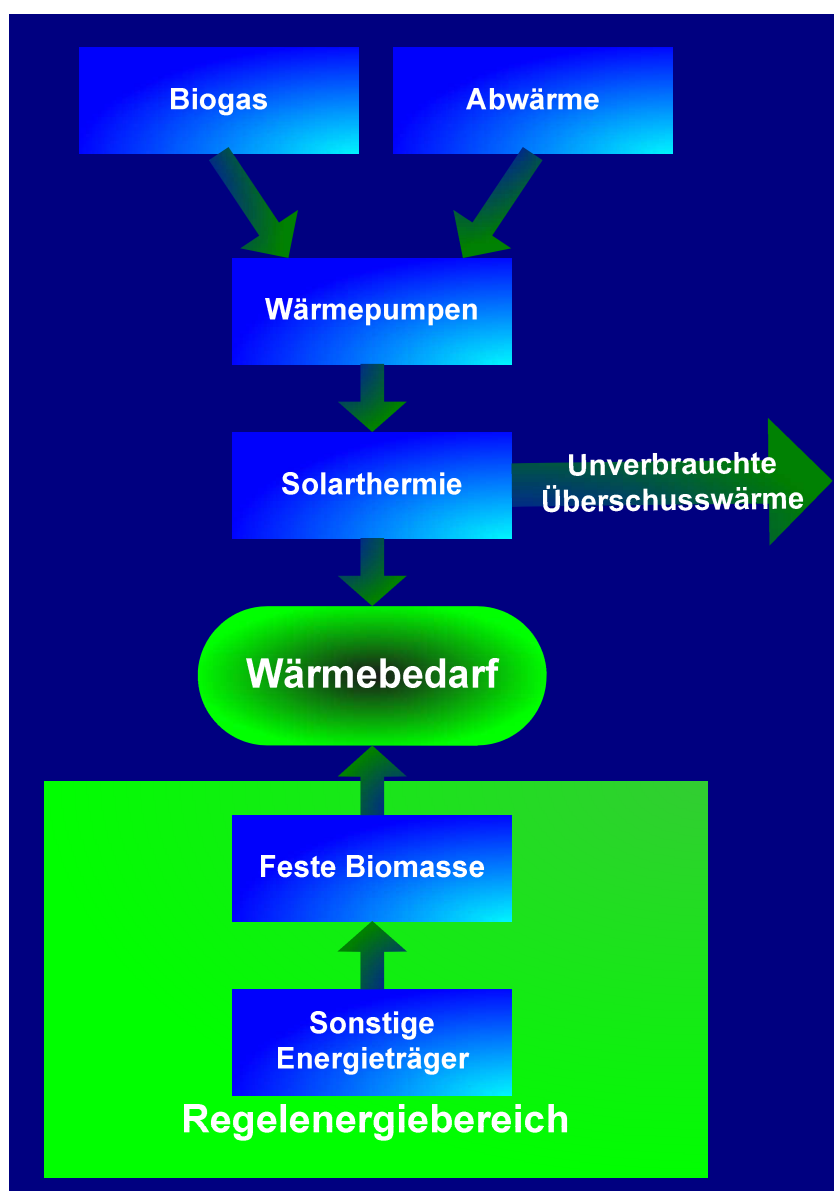


Abbildung 2.61: Energieträgerhierarchie des Szenarios im Niedrigtemperaturwärmebereich
[Projektbeteiligte]

Auf Basis der festgelegten Energieträgerhierarchie erfolgt nun ein Abgleich der einzelnen Energieträger mit dem Angebot, wobei auch das Effizienzsteigerungspotenzial berücksichtigt wurde.

2.5.2 Abgleich von Energiebedarf und Energieangebot unter Berücksichtigung der regionalen Potenziale und Effizienzsteigerungspotenziale

Ein Abgleich von Energiebedarf und Energieangebot erfolgte für den Niedrigtemperaturwärmebereich und für den Strombereich, welcher nachfolgend dargestellt wird. Es erfolgt dabei eine Berücksichtigung der aktuellen Erzeugungsmengen durch die jeweiligen Energieträger und des Potenzials. Auch wird in diesem Abschnitt der Gesamtabgleich dargestellt.

2.5.2.1 Energieträgerabgleich des potenziellen Niedertemperaturwärmeszenarios

Nachfolgend wird der Niedrigtemperaturwärmelastgang der einzelnen Energieträger nach dem Energieträgerabgleich mit dem Bedarfslastgang dargestellt. Dabei wurden sämtliche quantifizierbaren Effizienzsteigerungspotenziale berücksichtigt.

Abbildung 2.62 zeigt den typischen Wärmelastgang mit einem Maximum im Winter und einem Minimum im Sommer. Der Beitrag von Biogas und Abwärme, welcher in Form einer Bandlast erfolgt, ist hierbei vernachlässigbar gering. Auch die Wärmeerzeugung durch Wärmepumpen ist gering. Der Verlauf der Solarwärmebereitstellung hat dabei den typischen Jahresverlauf der Sonneneinstrahlung, wobei im Sommer der Wärmebedarf gering ist und große Mengen an ungenutzter Überschusswärme entstehen. Im Winter reicht jedoch das Solarpotenzial nicht für eine vollständige Wärmebereitstellung aus, weshalb andere Energieträger herangezogen werden müssen. Diese müssen vorrangig regelbar verwendet werden können, wobei hierbei feste Biomasse und die sonstigen Energieträger eingesetzt werden.

Die Biomasse wird zur Abdeckung der Mittellast herangezogen und die sonstigen Energieträger dienen zur Spitzenlastabdeckung und werden bedarfsgerecht eingesetzt. Deshalb wird das Potenzial dieser Energieträger auch nur im Winterhalbjahr benötigt. Überschusswärme entsteht daher nur durch Verwendung des Solarthermiefpotenzials, da dieses nicht aktiv geregelt werden kann.

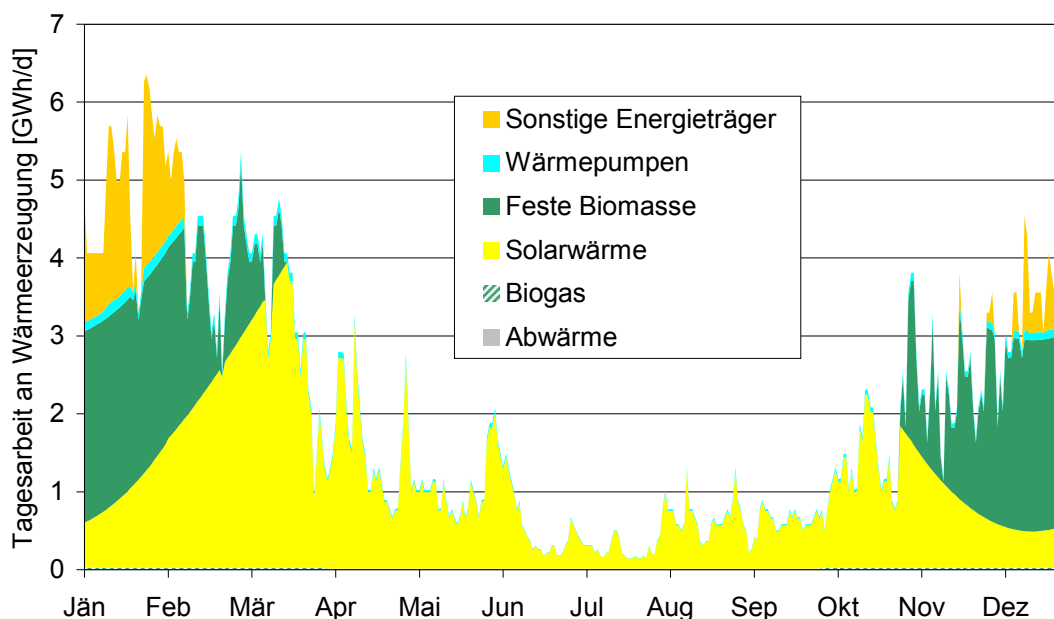


Abbildung 2.62: Niedrigtemperaturwärmelastgang des Szenarios der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Auf Basis des in Abbildung 2.62 dargestellten Lastganges des Niedertemperaturwärmeszenarios erfolgt in Abbildung 2.63 eine Darstellung der Endenergiemengen unterschiedlicher Energieträger zur Bereitstellung des Niedertemperaturwärmeszenarios.

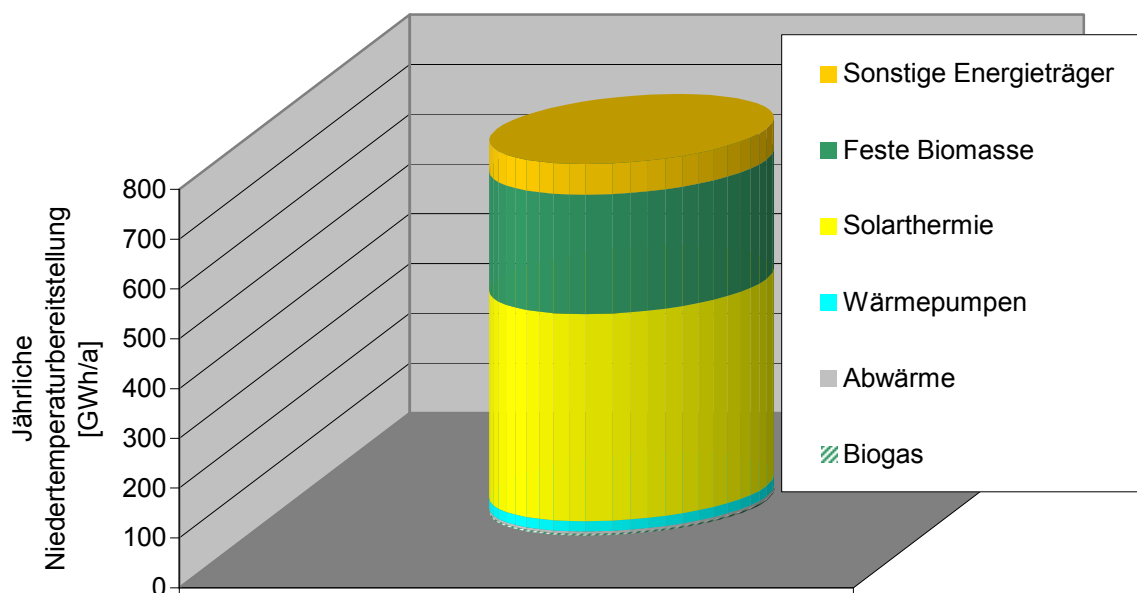


Abbildung 2.63: Endenergiemengen unterschiedlicher Energieträger zur Bereitstellung des Niedertemperaturwärmeszenarios der Projektregion
[Projektbeteiligte]

In Tabelle 8 werden die Endenergiemengen der einzelnen Energieträger und deren jährlicher Beitrag zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung des Szenarios dargestellt.

Energieträger	[GWh/a]
Sonstige Energieträger	61
Feste Biomasse	240
Solarthermie	415
Wärmepumpen	21
Abwärme	5
Biogas	3
Summe	745

Tabelle 8: Endenergiemengen unterschiedlicher Energieträger zur Bereitstellung des Niedertemperaturwärmeszenarios der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Das Potenzial von regional verfügbaren Energieträgern kann mit Ausnahme der Solarthermie vollständig integriert werden (vgl. Abschnitt 2.4.1.3.2). Da bei den Energieträgern Biogas, Abwärme und Wärmepumpen auch eine ganzjährige Integration möglich ist, entspricht der dargestellte Lastgang in den Abschnitten 2.4.1.4.5, 2.4.1.6 und 2.4.1.7 auch dem jeweiligen Lastgang nach dem Energieträgerabgleich. Im Folgenden werden daher nur die Lastgänge der Energieträger Solarthermie, Biomasse und der sonstigen Energieträger zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung nach dem Energieträgerabgleich dargestellt.

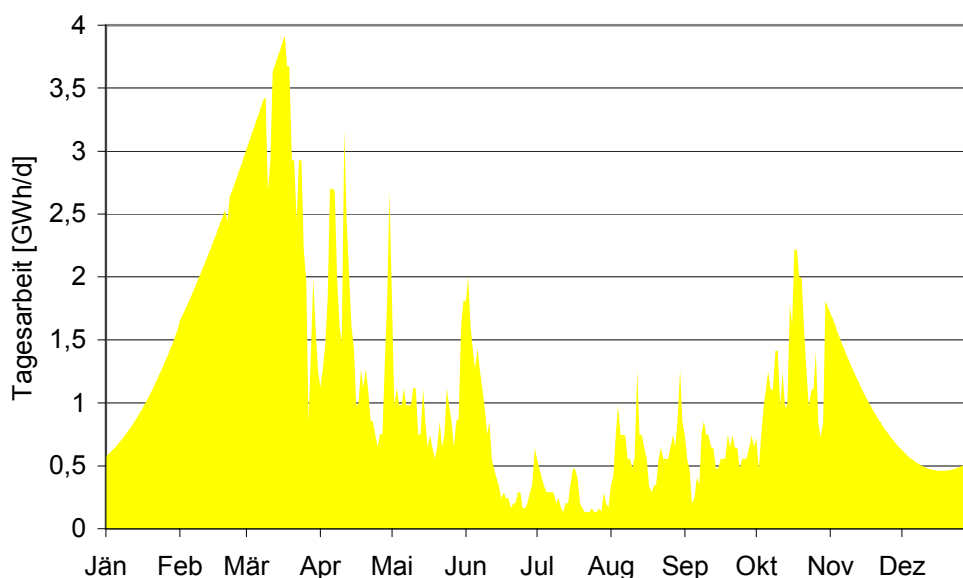


Abbildung 2.64: Solarthermielastgang des Szenarios der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Abbildung 2.64 zeigt den Solarthermielastgang des Szenarios der Projektregion. Das Maximum der Tagesarbeit tritt hierbei im Frühjahr mit ca. 3,9 GWh auf. Zu dieser Jahreszeit ist der Solarertrag wesentlich höher als zur Jahreswende und gleichzeitig besteht aber noch ein großer Wärmebedarf. Daher entsteht bis zu dieser Spitze kaum eine Überschusswärme. Das Minimum der nutzbaren Tagesarbeit tritt jedoch im Sommer mit ca. 0,1 GWh auf. Zu dieser Jahreszeit entsteht fast zur Gänze ungenutzte Überschusswärme. Im Durchschnitt können nach dem Energieträgerabgleich täglich ca. 1,1 GWh an Solarthermie genutzt werden.

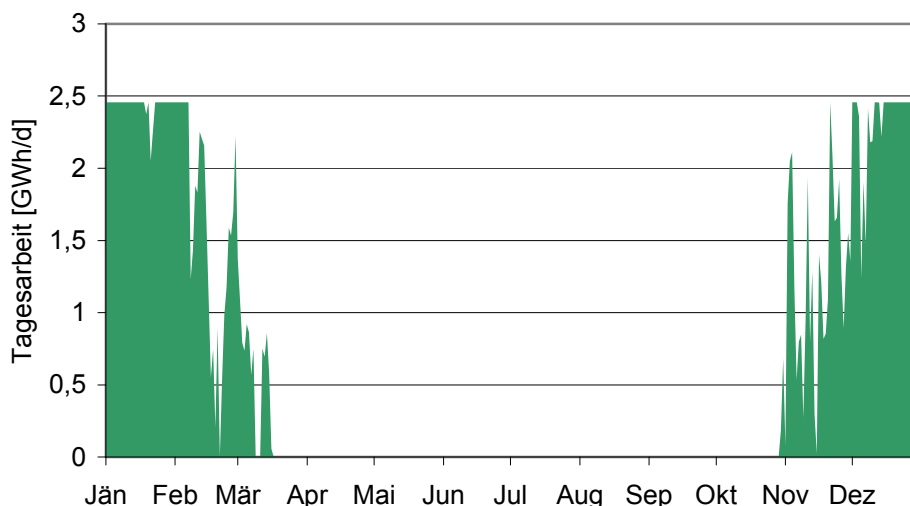


Abbildung 2.65: Lastgang der festen Biomassenutzung des Szenarios der Projektregion
[Projektbeteiligte]

In Abbildung 2.65 ist der Lastgang der festen Biomassenutzung des Szenarios abgebildet. Aufgrund der Ausgleichsfunktion dieses Energieträgers im Mittellastbereich und da die Biomassenutzung auf eine bestimmte Leistung ausgelegt wurde (ca. 102 MW) ergibt sich über längere Zeit ein maximaler täglicher Energieertrag aus Biomasse von ca. 2,46 GWh. Im Sommerhalbjahr wird keine Biomasse benötigt, da zu dieser Jahreszeit die benötigte Wärmemenge durch andere regionale Energieträger bereitgestellt werden kann. Während der Betriebszeit der Biomasseanlagen (von Ende Oktober bis Mitte März; 135 Tage) werden täglich durchschnittlich ca. 1,78 GWh bereitgestellt. Die durchschnittliche Leistung beträgt hierbei ca. 74 MW.

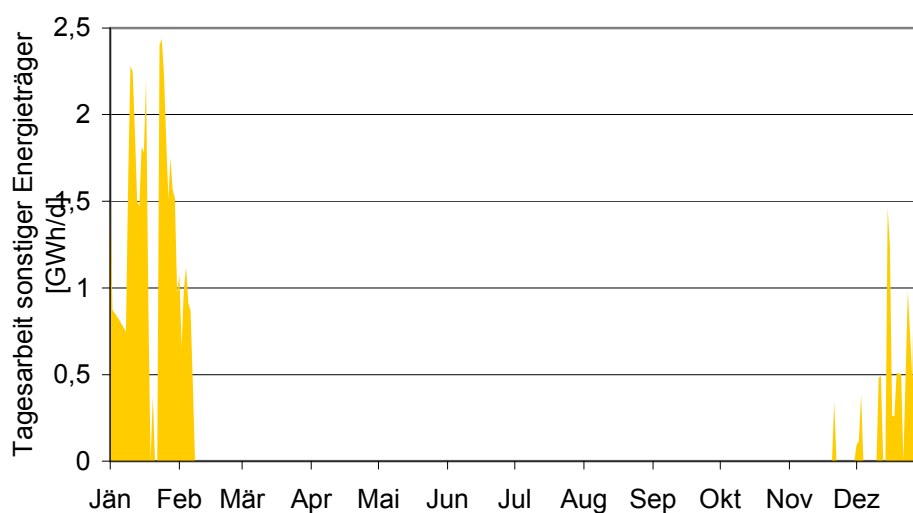


Abbildung 2.66: Lastgang der sonstigen Energieträger zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung des Szenarios der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Abbildung 2.66 zeigt den Szenario-Lastgang der sonstigen Energieträger zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung. Hierbei wird ersichtlich, dass nur wenige Lastspitzen im Jahresverlauf auftreten, diese aber wesentlich größere Lastgradienten aufweisen und die Spitzenlast-

Anlagen wesentlich geringer im Einsatz sind, als sämtliche andere wärmebereitstellenden Technologien (von Mitte November bis Anfang Februar; 58 Tage). Während des Betriebes wird durchschnittlich eine Leistung von ca. 44 MW mit einer durchschnittlichen Tagesarbeit von ca. 1,06 GWh bereitgestellt. Das Tagesarbeitsmaximum beträgt hierbei ca. 2,44 GWh und das Minimum annähernd null, da während der Heizperiode auch Tage mit geringerem Wärmebedarf bestehen und der Wärmebedarf durch andere Energieträger gedeckt werden kann.

In Abbildung 2.67 wird die Dauerlinie für die erforderliche Regelennergie der Wärmebereitstellung dargestellt. Diese setzt sich zum einen aus fester Biomasse und zum anderen durch sonstige Energieträger zusammen, wobei die installierte Leistung bei beiden Technologien annähernd gleich groß sein muss.

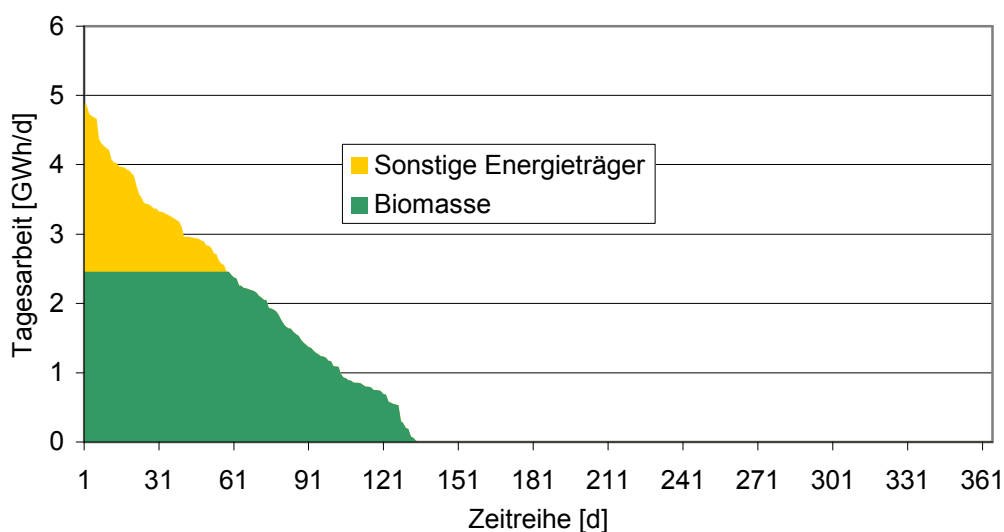


Abbildung 2.67: Ausgleichsenergie im Wärmebereich: Dauerlinie sonstiger Energieträger sowie der festen Biomassenutzung des Szenarios der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Abbildung 2.68 zeigt die Dauerlinien aller verwendeten Energieträger zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung des Szenarios. Hierbei ist ersichtlich, dass Solarwärme den größten Anteil beiträgt und ganzjährig Wärme liefert, wohingegen die feste Biomassenutzung und die sonstigen Energieträger nur für eine bestimmte Dauer herangezogen werden. Wärmepumpenanwendungen tragen auch ganzjährig zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung bei, haben jedoch im Verhältnis zur Solarwärme, festen Biomasse und zu den sonstigen Energieträger einen geringeren Beitrag. Abwärme und Biogaswärme spielen eine sehr geringe Rolle.

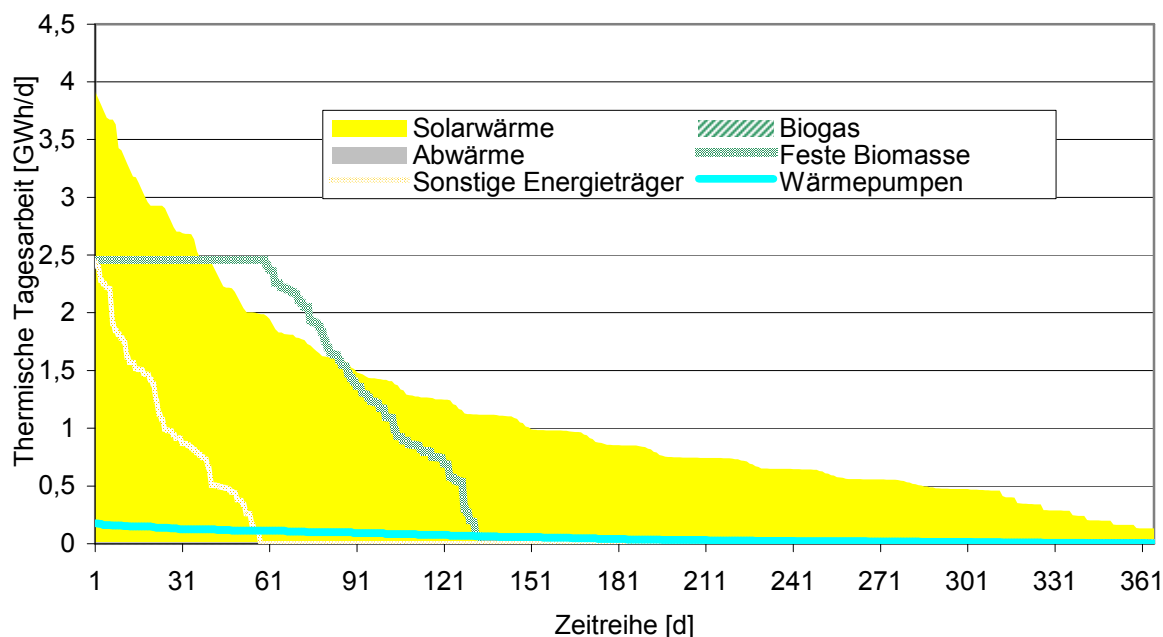


Abbildung 2.68: Dauerlinien der Energieträger zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung des Szenarios der Projektregion

Anmerkung: Es ist jeweils eine eigene Dauerlinie pro Energieträger dargestellt [Projektbeteiligte]

2.5.2.2 Energieträgerabgleich des potenziellen Stromszenarios

In diesem Abschnitt wird der bestehende Stromlastgang durch einen möglichen Energiemix dargestellt. Hierbei wurde auch der Mehrbedarf für Wärmepumpenstrom berücksichtigt.

In Abbildung 2.69 werden die einzelnen Energieträger, der Wärmepumpenstrombedarf, sowie ein etwaiger Stromexport und auch –import im Jahresverlauf auf Basis der erzeugten Tagesarbeit dargestellt. Der Strombedarf für die Wärmepumpenanwendung steht dabei in Korrelation mit dem Niedrigwärmeverlauf der Region und wurde bereits in Abschnitt 2.4.1.6 dargestellt. Der bereitgestellte Biogasstrom wird aufgrund des notwendigen Brennstoffausnutzungsgrades im Jahresverlauf in Form einer Bandlast bereitgestellt (siehe Abschnitt 2.4.1.4.5). Die Stromerzeugung aus Wasserkraft kann zusammen mit dem Biogasstrom ganzjährig integriert werden, wobei deren Beitrag zur Stromerzeugung im Jahresverlauf gering ist. Eine ganz wesentliche Säule der Strombereitstellung stellt jedoch die Stromerzeugung via Photovoltaik dar. Hierbei kann über die Sommermonate eine weitgehend autarke Versorgung der Region gewährleistet werden (90 Tage), wobei aufgrund des schwankenden Bedarfes in diesem Zeitraum auch ein geringer Stromexport möglich ist (v. a. an Wochenenden, wenn die Industrie einen geringeren Bedarf hat). Aufgrund der geringeren Einstrahlung im Winterhalbjahr ist jedoch keine vollständige Versorgung über Photovoltaik zu diesem Zeitraum möglich. Da die systeminternen Ressourcen ausgeschöpft sind, ist ein wesentlicher Stromimport für den Bedarfsausgleich erforderlich.

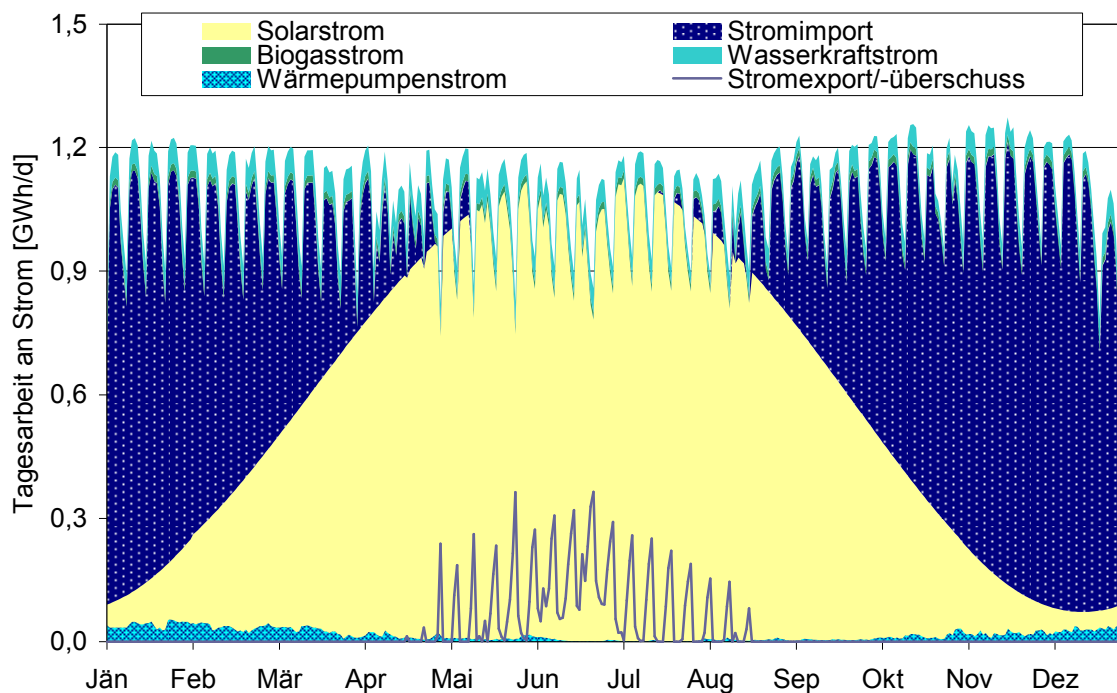


Abbildung 2.69: Stromlastgang des Szenarios der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Auf Basis des in Abbildung 2.69 dargestellten Lastganges des Stromszenarios erfolgt in Abbildung 2.70 eine Darstellung der Endenergiemengen unterschiedlicher Energieträger zur Bereitstellung des Niedertemperaturwärmeszenarios.

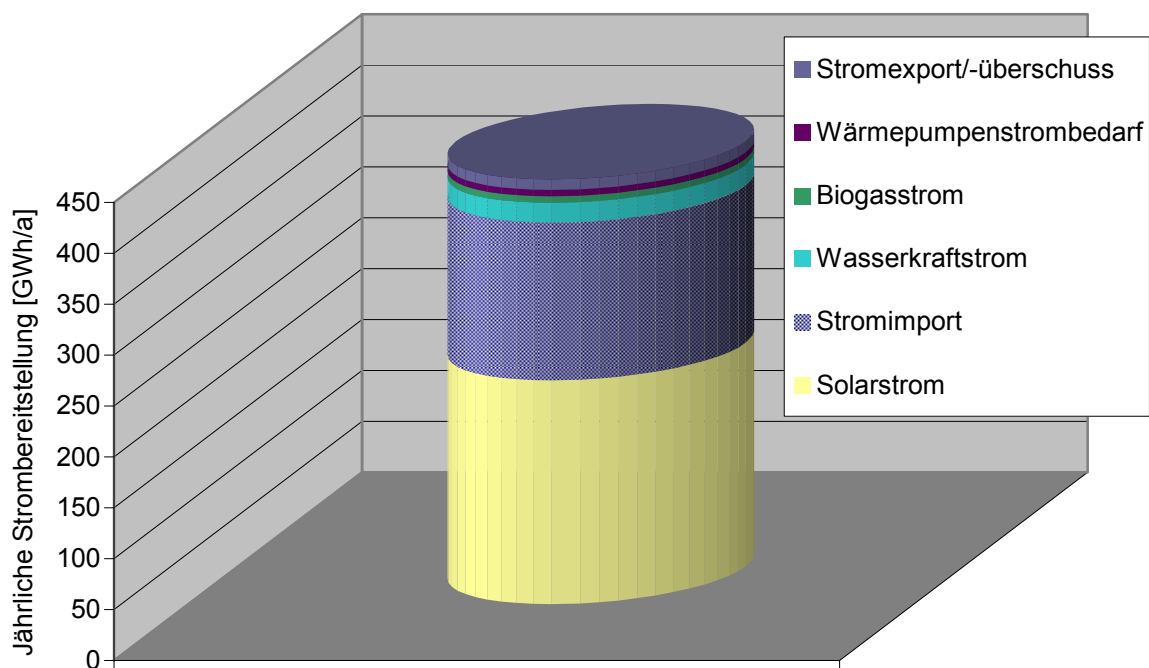


Abbildung 2.70: Strommengen aufgeschlüsselt nach unterschiedlicher Herkunft in der Projektregion
[Projektbeteiligte]

In Tabelle 9 werden die Endenergiemengen der einzelnen Energieträger und deren jährlicher Beitrag zur Strombereitstellung des Szenarios dargestellt.

Energieträger bzw. Im-/Export	[GWh/a]
Stromexport/-überschuss	10,5
Wärmepumpenstrombedarf	6,4
Biogasstrom	6,3
Wasserkraftstrom	19,4
Stromimport	154,9
Solarstrom	220,0
Summe	417,4

Tabelle 9: Strommengen aus unterschiedlicher Herkunft in der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Die Strombereitstellung aus Wasserkraft und Biogas, sowie der Strombedarf für eine Wärmepumpenanwendung entsprechen dem festgestellten Potenzial bzw. der festgestellten Strommenge. Daher ergeben sich hierbei keine Änderungen der Endenergiemengen (vgl. Abschnitte 2.2.3.2, 2.4.1.2, 2.4.1.4.5, 2.4.1.6).

Aufgrund der Abstimmung des Solarpotenzials zwischen Solarthermie und Photovoltaik entsteht kaum eine Überschussenergie, wobei diese vollständig über das Stromnetz abgeführt werden könnte und daher nicht ungenützt bleibt. Unter Berücksichtigung der festgelegten Energieträgerhierarchie wird die Überschussenergie vom integrierbaren Photovoltaikpotenzial abgezweigt. Aus diesem Grund ergibt sich für diesen Energieträger ein anderes Potenzial und ein anderer Lastgang als in Abschnitt 0 dargestellt wurde. Nachfolgend wird der mit dem Bedarf und den anderen regional verfügbaren Energieträgern abgeglichenen Solarstromlastgang in Abbildung 2.71 dargestellt.

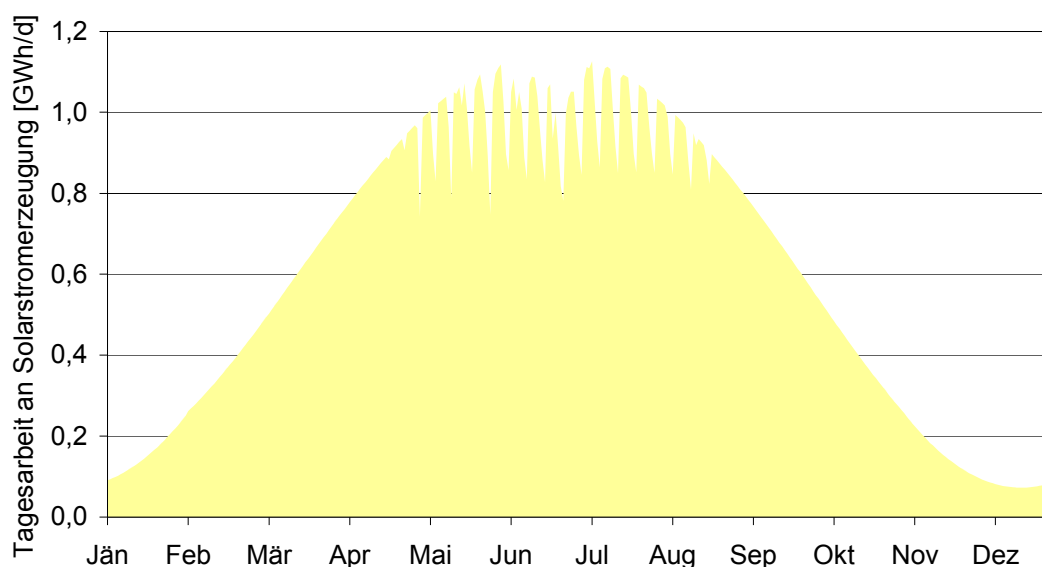


Abbildung 2.71: Solarstromlastgang des Szenarios der Projektregion
[Projektbeteiligte]

In Abbildung 2.71 wird der Solarstromlastgang des Szenarios auf Basis der integrierbaren Tagesarbeit dargestellt. Das Maximum ergibt sich hierbei im Sommer mit ca. 1,1 GWh integrierbarem Solarstrom. Das Minimum beträgt ca. 0,07 GWh und im Durchschnitt können täglich ca. 0,6 GWh integriert werden. Da, wie bereits beschrieben wurde, das Netz als Ausgleich verwendet wird, entstehen nicht unerhebliche Import- und Exportmengen an Strom. Der Jahreslastgang des täglichen Stromimportes und -exportes des Szenarios wird in Abbildung 2.72 dargestellt.

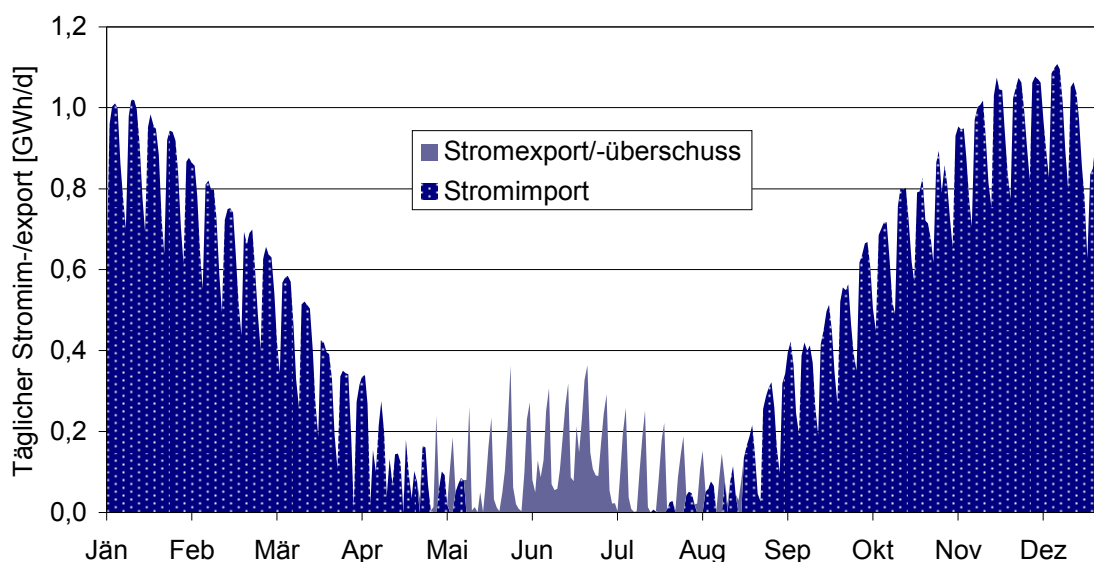


Abbildung 2.72: Jahreslastgang des täglichen Stromimport und -exportes des Szenarios der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Die Stromlastgänge in Abbildung 2.72 zeigen sehr große Gradientenänderungen, da sämtliche Extremwerte durch das Netz ausgeglichen werden müssen.

Charakteristisch für den Stromexport sind die Wochenenden des Sommers, bei welchen der Solarstromertrag nicht unwesentlich ist, jedoch der Bedarf am Wochenende signifikant geringer ist (vgl. Abschnitt 2.2.1.1.2). Ein Stromexport erfolgt an 90 Tagen des Jahres. Das Exportmaximum beträgt ca. 0,36 GWh/d (entspricht einer Leistung von ca. 15 MW), das Minimum während der Exportzeit weniger als 1 MWh. Im Durchschnitt werden während der Dauer des Exportes täglich ca. 0,12 GWh (entspricht einer Leistung von ca. 5 MW) exportiert.

Ein Import erfolgt an 275 Tagen im Jahr. Es gibt daher keinen Tag, an welchem Bedarf und Angebot genau übereinstimmen, sodass kein Ausgleich erfolgen muss und weder ein Export noch ein Import besteht. Das Importmaximum besteht im Winterhalbjahr und weist täglich ca. 1,1 GWh auf, wohingegen das Minimum nur ca. 3 MWh aufweist. Im Durchschnitt werden zu Zeiten des Imports täglich ca. 0,56 GWh importiert.

In Abbildung 2.73 wird die notwendige Ausgleichsenergie im Strombereich anhand von Dauerlinien für den Stromimport, als auch -export dargestellt. Dabei kann abgelesen werden, dass der Stromimport gegenüber dem -export um ein Vielfaches größer ist, und dass es grundsätzlich zu jeder Zeit im Jahr einer Ausgleichsenergie bedarf.

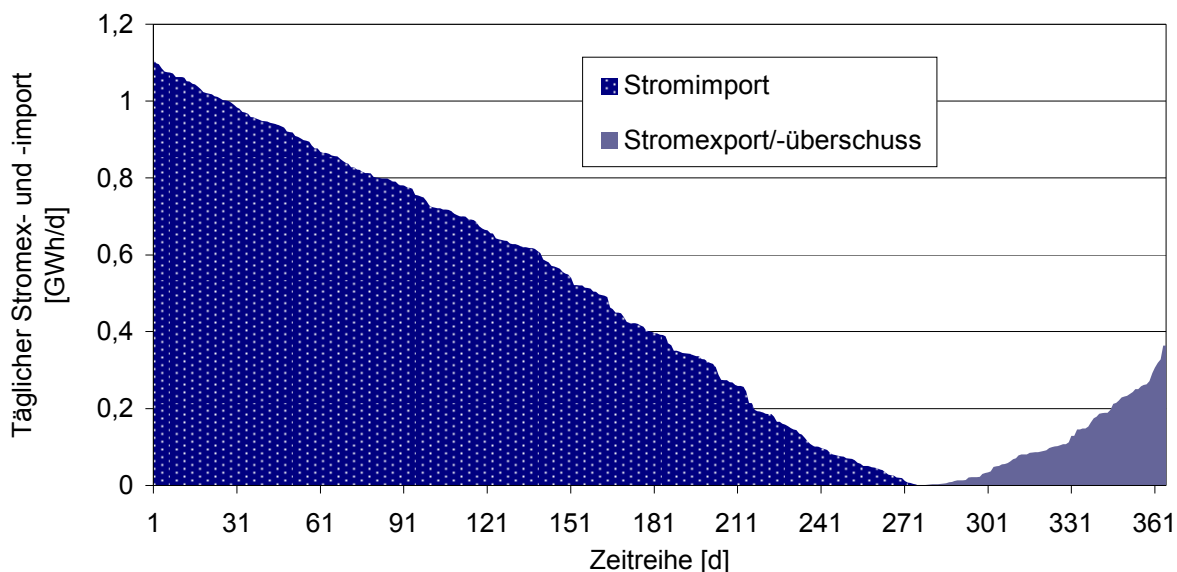


Abbildung 2.73: Ausgleichsenergie im Strombereich: Dauerlinie von Stromimport und -export des Szenarios der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Zur Gegenüberstellung der einzelnen Energieträger und des Ex- sowie Importes an Strom dient Abbildung 2.74. Es wird erkenntlich, dass das Maximum an erzeugtem Solarstrom und Import annähernd gleich ist. Weiters ist erkenntlich dass die Erträge an Solarstrom immer größer sind, als jene der anderen regional verfügbaren Energieträger zur Stromerzeugung. Dies unterstreicht das Potenzial dieses Energieträgers der Region. Der erzeugte Wasserkraftstrom wird dabei sehr regelmäßig erzeugt und ist nur geringen Schwankungen unterworfen. Der Wärmepumpenstrombedarf ist tendenziell geringer als der erzeugte Strom aus Wasserkraft. Die Stromerzeugung aus Biogas ist jedoch im Vergleich zu den anderen Energieträgern sehr gering.

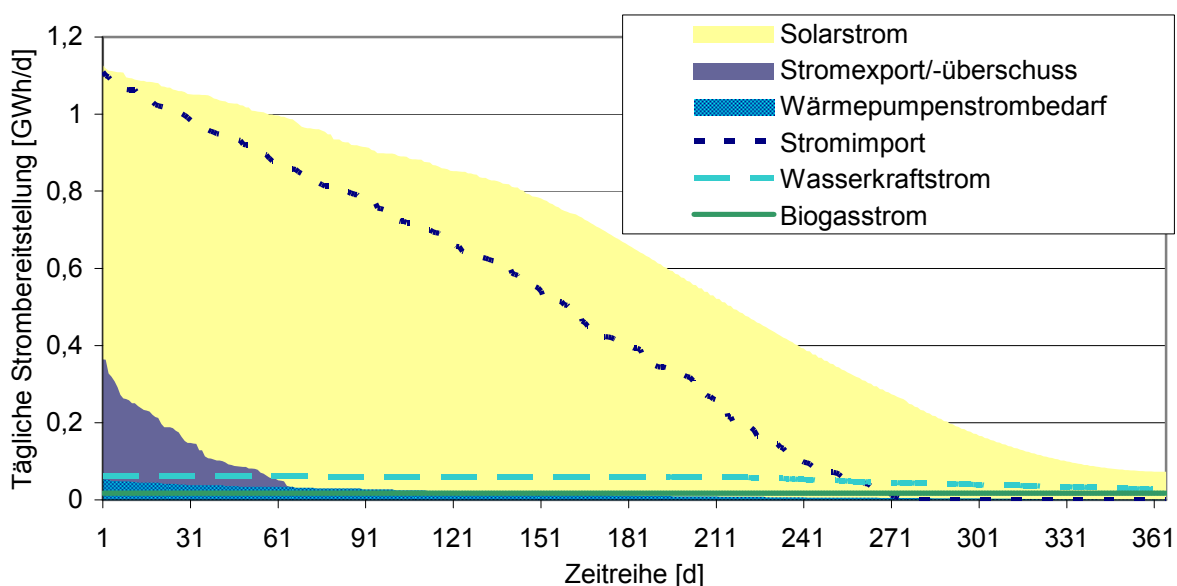


Abbildung 2.74: Dauerlinien einzelner Energieträger zur Strombereitstellung, des Stromimport/-exportes und des Wärmepumpenstrombedarfes des Szenarios der Projektregion
Anmerkung: Es ist jeweils eine eigene Dauerlinie pro Energieträger dargestellt
[Projektbeteiligte]

2.5.2.3 Gesamtdarstellung des Energieträgerabgleichs

Auf Basis der präsentierten Ergebnisse erfolgt in diesem Abschnitt eine Gesamtdarstellung des Energieträgerabgleichs. In Abbildung 2.75 wird der jährliche Gesamtenergiebedarf und der Energieexport des Szenarios dargestellt.

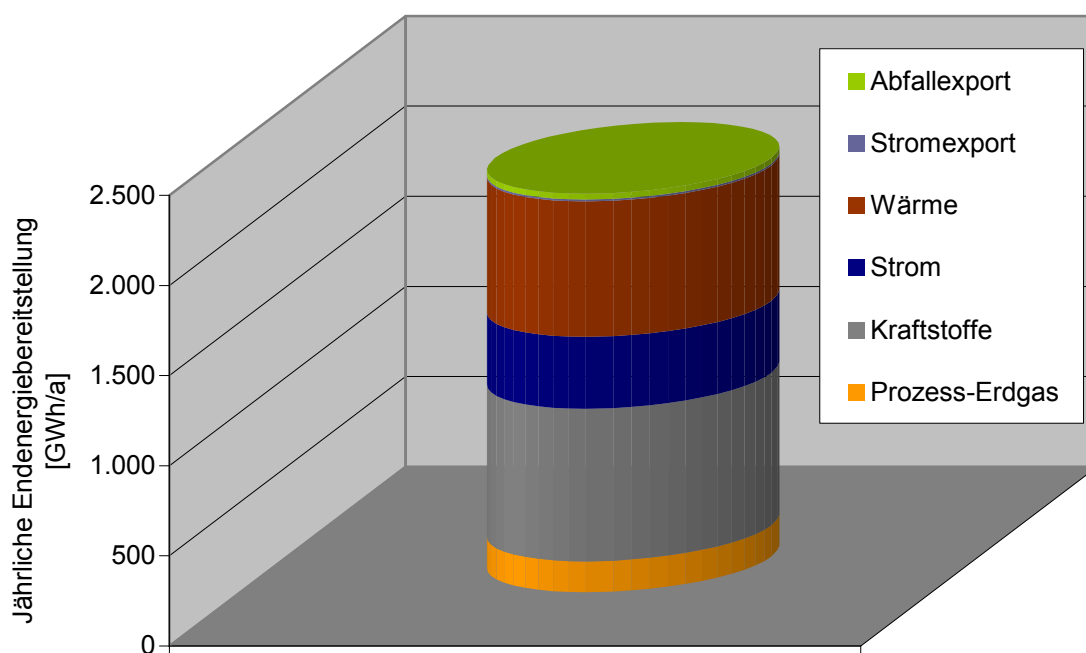


Abbildung 2.75: Jährlicher Gesamtenergiebedarf und Energieexport des Szenarios der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Der Gesamtenergiebedarf der Region des Szenarios beträgt durch Effizienzsteigerung um ca. 65,3 GWh (siehe Abschnitt 2.4.2.4) weniger als in der Istsituation und beläuft sich auf ca. 2.168 GWh (siehe Tabelle 10), wobei ca. 1.074 GWh (knapp 50 % des Gesamtenergiebedarfes) regenerativen und 1.093 GWh fossilen Ursprungs sind. Zusätzlich werden ca. 42 GWh an erneuerbarer Endenergie exportiert.

Endenergieträger	Regenerativer Anteil	Fossiler Anteil	Summe
	[GWh/a]	[GWh/a]	[GWh/a]
Wärme	716	34	751
Strom	328	72	400
Kraftstoffe	30	815	845
Prozess-Erdgas	0	172	172
Summe	1.074	1.093	2.168
Abfall (nicht in Region nutzbar)	32	0	32
Stromexport	10	0	10

Tabelle 10: Jährlicher Gesamtenergiebedarf und Energieexport des Szenarios der Projektregion
[Projektbeteiligte]

Eine weitere Darstellung des Energieträgerabgleichs erfolgt in Form eines Energieflussbildes durch Abbildung 2.76.

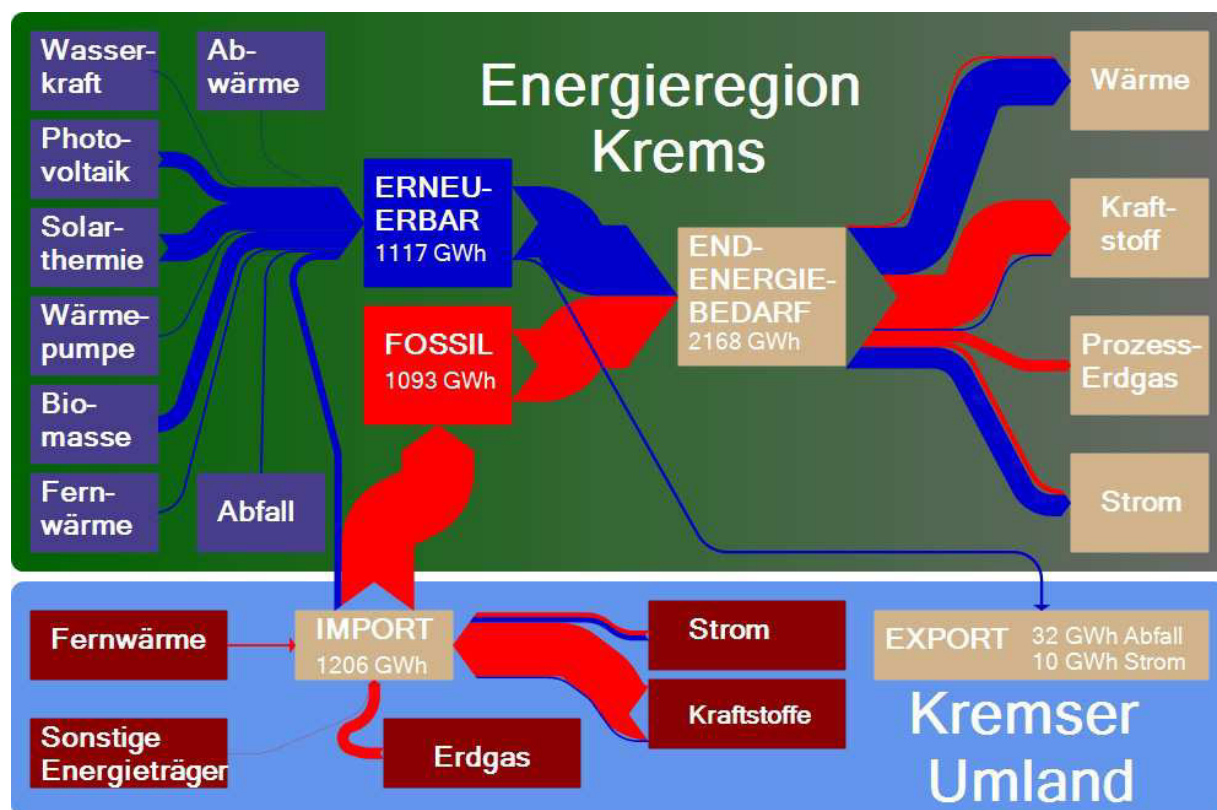


Abbildung 2.76: Energieflussbild des Szenarios der Modellregion
[Projektbeteiligte]

In Abbildung 2.76 erfolgte eine Aufteilung der Systemgrenzen in „Energierregion Krets“, welche die Projektregion darstellt, und in „Kremser Umland“, aus welchem der Import bzw. in welches der Export erfolgt. Im Gegensatz zur Istsituation ergeben sich hierbei wesentliche Unterschiede (siehe Abschnitt 2.2.4). Der Import weist ca. 1.206 GWh auf (Istsituation: ca. 2.033 GWh). Die regional verfügbaren Energieträger wurden bis zu deren integrierbaren Maximum ausgeschöpft, wobei diese um Abwärme und Abfall ergänzt wurden. In Summe stehen beim Szenario ca. 1.117 GWh an Erneuerbaren zur Verfügung (Istsituation: ca. 418 GWh.), wobei hierbei auch ein Export von ca. 32 GWh an Abfall und ca. 10 GWh an Strom besteht (Istsituation: 0 GWh). Der fossile Anteil an der Energieversorgung könnte auf ca. 1.093 GWh reduziert werden (Istsituation: 1.810 GWh), wobei der Großteil durch Kraftstoffe besteht. Der erneuerbare Anteil konnte im Strom- und Wärmebereich signifikant von ca. 388 GWh auf ca. 1.044 GWh erhöht werden, wohingegen der Kraftstoff- und Prozesserdgasbereich unberührt blieb. Der Endenergiebedarf beträgt im Szenario ca. 2.168 GWh anstelle von ca. 2.228 GWh.

Das zusätzliche Potenzial einzelner regional verfügbarer Energieträger sowie der Effizienzsteigerung beträgt ca. 832 GWh (siehe Abbildung 2.77), wobei der Großteil durch die Solarenergie (Solarthermie und Photovoltaik) bereit gestellt wird.

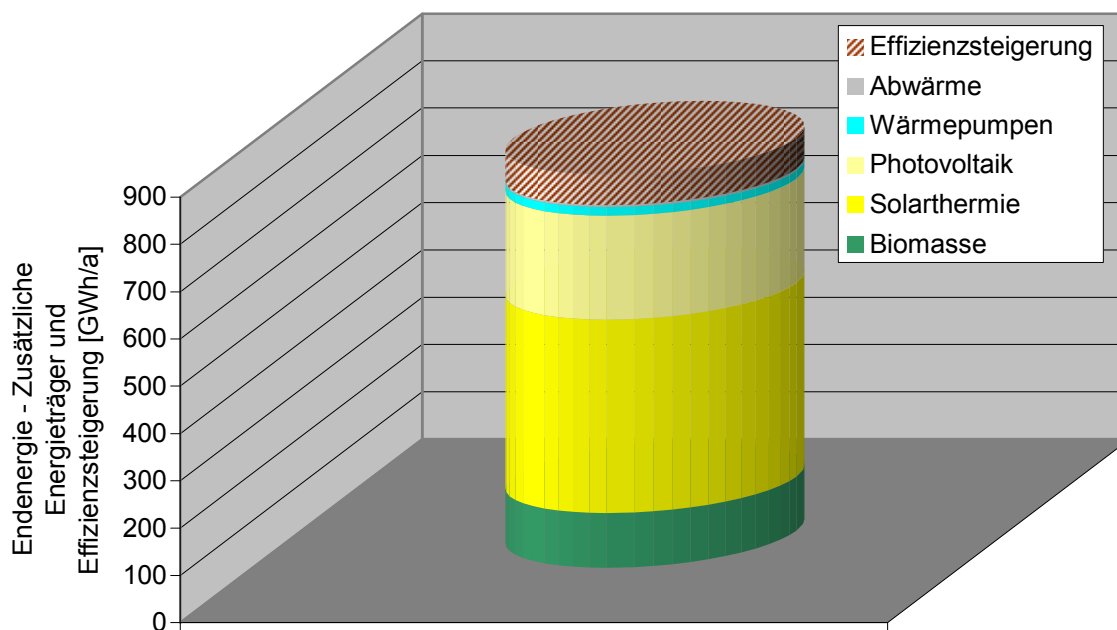


Abbildung 2.77: Zusätzliches Potenzial einzelner regional verfügbarer Energieträger sowie der Effizienzsteigerung exklusive Abfall in der Modellregion
[Projektbeteiligte]

Durch Ausnützung aller zusätzlichen Potenziale könnten ca. 37 % des aktuellen Endenergiebedarfs der Region abgedeckt werden. Eine Darstellung des zusätzlich integrierbaren Potenzials an regional verfügbaren Energieträgern (exklusive Abfall) sowie der Effizienzsteigerung im Vergleich mit dem aktuellen Endenergieeinsatz der Modellregion erfolgt in nachfolgender Abbildung 2.78.

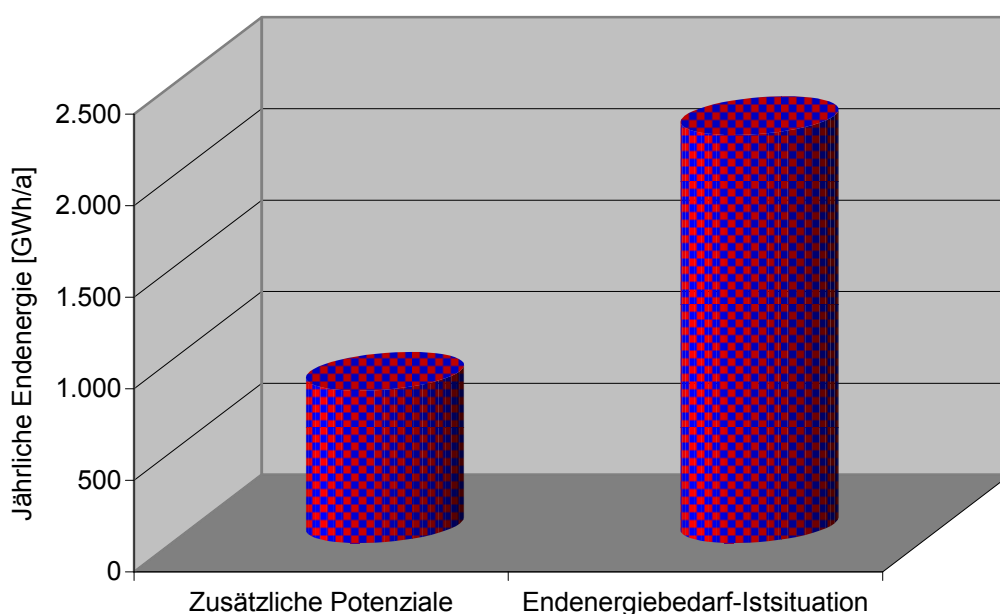


Abbildung 2.78: Zusätzliches Potenzial an regional verfügbaren Energieträgern sowie Effizienzsteigerung exklusive Abfall im Vergleich mit dem aktuellen Endenergieeinsatz in der Modellregion
[Projektbeteiligte]

2.5.3 Versorgungsgrad einzelner regionaler Energieträger

In diesem Abschnitt wird der Versorgungsgrad einzelner Energieträger sowohl für die Niedrigtemperaturwärmebereitstellung als auch für die Strombereitstellung dargestellt.

Nachfolgend befindet sich in Tabelle 11 der Versorgungsgrad betreffend der Energieträger für die Niedrigtemperaturwärmebereitstellung. Durch Ausnützung aller Potenziale könnte ein Versorgungsgrad von 91,8 % erreicht werden, wobei der Großteil durch Solarthermie (55,7 %) und feste Biomasse (32,2 %) bereitgestellt wird.

Energieträger	Versorgungsgrad [%]
Solarthermie	55,7
Feste Biomasse Wärme	32,2
Biogaswärme	0,4
Wärmepumpenwärme	2,8
Abwärme	0,6
Regionale Energieträger zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung	91,8

Tabelle 11: Versorgungsgrad einzelner regionaler Energieträger zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung
[Projektbeteiligte]

Der Versorgungsgrad der einzelnen regionalen Energieträger zur Strombereitstellung beträgt 61,2 % (siehe Tabelle 12). Der überwiegende Anteil wird durch Photovoltaik bewerkstelligt (54,8 %). Wasserkraft (4,8 %) und Biogasstrom (1,6 %) leisten nur einen geringen Beitrag. Auch ist in Tabelle 12 der Wärmepumpenstrombedarf dargestellt. Dieser beträgt jedoch nur 0,04 % des aktuellen Strombedarfes.

Energieträger	Versorgungsgrad [%]
Photovoltaik	54,8
Wasserkraftstrom	4,8
Biogasstrom	1,6
Regionale Energieträger zur Strombereitstellung	61,2
Wärmepumpenstrombedarf	-0,04

Tabelle 12: Versorgungsgrad einzelner regionaler Energieträger zur Strombereitstellung sowie der Wärmepumpenstrombedarf
[Projektbeteiligte]

2.5.4 Bedarfsdeckungsgrad

2.5.4.1 Bedarfsdeckungsgrad einzelner regionaler Energieträger

Nachfolgend werden die Bedarfsdeckungsgrade für die einzelnen regional verfügbaren Energieträger dargestellt.

2.5.4.1.1 Wasserkraft

Der Bedarfsdeckungsgrad der Wasserkraft bewegt sich hauptsächlich zwischen 2 und 9 %, wobei das Maximum bei 4 % mit knapp 2.500 Stunden pro Jahr liegt. Über 10 % wird kaum zur Stromerzeugung beigetragen.



Abbildung 2.79: Bedarfsdeckungsgrad durch Wasserkraft
[Projektbeteiligte]

2.5.4.1.2 Solarenergie

Der Bedarfsdeckungsgrad durch Solarenergie beträgt rechnerisch zu einem nicht unbeträchtlichen Zeitraum über 100 %, wobei durch eine Tagesspeicherung diese Angebotsspitzen in diesem Szenario vollständig integriert werden können. Die Überschusswärme wurde daher nicht berücksichtigt und spiegelt sich nicht in der Darstellung des Bedarfsdeckungsgrades wieder. Für die Erstellung des Bedarfsdeckungsgrades wurde daher die Durchschnittsleistung des jeweiligen Tages herangezogen, welche sich ergeben würde, wenn eine konstante Wärmelieferung aus dem Tagesspeicher erfolgen würde. Daher kann ständig eine gewisse Bedarfsdeckung erfolgen und der Bedarfsdeckungsgrad erreicht deshalb auch nie Null.

Nachfolgend wird in Abbildung 2.80 der Bedarfsdeckungsgrad durch Solarthermie dargestellt. Unter 20 % Bedarfsdeckung wird dabei selten erreicht. Im Bereich von 20 bis 100 % Bedarfsdeckung schwankt die Deckung von ca. 300 Stunden (zwischen 50 % und 60 % Bedarfsdeckung) bis ca. 1.200 Stunden (zwischen 80 % und 90 %). Der Anteil jener Bedarfsdeckung über 100 % ist nicht unerheblich. Auf Basis einer Tagesspeicherung kann diese Wärme jedoch vollständig integriert werden.

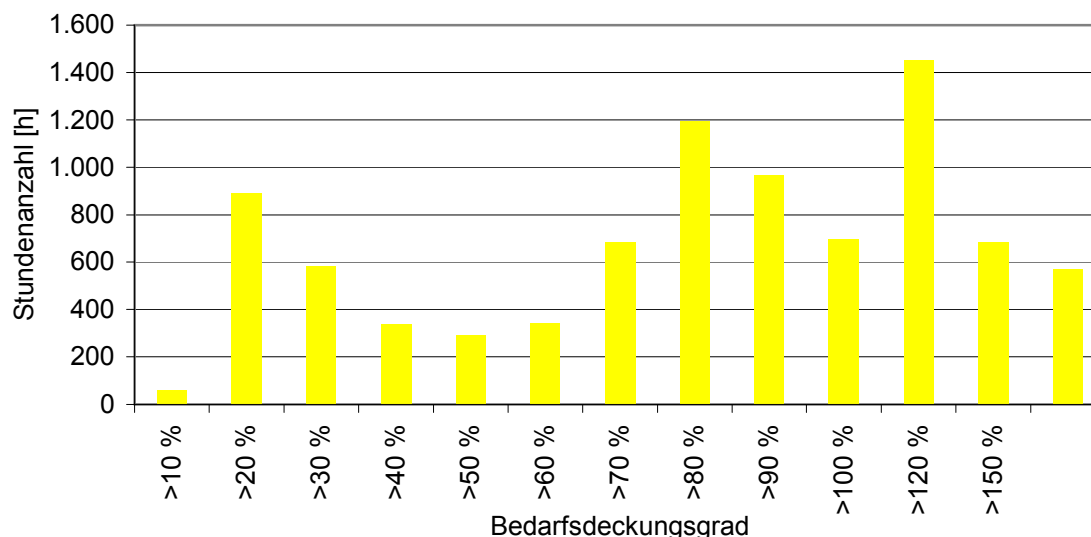


Abbildung 2.80: Bedarfsdeckungsgrad durch Solarthermie
[Projektbeteiligte]

In Abbildung 2.81 erfolgt eine Darstellung des Bedarfsdeckungsgrades durch Photovoltaik. Die Bedarfsdeckung beträgt dabei dauerhaft mindestens 4 %, wobei zwischen 4 und 10 % eine Deckung für ca. 850 Stunden erfolgt. Von 10 % Bedarfsdeckung bis zu einer Deckung von ca. 100 % werden in 10er-Prozentschritten zwischen ca. 600 Stunden und 1050 Stunden an Bedarfsdeckung erzielt. Zu ca. 1.200 Stunden wird der aktuelle Bedarf überschritten, wobei auch dieser durch eine entsprechende Tagesspeicherung bzw. Lieferung ins Netz integriert werden könnte.

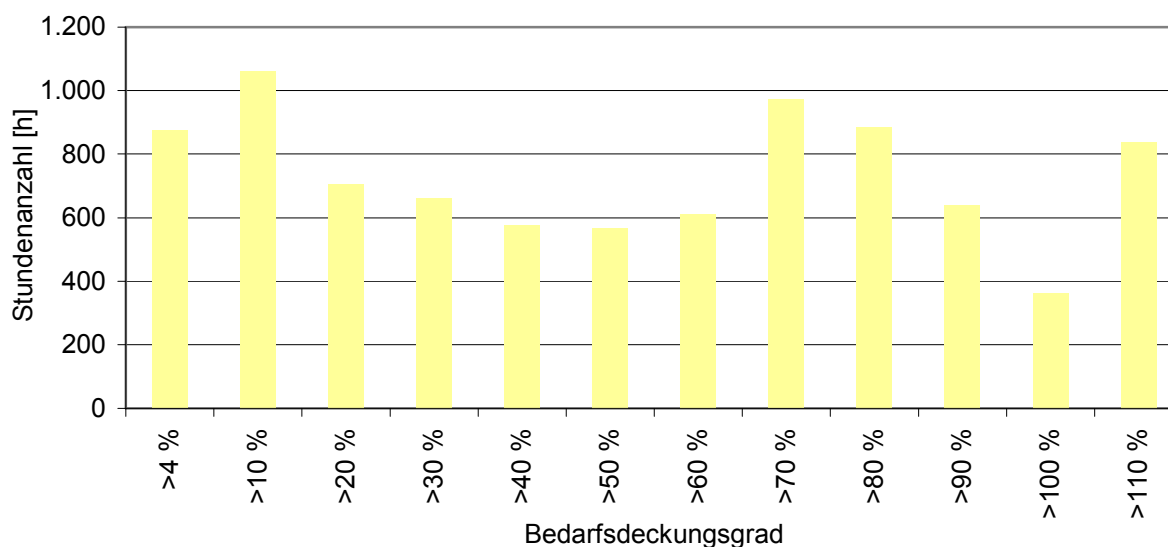


Abbildung 2.81: Bedarfsdeckungsgrad durch Photovoltaik
[Projektbeteiligte]

2.5.4.1.3 Biomasse

Der Beitrag der Biomasse für die Bedarfsdeckung ist nicht unwesentlich und wird nachfolgend dargestellt. In Abbildung 2.82 erfolgt eine Darstellung der Bedarfsdeckung durch Biogasstrom. Dieser beträgt jedoch im Jahresverlauf nur wenige Prozente. Mindestens kann jedoch ständig mehr als 1 % Bedarfsdeckung erzielt werden. Der in Form einer Bandlast bereitgestellte Biogasstrom kann dabei vollständig über den Jahresverlauf integriert werden.

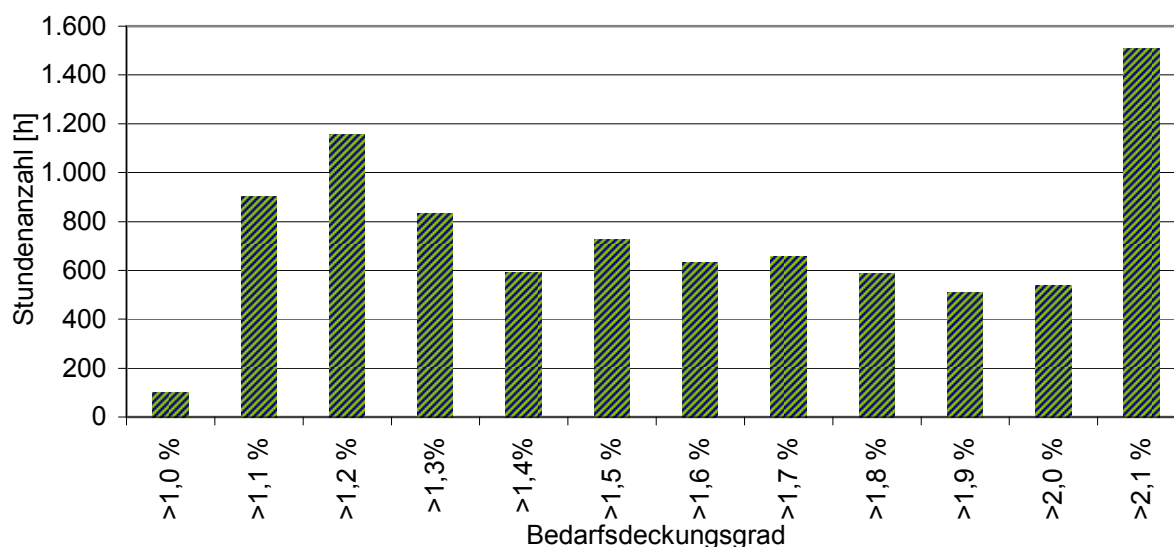


Abbildung 2.82: Bedarfsdeckungsgrad durch Biogasstrom
[Projektbeteiligte]

Der Beitrag der Bedarfsdeckung durch Biogaswärme wird in Abbildung 2.83 illustriert. Da Biogaswärme nur im Winterhalbjahr anfällt, erfolgt über die Hälfte des Jahresverlaufs keine Bedarfsdeckung. Aufgrund des größeren Wärmebedarfes im Winterhalbjahr ist auch der Beitrag durch Biogaswärme im Jahresverlauf nur im Bereich weniger Prozente.

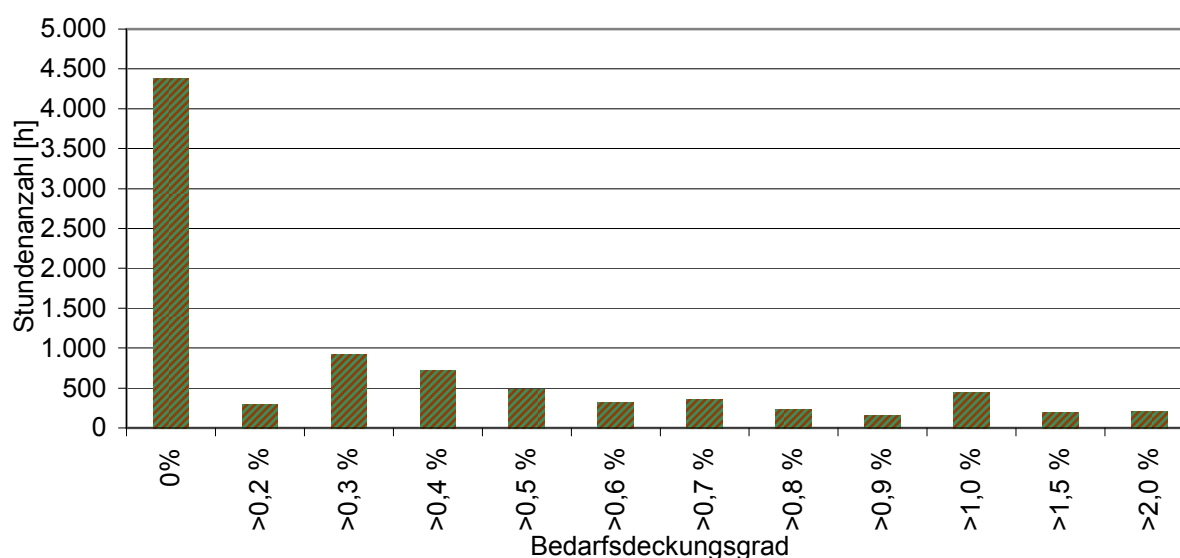


Abbildung 2.83: Bedarfsdeckungsgrad durch Biogaswärme
[Projektbeteiligte]

Feste Biomasse dient als Regelenergie und wird daher nur zu bestimmten Zeiten eingesetzt. Aus diesem Grund erfolgt zu ca. 5.500 Stunden im Jahr keine Bedarfsdeckung aus fester Biomasse, da zu diesem Zeitpunkt Wärme aus anderen regional verfügbaren Energieträgern bereitgestellt werden kann. Das Maximum (ca. 660 Stunden) der Bedarfsdeckung erfolgt zwischen 40 und 50 %. Sämtliche Biomasse kann zu jeder Zeit integriert werden.

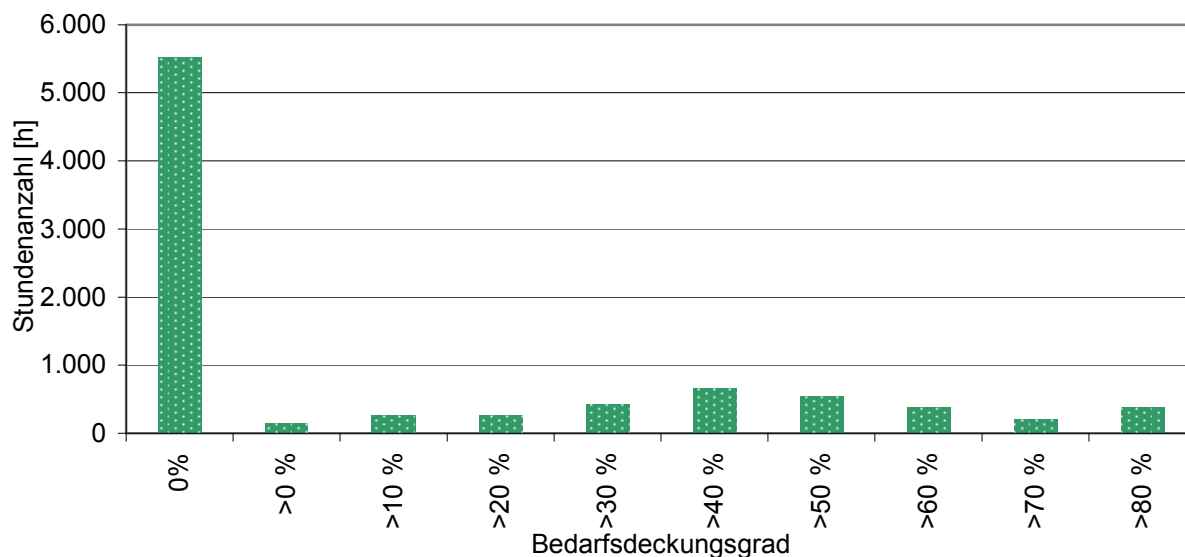


Abbildung 2.84: Bedarfsdeckungsgrad durch Wärme aus fester Biomasse
[Projektbeteiligte]

Der Bedarfsdeckungsgrad an Wärme durch feste Biomasse und Biogas wird in nachfolgender Abbildung 2.85 dargestellt. Dieser wird dabei ganz wesentlich durch die feste Biomasse geprägt. Zu ca. 4.400 Stunden im Jahr erfolgt dabei keine Bedarfsdeckung, da Biogaswärme und Wärme aus fester Biomasse nur während der Heizperiode bereitgestellt wird.

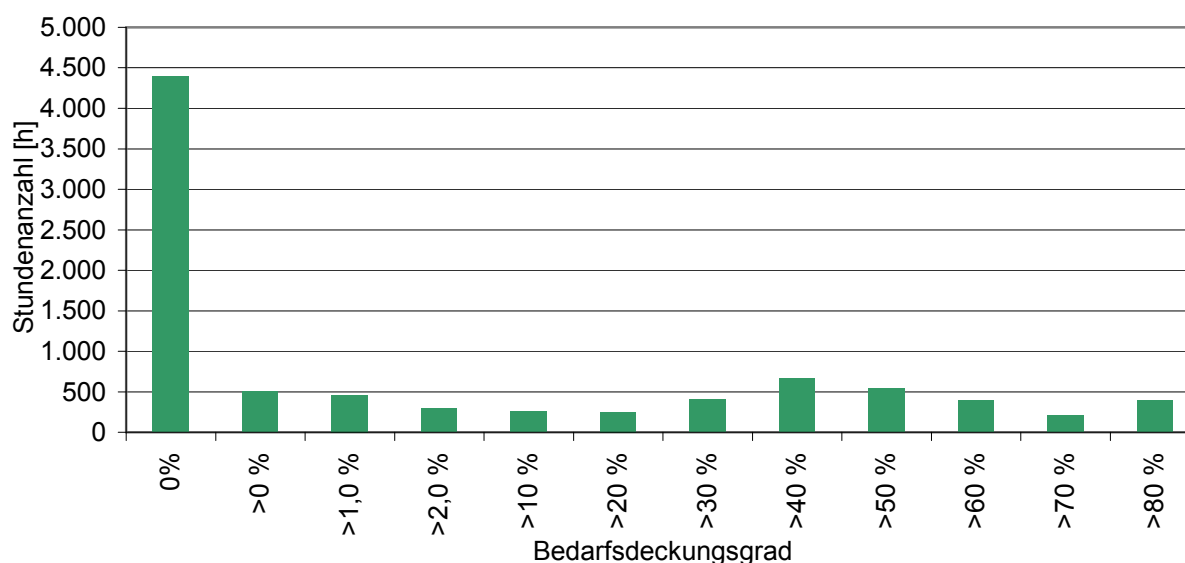


Abbildung 2.85: Bedarfsdeckungsgrad an Wärme durch feste Biomasse und Biogas
[Projektbeteiligte]

2.5.4.1.4 Umgebungswärme

Der Bedarfsdeckungsgrad der Umgebungswärme bzw. durch Wärmepumpenanwendungen entspricht dem Versorgungsgrad, da Wärmepumpen Wärme bedarfsgerecht bereitstellen. Aus diesem Grund wird ganzjährig und zu jedem Zeitpunkt Wärmepumpenwärme zu 2,78 % des Bedarfes erzeugt (siehe Abbildung 2.86).

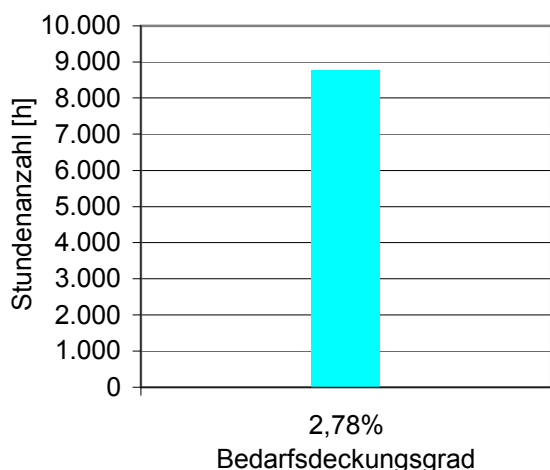


Abbildung 2.86: Bedarfsdeckungsgrad durch Wärmepumpenanwendung
[Projektbeteiligte]

2.5.4.1.5 Abwärme

Der Beitrag der Abwärme an der Bedarfsdeckung ist im Jahresverlauf relativ gering (siehe Abbildung 2.87). Eine Bedarfsdeckung von über 5 % wird im Jahresverlauf nur zu ca. 700 Stunden überschritten. Im restlichen Jahresverlauf beträgt die in Form von Bandlast bereitgestellte Abwärme zwischen 0,1 und maximal 5 %.

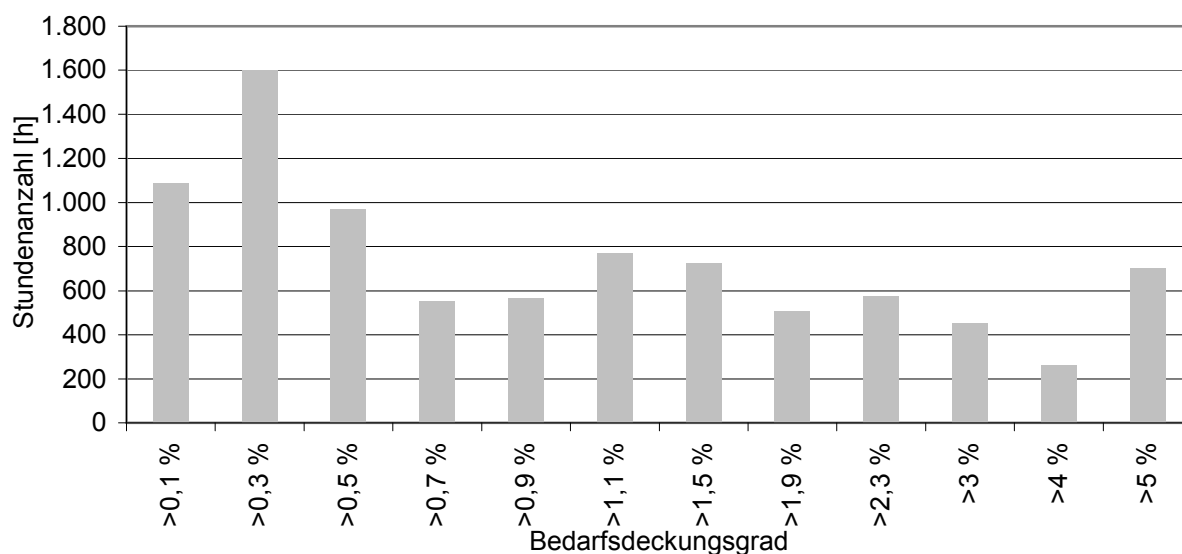


Abbildung 2.87: Bedarfsdeckungsgrad durch Abwärme
[Projektbeteiligte]

2.5.4.2 Bedarfsdeckungsgrad regional verfügbarer Energieträger zur Niedertemperaturwärmebereitstellung

Auf Basis der in Abschnitt 2.5.4.1 präsentierten Bedarfsdeckungsgrade einzelner regional verfügbarer Energieträger erfolgt in Abbildung 2.85 eine Zusammenführung hinsichtlich der Bedarfsdeckung von Niedrigtemperaturwärme. Eine Bedarfsdeckung kann dabei zu mindestens 47 % erfolgen, wobei das Maximum (ca. 1.650 Stunden) zwischen 80 und 90 % besteht. Da die Erstellung des Szenarios unter Annahme eine Tagesspeicherung erfolgte ergibt sich hierbei über einen weiten Zeitraum rechnerisch eine Bedarfsdeckung von über 100 %. Diese Wärme kann jedoch vollständig integriert werden. Sämtliche erzeugte Wärme, welche den kumulierten Tagesbedarf übersteigt, ist in diesem Szenario jedoch nicht nutz- bzw. integrierbar.

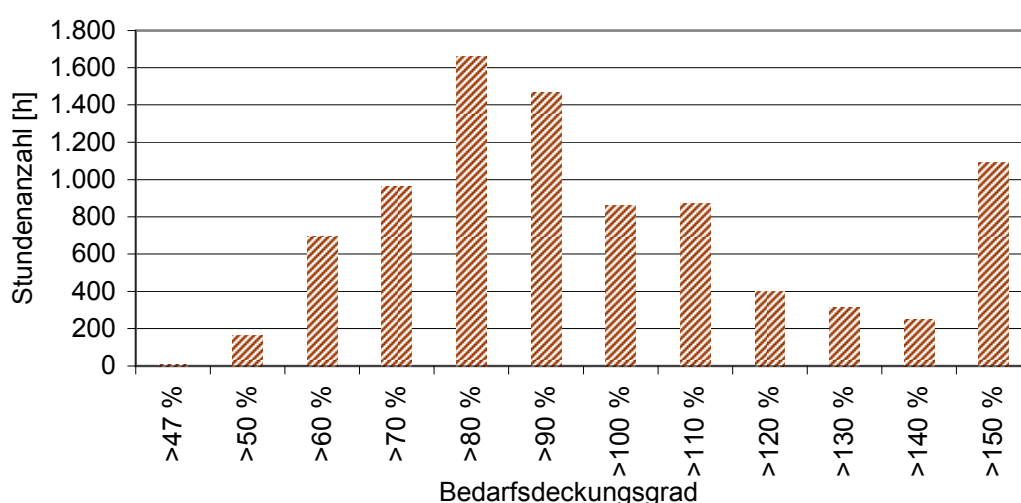


Abbildung 2.88: Bedarfsdeckungsgrad an Niedertemperaturwärme durch regional verfügbare Energieträger
[Projektbeteiligte]

2.5.4.3 Bedarfsdeckungsgrad regional verfügbarer Energieträger zur Strombereitstellung

Die in Abschnitt 2.5.4.1 dargestellten regional verfügbaren Energieträger zur Strombereitstellung ergeben eine entsprechende Bedarfsdeckung, welche in nachfolgender Abbildung 2.89 dargestellt ist. Die minimale Bedarfsdeckung beträgt hierbei 7 % im Jahresverlauf. Das Maximum (ca. 1.500 Stunden) tritt zwischen 10 und 20 % auf. Auch hier erfolgt trotz vollständiger Integrationsmöglichkeit der einzelnen Energieträger eine rechnerische Bedarfsdeckung von über 100 %, da eine Tagesspeicherung bzw. Pufferung über das Stromnetz angenommen wurde.

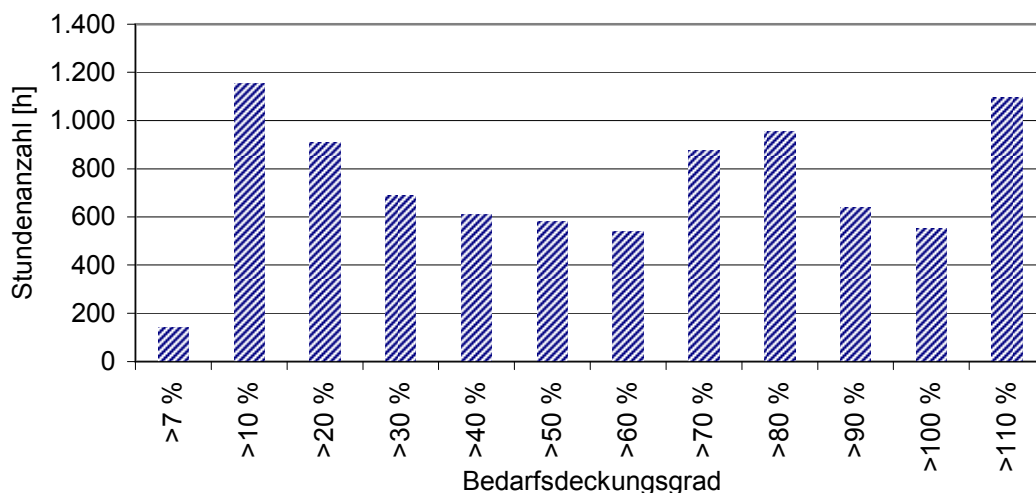


Abbildung 2.89: Bedarfsdeckungsgrad an Strom durch regional verfügbare Energieträger
[Projektbeteiligte]

2.5.5 CO₂-Ausstoß des Szenarios

Der CO₂-Ausstoß des Szenarios beträgt ca. 304.820 t pro Jahr (siehe Tabelle 13). Die Kraftstoffemissionen tragen ca. 74 % bei, das prozessbedingte Erdgas ca. 12 % und die Stromerzeugung ca. 11 %. Die Fernwärmebereitstellung (ca. 2 %) und die sonstigen Energieträger (ca. 0,6 %) leisten einen geringen Emissionsbeitrag. In Bezug auf die Istsituation (siehe Abschnitt 2.2.5) bedeutet dies eine Emissionsreduktion von ca. 40 %, wobei knapp 200.000 t an CO₂ eingespart werden könnten. Die größten absoluten Einsparungsmengen werden durch das Erdgas (ca. 86.451 t) erzielt, gefolgt von den sonstigen Energieträgern (ca. 54.053 t) und dem Strom (ca. 47.752 t). Die relativen Einsparungen sind bei den sonstigen Energieträgern am größten (ca. 97 %), da diese mit Ausnahme der prozessbedingten Energieträger Braunkohle und Heizöl einfacher vollständig substituiert werden könnten.

Emissionsursprung	[t/a]	Anteil an den Gesamtemissionen [%]	Einsparung zur Istsituation [t]	Einsparung zur Istsituation [%]
Sonstige Energieträger	1.953,0	0,64%	54.053,4	96,51%
Fernwärme	6.533,6	2,14%	11.678,6	64,13%
Erdgas	38.070,1	12,49%	86.451,3	69,43%
Kraftstoff	224.793,0	73,75%	0,0	0,00%
Strom	33.470,0	10,98%	47.751,7	58,79%
Summe	304.819,8	100,00%	199.935,0	39,61%

Tabelle 13: CO₂-Ausstoß unterschiedlicher Energieträger des Szenarios in der Industrieregion Krems an der Donau

[BAFU, 2006; Umweltbundesamt, 2003; Umweltbundesamt, 2007; TU Graz, 2009; BMU, 2004]

Eine bildliche Darstellung der in Tabelle 13 dargestellten Emissionen erfolgt in Abbildung 2.90.

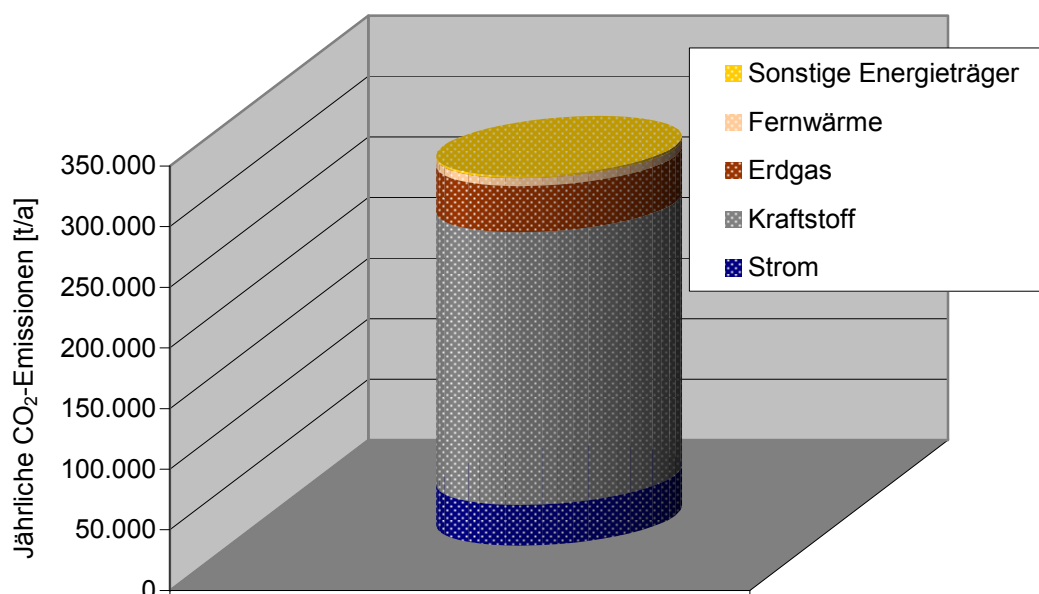


Abbildung 2.90: CO₂-Ausstoß unterschiedlicher Energieträger des Szenarios in der Industrieregion Krems an der Donau

[BAFU, 2006; Umweltbundesamt, 2003; Umweltbundesamt, 2007; TU Graz, 2009; BMU, 2004]

2.6 Businesspläne / Wirtschaftlichkeitsberechnung für Betriebsstätten

Während der Projektlaufzeit wurden 4 konkrete Umsetzungsprojekte in der Projektregion identifiziert. Für diese Projektvorhaben liegen nun Business Pläne vor, die technische, wirtschaftliche und rechtliche Rahmenbedingungen für die Umsetzung der Projekte skizzieren und empfehlen. Die Ausarbeitung dieser Geschäftspläne erfolgt in Anlehnung an die Ergebnisse der Potenzialanalyse. Folgende vier Projektvorhaben wurden zur detaillierten Untersuchung vom Projektteam ausgewählt:

1. 80 kWp Photovoltaik-Anlage
2. Photovoltaik-Anlage für Einfamilienhaus
3. Landwirtschaftliche Trocknungsanlage
4. Biomasseheizung für ein Gemeindeamt

Die beispielhaften Projekte wurden nach folgender Gliederung abgehandelt:

6. Technische Beschreibung der Anlage
7. Regionale Verfügbarkeit der Energieträger in Anlehnung an die Potenzialanalyse
8. Standorteignung für die Anwendung
9. Rahmenbedingungen
10. Ökonomische Darstellung der Anlage

Leichte Abänderungen dieser Reihenfolge ergaben sich projektbedingt.

Hinter den Business Plänen stehen namentlich bekannte Projektträger, mit denen die Geschäftspläne teilweise gemeinsam erarbeitet wurden bzw. die die Geschäftspläne zur weiteren Entscheidungsfindung heranziehen werden.

2.6.1 Photovoltaik-Anlage (80 kWp)

Elektrische Energie aus der Sonne hat das größte Ausbaupotenzial aller erneuerbaren Energieformen. Das Sonnenlicht steht kostenlos und unbegrenzt zur Verfügung.

Der Business Plan behandelt eine Photovoltaik-Anlage, die auf dem Dach einer großen Halle mit einer Leistung von 80 kWp installiert werden soll. Die Ergebnisse der Potenzialanalyse zeigen die Eignung der Region für die Nutzung der Solarenergie.

2.6.1.1 Standorteignung für die Anwendung

Der Standort einer PV-Anlage ist ein wesentlicher Erfolgsfaktor, um maximale Sonneneinstrahlung und somit Erträge erzielen zu können. Diese Anlage soll auf einer Halle eines Großbetriebes in Krems an der Donau installiert werden. Eine genaue Angabe der eingestrahlt kWh resultiert aus der kartografischen Aufbereitung der Einstrahlungspotenziale (jährliche Globalstrahlung). Diese Daten wurden zusätzlich noch mit den Angaben von klima:aktiv verglichen und abgestimmt (klima:aktiv; www.klimaaktiv.at; September 2009).

Im Bezirk Krems ist eine jährliche Einstrahlung von 1.070 kWh/m² auf einer horizontalen Fläche zu erwarten. Die Dachneigung wird auf 15° geschätzt. Eine optimale Neigung von 30° würde bis zu 4.500 kWh Mehrertrag pro Jahr bedeuten und könnte eine Aufständigung rechtfertigen. Bei 15° Neigung wäre die errechnete eingestrahlte Energie bei 1.195,9 kWh/m²a.

Der Dachazimut, also die Ausrichtung gegen Süden spielt ebenfalls eine wesentliche Rolle. In diesem Beispiel wird der Azimut mit 0° angegeben, also eine optimale Ausrichtung nach Süden.

Dachtyp	Flachdach
Gemeinde	3500 Krems an der Donau
Dachazimut	0°
Anlagenneigung	15°
Einstrahlung (horizontale Fläche)	1.070,0 kWh/m ² a
Einstrahlung nach Angabe der Ausrichtung	1.195,9 kWh/m ² a

Tabelle 14: Standort-Eigenschaften – PV-Anlage 80 kWp
[Projektbeteiligte]

2.6.1.2 Technische Beschreibung der Anlage

Die technischen Rahmenbedingungen geben Aufschluss über den zu erwartenden Energieertrag. Für diese Berechnung wird von 400 Modulen mit einer Nennleistung von 0,2 kWp pro Modul und einem Modulnennwirkungsgrad von 12,9 % unter Standard Test Conditions (STC) ausgegangen. Die STC-

Bedingungen sind mit 25° C Zelltemperatur, senkrechter Einstrahlung von 1.000 W/m² und definiertem Lichtspektrum vorgegeben.

Die errechnete Modulfläche liegt bei 606 m². Daraus resultiert bei einem Wirkungsgrad von 12 % ein Jahresenergieertrag von 90.104 kWh. Dieser Ertrag gilt bei den Berechnungen als Basis für den zu erwartenden Erlös.

Modul	
Fläche/Modul	1,5 m ²
Nennleistung/Modul	0,2 kWp
Modulnennwirkungsgrad (bei STC-Bedingungen)	12,9 %
Anzahl der Module	400
Modulfläche Gesamt	606,31 m ²
Wirkungsgrad	12 %
Spezifischer Energieertrag	1.145 kWh/kWp
Gesamter Energieertrag	90.104 kWh

Tabelle 15: Technische Eigenschaften – PV-Anlage 80 kWp
[Projektbeteiligte]

2.6.1.3 Verfügbarkeit des Energieträgers

Die Potenzialanalyse stellt den für Solarenergienutzung interessanten Rahmen klar dar. Der Business Plan für die 80 kWp PV-Anlage beruht auf den Darstellungen mit der jährlichen Globaleinstrahlung und deren räumlicher Verteilung (siehe Abschnitt 2.4.1.3)

2.6.1.4 Ökonomische Rahmenbedingungen

Für die dynamische Berechnung wurden Annahmen für Inflation und jährliche Strompreissteigerung getroffen sowie der Kapitalzinssatz bewertet. Eine Inflationsrate von 2 % wirkt sich direkt auf die Betriebskosten aus. Die Kapitalzinsen werden mit 4 % berechnet und die jeweiligen Barwerte werden damit hochgerechnet. So erfolgt die Abbildung des Zinsertrags für die Investitionssumme. Die jährliche Strompreissteigerung wird moderat mit 3 % angegeben. Wobei der Tarif für 13 Jahre unverändert bei entweder € 0,20; € 0,30 oder € 0,40 angegeben ist. Im 14. Jahr wird mit dem jährlich gestiegenen Bezugstarif weitergerechnet. Als Basis wurde der aktuelle Bezugstarif von 17 Cent /kWh herangezogen. Hier könnte auch der tatsächlich aktuelle firmenspezifische Bezugstarif der Firma angesetzt werden; grundsätzlich bringt aber ein niedriger Tarif (14-15 Cent/kWh) keine wesentlichen Änderungen in den Ergebnissen mit sich.

2.6.1.5 Ökonomische Darstellung der Anlage

Die ökonomische Darstellung umfasst die Investitionskosten, laufenden Kosten, Wirtschaftliche Rahmenbedingungen, Ertrag und Kennzahlen. Mit dem eigens erstellten Berechnungstool (in MS Excel) können wirtschaftliche Entwicklungen simuliert werden. Als Ergebnis werden die Amortisationszeit und der Erlös nach 25 Jahren bei verschiedenen Tarifen betrachtet. Dieses Beispiel befasst sich mit einem Tarifförderungsmodell, das heißt der produzierte Strom wird zu 100 % ins Netz eingespeist und ein

geförderter Tarif auf 13 Jahre vereinbart. Ab dem 14. Jahr kommt der hochgerechnete Bezugstarif zur Anwendung. Bei diesem Modell wird mit keiner Investitionsförderung gerechnet.

Investitionskosten	
Gesamte Investitionskosten der Anlage (inkl. MWSt. 20 %)	300.000,00 EUR
Spezifische Investitionskosten pro kWp	3.821,66 EUR
Investitionsförderung Land NÖ (50 %)	0,00 EUR
Sonstige Förderungen (Bund, Gemeinde)	0,00 EUR
Investitionskosten	300.000,00 EUR
Laufende Kosten	
Jährliche Betriebskosten (0,5 % für Wartung und Versicherung)	1.500,00 EUR/Jahr
Ertragsminderung pro Jahr (0,1 %)	300,00 EUR/Jahr
Wechselrichtertausch im 13. Jahr	20.000,00 EUR
Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	
Inflationsrate/Jahr	2 %
Aktueller Strompreis	0,17 EUR/kWh
Tarifförderung	0,2998 EUR/kWh
Strompreissteigerung/Jahr	3 %
Kapitalzinssatz	4 %
Ertrag	
Energieertrag	90.104 kWh/a
Erlös nach 25 Jahren bei EUR 0,40	779.020 EUR
Erlös nach 25 Jahren bei EUR 0,30	662.585 EUR
Erlös nach 25 Jahren bei EUR 0,20	546.150 EUR
Kennzahlen	
Amortisationsdauer bei EUR 0,40	12 Jahre
Amortisationsdauer bei EUR 0,30	19 Jahre
Amortisationsdauer bei EUR 0,20	>26 Jahre

Tabelle 16: Wirtschaftlicher Rahmen – Ökonomische Kennwerte der PV-Anlage (80 kWp)
[Projektbeteiligte]

Für eine 80 kWp Anlage muss mit **Investitionskosten** von rund € 300.000,-- kalkuliert werden. Das entspricht spezifischen Investitionskosten von € 3.800,-- pro kWp Leistung. Die Investition wird nicht gefördert. Diese Kosten sind beispielhaft und können variieren.

Der Vorteil einer PV-Anlage liegt sicherlich darin, dass kaum **variable Kosten** anfallen. In diesem Beispiel wird von jährlichen Betriebskosten (Versicherung und Wartung) in der Höhe € 1.500,-- ausgegangen, was ½ % der Investitionskosten entspricht. Eine Ertragsminderung von 0,1 % pro Jahr

wird mit € 300,-- beziffert. Ein wesentlicher Faktor ist der Austausch des Wechselrichters im 13. Jahr. Die dadurch anfallenden Kosten werden mit € 20.000,-- angenommen.

2.6.1.6 Ergebnis und Amortisation

Auf Basis der angeführten Eingangsdaten zur ökonomischen Bewertung erfolgt die Berechnung des Ertrags und der Kennzahlen. Hier ist zu erwähnen, dass sich die Amortisationsdauer je nach Veränderung des Tarifes verschieben kann. Solange der Bezugstarif unter dem geförderten Tarif liegt, wird ein Eigenverbrauch der Energie nicht empfohlen. In diesem Beispiel würde sich die Anlage bei einem Tarif von 0,30 €/kWh für 13 Jahre und danach den hochgerechneten Bezugstarif von 0,17 €/kWh nach 19 Jahren rechnen. Die Gesamterlöse liegen nach 25 Jahren bei € 660.000,--. Hier könnte auch der tatsächlich aktuelle firmenspezifische Bezugstarif der Firma angesetzt werden; grundsätzlich bringt aber ein niedriger Tarif (14-15 Cent/kWh) keine wesentlichen Änderungen in den Ergebnissen mit sich. Bei den folgenden Graphen ist je nach Höhe der Einspeisetarife die Neuinvestition in den Wechselrichter im Jahr 13 zu erkennen.

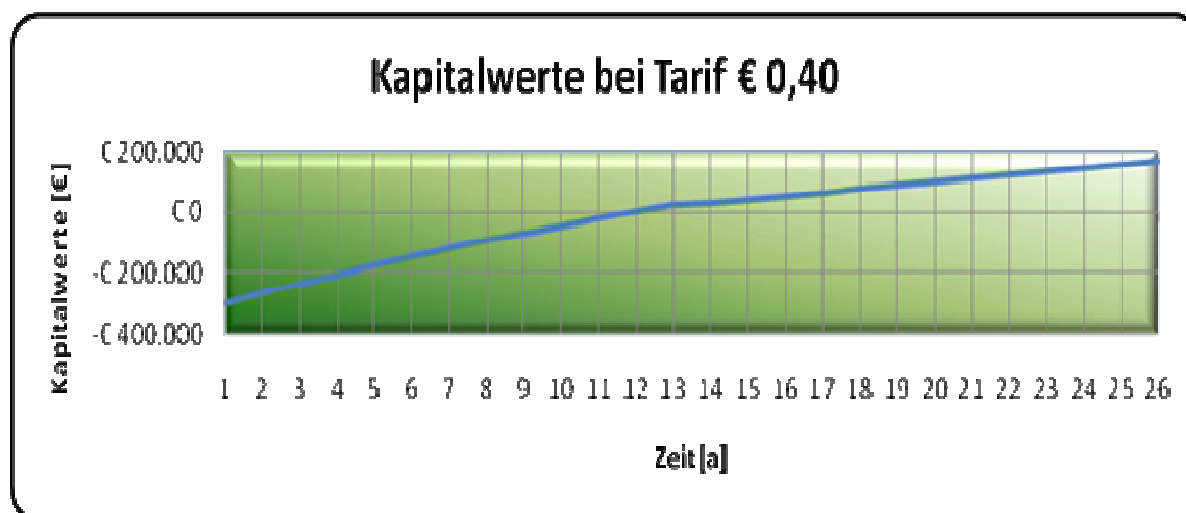


Abbildung 2.91: Amortisationszeit bei einem Stromeinspeisungstarif von 0,40 €
[Projektbeteiligte]

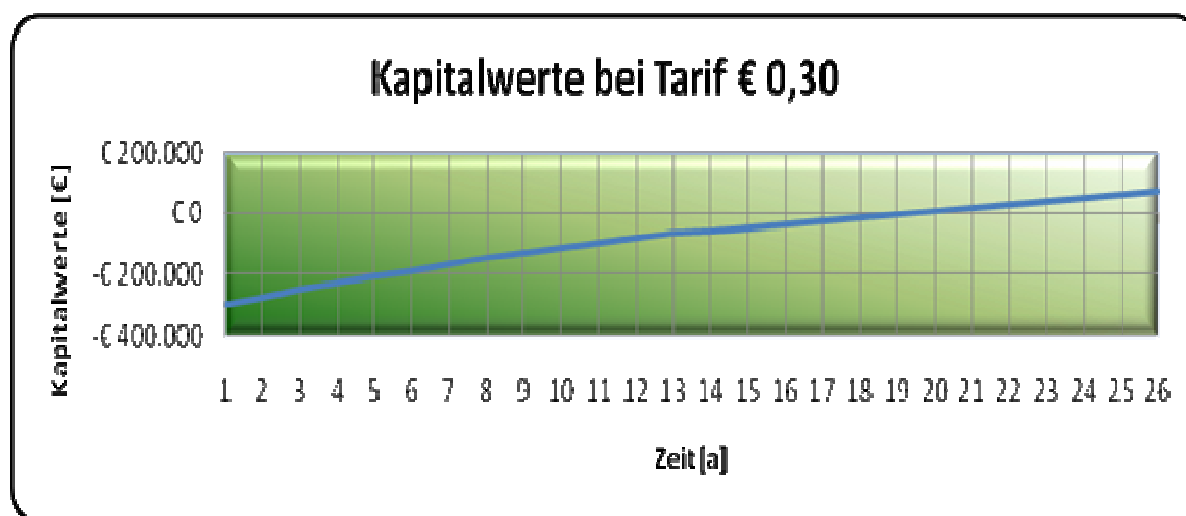


Abbildung 2.92: Amortisationszeit bei einem Stromeinspeisungstarif von 0,30 €

[Projektbeteiligte]

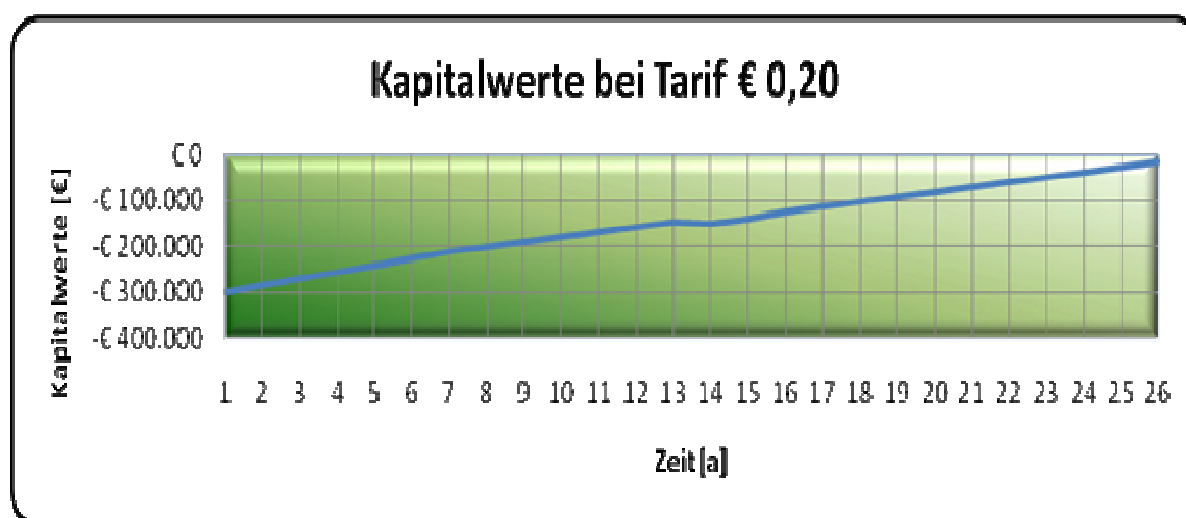


Abbildung 2.93: Amortisationszeit bei einem Stromeinspeisungstarif von 0,20 €

[Projektbeteiligte]

2.6.2 Photovoltaik Anlage für Einfamilienhaus

In diesem Business Plan wird eine Photovoltaik Anlage für ein Einfamilienhaus in der Untersuchungsregion im Detail untersucht. Die Förderungen entsprechen den Förderprogrammen von Niederösterreich.

2.6.2.1 Standorteignung für die Anwendung

Der Standort einer PV-Anlage ist ein wesentlicher Faktor für den Stromertrag. Diese Anlage soll auf einem Flachdach in Krems an der Donau installiert werden. Die Grundlagen der Sonneneinstrahlung wurden aus der Potenzialanalyse übernommen und mit den Daten von klima:aktiv (www.klimaaktiv.at) abgestimmt.

Für den Bezirk Krems sind das 3500 m² große Flachdach eine horizontale Fläche. Die Anlage soll durch Aufständigung in optimaler Neigung von 30° höheren Ertrag bringen. Hier wäre die errechnete eingestrahelte Energie ebenfalls eine Rolle. Die Ausrichtung nach Süd spielt ebenfalls eine Rolle.

Kapitalwerte bei Tarif € 0,20	
Kapitalwerte [€]	Zeit [a]
0	1
-€ 100.000	2
-€ 200.000	3
-€ 300.000	4
-€ 400.000	5
	6
	7
	8
	9
	10
	11
	12
	13
	14
	15
	16
	17
	18
	19
	20
	21
	22
	23
	24
	25
	26

Gemeinde	3500 Krems an der Donau
Dachazimut	0°
Anlagenneigung	30° (optional)
Einstrahlung (horizontale Fläche)	1.070,0 kWh/m ² a
Einstrahlung nach Angabe der Ausrichtung	1.258,8 kWh/m ² a

Tabelle 17: Standorteigenschaften – PV-Anlage (Einfamilienhaus)

[Projektbeteiligte]

2.6.2.2 Technische Beschreibung der Anlage

Die technischen Rahmenbedingungen geben Aufschluss über den zu erwartenden Energieertrag, der mit dieser Anlage zu erzielen ist. Für diese Berechnung wird von 29 Modulen mit einer Nennleistung von 0,175 kWp pro Modul und einem Modulnennwirkungsgrad von 13,5 % unter Standard Test Conditions (STC) ausgegangen. Die STC-Bedingungen sind mit 25° C Zelltemperatur, senkrechte Einstrahlung von 1000 W/m² und definiertes Lichtspektrum vorgegeben.

Die errechnete Modulfläche liegt bei 37,14 m² und das ergibt bei einem Wirkungsgrad von 12,56 % einen Jahresenergieertrag von 4.989 kWh. Dieser Ertrag gilt bei den Berechnungen als Basis für den zu erwartenden Erlös.

Modul	
<i>Fläche/Modul</i>	1,3 m ²
<i>Nennleistung/Modul</i>	0,175 kWp
<i>Modulnennwirkungsgrad</i> (bei STC-Bedingungen)	13,5 %
Anzahl der Module	29
Modulfläche Gesamt	37,14 m ²
Wirkungsgrad	12,56 %
Spezifischer Energieertrag	997,9 kWh/kWp
Gesamter Energieertrag	4.989,7 kWh

Tabelle 18: Technische Eigenschaften – PV Anlage (Einfamilienhaus)

[Projektbeteiligte]

2.6.2.3 Verfügbarkeit des Energieträgers

Die Potenzialanalyse stellt den für Solarenergienutzung interessanten Rahmen klar dar. Der Business Plan für die 5 kWp PV-Anlage (Einfamilienhaus) beruht auf den Darstellungen mit der jährlichen Globaleinstrahlung und deren räumlicher Verteilung (siehe Abschnitt 2.4.1.3)

2.6.2.4 Ökonomische Rahmenbedingungen

Für die dynamische Berechnung sind Prozentsätze für Inflation, jährliche Strompreissteigerung und der Kapitalzinssatz angegeben. Eine Inflationsrate von 2 % wirkt sich direkt auf die Betriebskosten aus. Die Kapitalzinsen werden mit 4 % berechnet und die jeweiligen Barwerte werden damit hochgerechnet. Damit wird der Zinsertrag für die Investitionssumme abgebildet. Die jährliche Strompreissteigerung wird moderat mit 3 % angegeben. Als Basis dient der aktuelle Strompreis von 17 Cent und ein Einspeisetarif von 8 Cent.

2.6.2.5 Ökonomische Darstellung der Anlage

Die ökonomische Darstellung ist in Investitionskosten, Laufende Kosten (Betriebskosten), wirtschaftliche Rahmenbedingungen, Ertrag und Kennzahlen unterteilt. Die Simulation der wirtschaftlichen Entwicklungen erfolgt mit dem eigens entwickelten Berechnungsmodell. Als Ergebnis werden die Amortisationszeit und der Erlös nach 25 Jahren bei verschiedenen Modellen betrachtet. Der erstellte Business Plan sieht eine Überschusseinspeisung vor, das heißt der produzierte Strom wird größtenteils selbst verwertet und nur die nicht benötigte Menge (Überschuss) ans Netz abgegeben. Bei diesem Model gibt es eine Investitionsförderung und keine Tarifförderung.

Für eine 5 kWp Anlage muss mit **Investitionskosten** von rund € 20.000,-- kalkuliert werden. Das entspricht spezifischen Investitionskosten von € 4.000,-- pro kWp. Die Investition wird nach dem NÖ Wohnbaufördermodell mit 50 % (also € 10.000,-- EUR) gefördert und somit ergeben sich tatsächliche Investitionskosten von € 10.000,--. Die hier beschriebene 5 kWp PV-Anlage kann nur im beschriebenen Ausmaß gefördert werden, wenn das Einfamilienhaus über zwei Wohneinheiten verfügt. Wäre das nicht der Fall, können nach dem NÖ Wohnbaufördermodell Fördermittel in diesem Ausmaß nur für eine 4 kWp PV-Anlage erworben werden. Diese angeführten Kosten sind beispielhaft und können in Abhängigkeit der Marktsituation variieren.

Der Vorteil einer PV-Anlage liegt sicherlich darin, dass kaum **variable Kosten** anfallen.

In diesem Beispiel gehen wir von jährlichen Betriebskosten (Versicherung und Wartung) in der Höhe € 100,-- aus, entspricht somit ½ Prozent der Investitionskosten. Eine Ertragsminderung von 0,1 % pro Jahr wird mit € 20,-- beziffert. Ein wesentlicher Faktor ist ein geplanter Wechselrichtertausch im 13. Jahr. Dieser wird mit € 2.000,-- angenommen. Eine Abschreibung der Anlage ist nicht vorgesehen.

Investitionskosten	
Gesamte Investitionskosten der Anlage (inkl. MWSt. 20%)	20.000,00 EUR
Spezifische Investitionskosten pro kWp	4.000,00 EUR
Investitionsförderung Land NÖ (50 %)	10.000,00 EUR
Sonstige Förderungen (Bund, Gemeinde)	0,00 EUR
Investitionskosten	10.000,00 EUR
Laufende Kosten	
Jährliche Betriebskosten (0,5 % für Wartung und Versicherung)	100,00 EUR/Jahr
Ertragsminderung pro Jahr (0,1 %)	20,00 EUR/Jahr
Wechselrichtertausch im 13. Jahr	2.000,00 EUR
Entwicklung	
Inflationsrate/Jahr	2 %
Aktueller Strompreis	0,17 EUR/kWh
Vergütung für Einspeiser	0,08 EUR/kWh
Strompreissteigerung/Jahr	3 %
Kapitalzinssatz	4 %
Ertrag	
Energieertrag	4.989,7 kWh/a
Erlös nach 25 Jahren bei 100 % Eigenverbrauch	30.500 EUR
Erlös nach 25 Jahren bei 80 % Eigenverbrauch	27.200 EUR
Erlös nach 25 Jahren bei 50 % Eigenverbrauch	22.400 EUR
Kennzahlen	
Amortisationsdauer bei 100 % Eigenverbrauch	17 Jahre
Amortisationsdauer bei 80 % Eigenverbrauch	20 Jahre
Amortisationsdauer bei 50 % Eigenverbrauch	25 Jahre

Tabelle 19: Wirtschaftlicher Rahmen – Ökonomische Kennwerte der PV Anlage (Einfamilienhaus)
[Projektbeteiligte]

2.6.2.6 Ergebnis und Amortisation

Mit den vorgestellten Eingangsdaten zur ökonomischen Bewertung erfolgt die Berechnung des Ertrags und der Kennzahlen. Hier ist zu erwähnen, dass sich bei höherem Eigenverbrauch die Amortisation

schneller einstellt (Überschusseinspeisung). Bei geringem Selbstverbrauch, könnte statt einem Investitionsfördermodell ein Tariffördermodell sinnvoller sein.

In diesem Beispiel würde sich die Anlage bei 80 % Eigenverbrauch nach 20 Jahren rechnen. Die Gesamterlöse liegen nach 25 Jahren bei € 27.000,-.

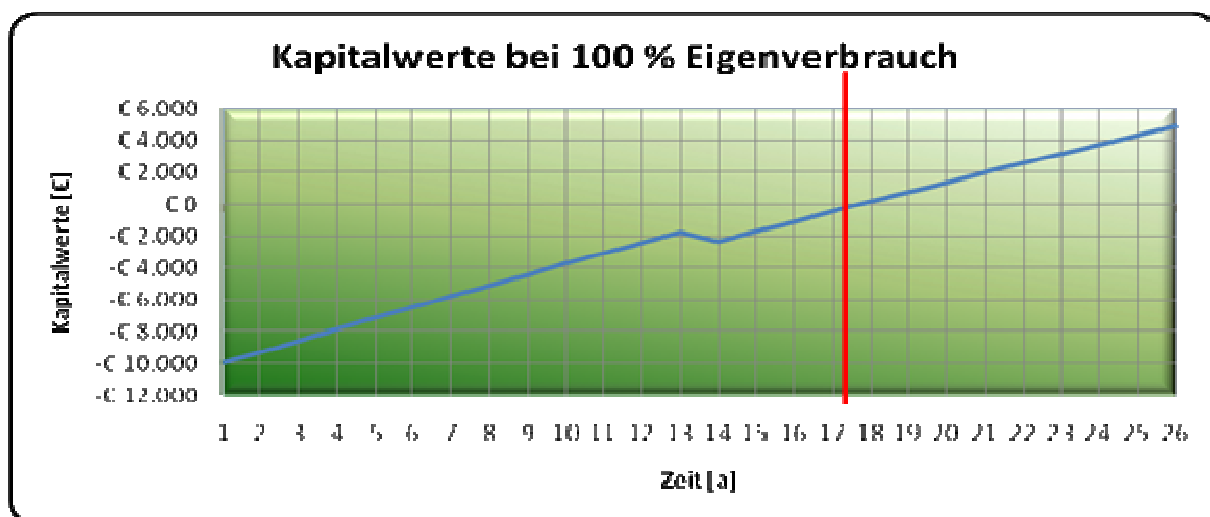


Abbildung 2.94: Amortisationszeit bei einem Stromeigenverbrauchsanteil von 100 %
[Projektbeteiligte]

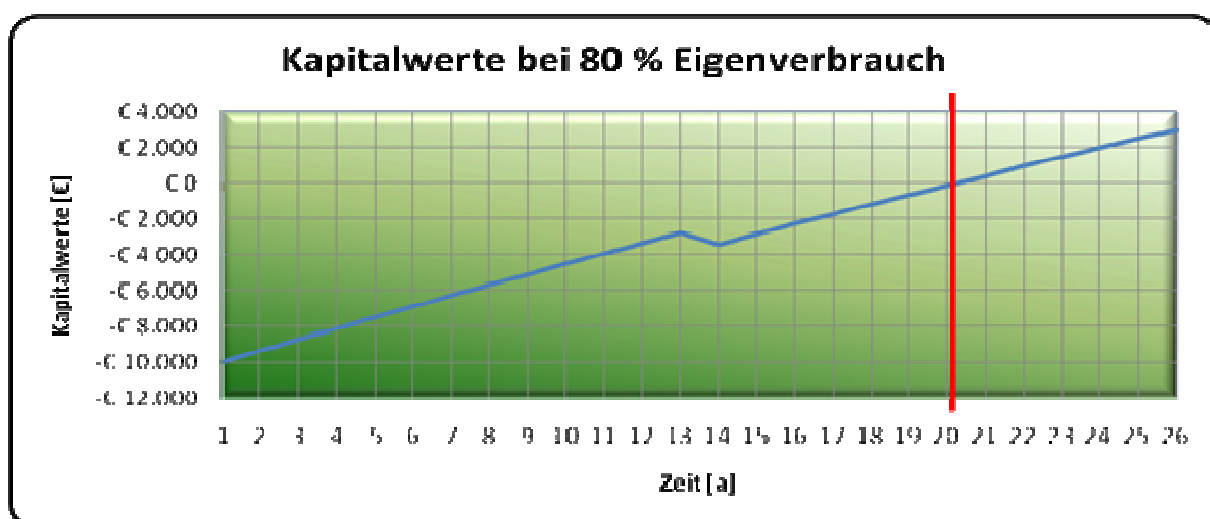


Abbildung 2.95: Amortisationszeit bei einem Stromeigenverbrauchsanteil von 80 %
[Projektbeteiligte]

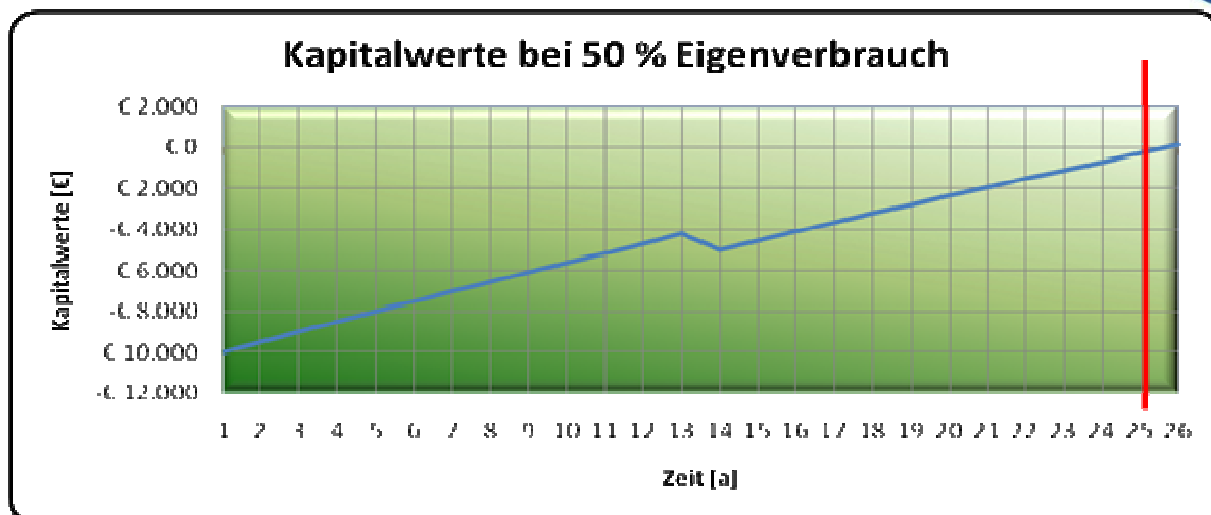


Abbildung 2.96: Amortisationszeit bei einem Stromeigenverbrauchsanteil von 50 %
[Projektbeteiligte]

2.6.3 Landwirtschaftliche Trocknungsanlage

2.6.3.1 Hintergrundinformationen zur Entwicklung des Business Plans

Änderungen der Ausgangssituation und Adaptionen des Business Plans

Über die Projektdauer haben sich Ausgangssituation und Erkenntnisse zu diesem Projektvorhaben mehrmals geändert, weshalb im Laufe der Entwicklung des Business Plans mehrere Änderungen vorgenommen werden mussten.

Prinzipiell liegt der potentielle Standort der Trocknungsanlage nahe einem Betriebsgebiet, wo derzeit ein metallverarbeitender Betrieb angesiedelt ist. In Zukunft ist eine weitere Betriebsansiedlung geplant, wo ebenfalls größere Abwärmepotenziale zu erwarten sind. Ursprünglich war die Abwärmenutzung aus dem benachbarten Betriebsgebiet für den Betrieb der Trocknungsanlage geplant. Bei Untersuchungen des Abwärmepotenzials stellte sich heraus, dass die bereitstellbare Abwärme derzeit technisch nur im Niedertemperaturbereich nutzbar wäre. Daraus resultieren zwei Gründe, weshalb die landwirtschaftliche Trocknungsanlage nicht – wie beabsichtigt – mit Abwärme betrieben werden kann:

- Eine Anhebung der Temperatur auf das benötigte Temperaturniveau für die Trocknung landwirtschaftlicher Produkte bedarf einer Leistung von ca. 600 kW. Technische Geräte und Maschinen dieser Leistungsklasse (Industriewärmepumpen) zur Anhebung des Temperaturniveaus von ca. 40 °C auf das erforderliche Temperaturniveau sind derzeit nicht am Markt serienmäßig verfügbar.
- Über die Länge des Leitungsnetzes für den Transport der Abwärme sind Wärmeverluste zu erwarten, die in Relation zum Nutzen zu groß ausfallen würden. Außerdem verursacht das Leitungsnetz hohe Investitionskosten, die einen wirtschaftlichen Betrieb der landwirtschaftlichen Trocknungsanlage wesentlich erschweren.

Daher wurde letztendlich die Wärmebereitstellung für die Trocknungsanlage mit Biomasse aus der Region festgelegt.

Mitgestaltung des Business Plans durch die potentiellen Projektträger

Der Business Plan für die landwirtschaftliche Trocknungsanlage wurde im Rahmen von zwei Arbeitsgruppentreffen gemeinsam mit potentiellen Projektträgern ausgearbeitet. Landwirte aus der Gemeinde, wo sich der potentielle Standort für die geplante Anlage befindet, sowie auch Gemeindevertreter brachten wesentliche Inputs für die Entwicklung des Geschäftsplans ein.

Aufgrund der mehrmaligen Änderung der Ausgangssituation zu diesem Projekt waren beide Treffen wichtig, um reale Rahmenbedingungen und Marktpreise in die Kalkulation einzubeziehen.

Ein wesentliches Ergebnis der beiden Arbeitsgruppentreffen waren die Eingangsdaten der beiden Varianten (unterschiedliche Anlagenleistungen), die im Folgenden bewertet werden.

Eine weitere Erkenntnis war, dass unter den anwesenden Landwirten Einigkeit herrschte, das Projektvorhaben nur gemeinsam mit einem großen Landwirtschaftlichen Betrieb der Region umzusetzen. Einerseits geht es um die zeitlich konzentrierte Auslastung der Anlagen (speziell bei Maistrocknung). Hierfür müssen große Mengen an Mais, die zu trocknen sind, in die Anlage eingebracht werden. Andererseits muss Eigenkapital für die Umsetzung aufgestellt werden, das nicht zur Gänze von den interessierten Akteuren aufgebracht werden kann.

2.6.3.2 Standorteignung für die Anwendung

Die Standorteignung für die Trocknungsanlage ist einerseits durch die Distanz zum Siedlungsgebiet sowie mit dem Anschluss an das sehr gut ausgebaute Straßennetz gegeben. Der Antransport der zu trocknenden landwirtschaftlichen Produkte erfolgt nicht durch ein Siedlungsgebiet. Flächen für weitere Ausbauschritte wären vorhanden.

Gemeinde	3494 Gedersdorf, Betriebsgebiet Stratzdorf
Anlage	Hackschnitzel Trocknungsanlage
Leistung	2 Varianten: 1.800 kW, 1.500 kW,

Tabelle 20: Eckdaten zur Trocknungsanlage
[Projektbeteiligte]

Die wirtschaftliche Betrachtung wird durch den Kaufpreis für das Grundstück beeinflusst. Für diese Berechnung wird ein Grundstück mit 5.000 m² und einem Kaufpreis von € 25,-- pro m² angenommen.

Aufgrund möglicher Emissionsbelastungen einer Trocknungsanlage können standortbedingte Kosten für Gutachten, Filter oder dergleichen anfallen. Für diese Berechnung werden solche Kosten nicht berücksichtigt, da der Standort in einem Betriebsgebiet liegt. Eventuell anfallende Nebenkosten für den Erwerb des Grundstückes und Anschließung werden ebenfalls nicht berücksichtigt.

Die zwei betrachteten Varianten von 1.500 kW bzw. 1.800 kW stellen keine unterschiedlichen Anforderungen an den Standort dar.

2.6.3.3 Projektspezifische Rahmenbedingungen und Marktsituation

Als Ausgangslage wurden folgende fünf Punkte festgelegt:

- In der Region besteht der Bedarf an landwirtschaftlichen Trocknungskapazitäten, da diese derzeit knapp bemessen sind. (Anlage Diendorf: Kapazität 50t/d, Betriebstage 30d/a; Anlage Mierka Hafen; Anlage Lagerhaus Wagram 5.000 t/a Durchsatz). Wobei zu erwähnen ist, dass gerade der jährliche Bedarf an Trocknung stark schwanken kann.
- Das Trocknungspotenzial in diesem Raum wird auf 3.000 - 5000 Tonnen Mais pro Jahr geschätzt. Als generelle Tendenzen in der Landwirtschaft wird der Maisanbau auf Kosten des Getreideanbaus zunehmen. Der Ertrag von Mais kann bis 30 % zu heutigen Ernteerträgen ansteigen. Ein wesentlicher Grund dafür ist die Änderung der klimatischen Bedingungen (Temperaturmaxima und Niederschlagsmenge in der Region). Andererseits ist in der Region festzustellen, dass der Weizenertrag pro Hektar aufgrund der Wetterkapriolen kontinuierlich sinkt. Weizen ist die noch derzeit in der Region dominierende Kulturart. Eine Alternative zum Weizenanbau stellt der Mais dar. In der Region wurden im Jahr 2006 ca. 9.000 - 10.000 kg/ha geerntet.
- Die Interessenten (LandwirtInnen) für die Trocknungsanlage kommen aus dem Raum Kampthal-Wagram, der teilweise mit dem Untersuchungsraum überlappt, aber auch darüber hinausgeht. Die folgende Abbildung 2.97 zeigt die Erntemengen an Körnermais und Zuckerrüben dieser Region Kampthal-Wagram.

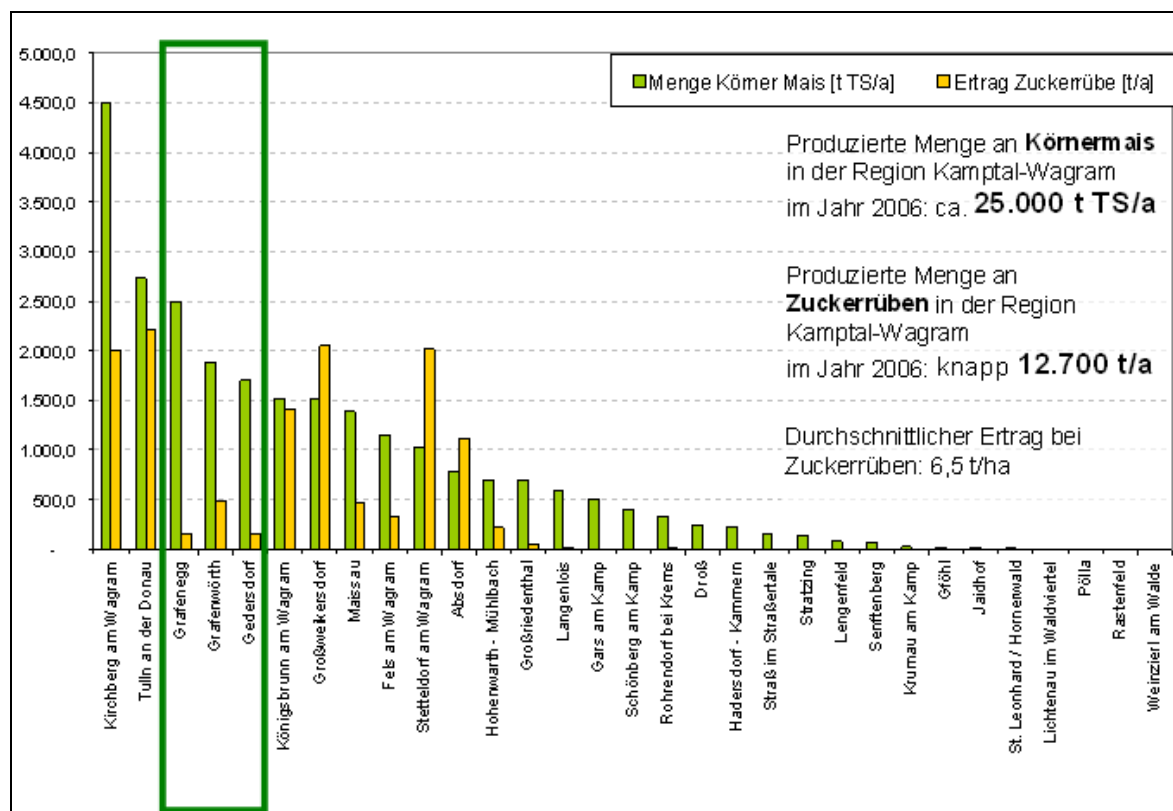


Abbildung 2.97: Erntemengen Mais und Zuckerrüben in der Region Kampthal-Wagram
Regionales Energiekonzept Kampthal-Wagram; 2009.

- Geernteter Mais muss getrocknet werden und wird erst durch Trocknung lagerfähig. Der Feuchtigkeitsgrad und somit die Dauer und der Energiebedarf der Trocknung kann dabei variieren.

- In der Region besteht zusätzlicher Trocknungsbedarf für Weintraubenkerne und Rübensamen. Traubenkerne werden aus der Maische (Reststoff aus der Weinproduktion) gewonnen und zu Traubenkernöl verarbeitet. In der Region liegen zahlreiche Gemeinden mit intensiven Weinanbaugebieten, wo größere Mengen an Maische anfallen. Neben diesem Trocknungsbedarf sind zusätzlich noch Rübensamen in der Region zu trocknen. Vereinzelt produzieren Landwirte in unmittelbarer Nähe zum potentiellen Standort der Trocknungsanlage Rübensamen. Diese Bauern zeigten im Rahmen der Vorbereitungsarbeiten wesentliches Interesse an der Umsetzung einer solchen Anlage.

In der folgenden ökonomischen Betrachtung werden diese zusätzlichen Auslastungsmöglichkeiten der Trocknungsanlagen nicht berücksichtigt (schwer fassbar und zu bewerten), sondern nur der Bedarf an Trocknungskapazitäten, der aus der Maisernte resultiert.

- Als Heizmaterial in der Trocknungsanlage werden in der Berechnung Hackschnitzel und Energiegetreide verwendet. Es können aber auch in der Region anfallende Biomasse-Abfälle wie zum Beispiel Rebschnitt Verwertung finden. Dies würde zu einer zusätzlichen Wertschöpfung beitragen, die aber in der Berechnung nicht berücksichtigt wurde.

Es sei jedoch erwähnt, dass der Betrieb einer Trocknungsanlage mit Biomasse eine größere Herausforderung darstellt, als der Betrieb mit Heizöl. Eine mit Heizöl betriebene Trocknungsanlage kann schneller in Betrieb gesetzt werden. Daher ist für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Trocknungsanlage mit Biomasse-Heizung eine zeitlich konzentrierte Auslastung zu gewährleisten.

2.6.3.4 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Für die dynamische Darstellung der Gewinn- und Verlustrechnung, Cash Flow Rechnung und Amortisationsrechnung werden Prozentsätze für Inflationsrate, Energiepreissteigerung und Kapitalzinssatz angegeben.

Es wird angenommen, dass die Erlöse und das Heizmaterial jährlich um 3 % steigen. Die Sonstigen Kosten, der Strom und die Wartung werden mit der Inflationsrate angenommen.

Inflationsrate/Jahr	2 %
Energiepreissteigerung pro Jahr	3 %
Kapitalzinssatz	5 %

Tabelle 21: Angaben zu den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Modellrechnung
[Projektbeteiligte]

Es wird angenommen, dass die tatsächlichen Investitionskosten zur Gänze fremdfinanziert werden. Die Berechnung beruht auf einem Zinssatz von 5 %. Die Tilgungsdauer ist mit 15 Jahren festgesetzt.

Finanzierung – Variante 1		
Fremdfinanzierung (100 % der Investitionen)	405.000	EUR
Fremdkapitalzinsen	5	%
Tilgungsdauer	15	Jahre
Finanzierung – Variante 2		
Fremdfinanzierung (100 % der Investitionen)	365.000	EUR
Fremdkapitalzinsen	5	%

Tilgungsdauer	15	Jahre
---------------	----	-------

Tabelle 22: Angaben zur Finanzierung – Variante 1 und 2
[Projektbeteiligte]

2.6.3.5 Auswahl und Festlegung der Eingangsdaten für die ökonomische Bewertung der Anlage

Grundlagen zur Berechnung

Als Basis für die Berechnungen und wirtschaftliche Bewertung wird von mündlichen Angaben eines Trocknungsanlagenbetreibers ausgegangen:

Beispiel:

300 Liter Heizöl werden benötigt um 13.000 kg Mais von 30 % Wassergehalt auf 14 % in 8 Stunden zu trocknen.

Durchsatz von rund 30 t/d für rund 30 Tage möglich. Die Lagerfähigkeit von Mais über 30 % Feuchtigkeitsgehalt ist mit max. 1 - 2 Tagen begrenzt

Erforderliche Umrechnungen auf Basis des Beispiels:

	Heizöl (1 l)	Hackschnitzel lufttrocken (1 kg)	Energiegetreide (1 kg)
Energiegehalt	10 kWh	4 kWh	4 kWh

Tabelle 23: Erforderliche Umrechnungen für die ökonomische Bewertung
[Projektbeteiligte]

Für das Beispiel mit 13.000 kg Mais wären 3.000 kWh nötig.

Umgerechnet sind das 750 kg Hackschnitzel oder Energiegetreide. 750 kg Hackschnitzel ergeben 3,26 Schüttraummeter (230 kg bei 20 % Feuchte). 750 kg Energie-Getreide (Weizen) ergeben 0,94 m³ (80 kg pro Hektoliter Weizen).

Für die Berechnungen wird als Basis mit einer Tonne als Maßeinheit gerechnet.

	13.000 kg	1.000 kg
Benötigte Energie	3.000 kWh	230,77 kWh

Tabelle 24: Berechnung der Grundlagenzahl
[Projektbeteiligte]

Daraus ergibt sich die Grundlagenzahl für die Berechnung der benötigten Energie – für die Trocknung einer Tonne Mais von 30 % auf 14 % benötigt man 230,77 kWh.

Investitionskosten:

Die geschätzten Investitionskosten für die Anlage beinhalten die Aufwendungen für Baugrund und die baulichen Maßnahmen, sowie technischen Ausstattungen der Anlage. Es wird eine Investitionsförderung von 20 % der Gesamtkosten exklusive Grundstückskosten angenommen.

Investitionskosten der Anlage (inkl. MWSt. 20%)	1.800	kW	350.000	EUR
5.000 m² Grund	25	€/m²	125.000	EUR
Förderung	20 %		70.000	EUR
Sonstige Förderungen	0 %		0	EUR
Investitionskosten			405.000	EUR

Tabelle 25: Investitionskosten für Variante 1 – Trocknungsanlage 1.800 kW
[Projektbeteiligte]

In der Variante 1 werden bei einer Anlage mit 1.800 kW Leistung Investitionskosten von € 350.000,-- angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass die gewünschten 3.000 t Durchsatz in 30 Tagen abgearbeitet werden.

Investitionskosten der Anlage (inkl. MWSt. 20%)	1.500	kW	300.000	EUR
5.000 m² Grund	25	€/m²	125.000	EUR
Förderung	20%		60.000	EUR
Sonstige Förderungen	0%		0	EUR
Investitionskosten			365.000	EUR

Tabelle 26: Investitionskosten für Variante 2 – Trocknungsanlage 1.500 kW
[Projektbeteiligte]

In der Variante 2 werden bei einer Anlage mit 1.500 kW Leistung Investitionskosten von € 300.000,-- angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass die gewünschten 3.000 t Durchsatz innerhalb von 40 Tagen abgearbeitet werden.

Variable Kosten:

Für die wirtschaftliche Betrachtung einer Trocknungsanlage sind die variablen Kosten ein wesentlicher Faktor. In diesem Abschnitt werden die variablen Kosten für Heizmaterial und Arbeitszeit behandelt.

Die Kosten für Abschreibung, Wartung, Versicherung und Sonstige Kosten werden mittels einem gewissen Prozentsatz der Investitionskosten, Betriebsleistung oder Erlöse berechnet.

Kosten für Heizmaterial:

Wie im Abschnitt Berechnungsgrundlagen angeführt, gilt die benötigte Energie als Basis für die Berechnungen des benötigten Heiz-Materials [t] und [srm] und der Kosten für Heiz-Material [EUR].

In der Berechnung wird davon ausgegangen, dass die 3.000 Tonnen zu trocknendes Material in 30 Tagen (Variante 1) bzw. in 40 Tagen (Variante 2) abgearbeitet sind. Also ein Tagespensum von 100 Tonnen bzw. 75 Tonnen erreicht ist. Die benötigte Energie bleibt für beide Varianten bei knapp 700.000 kWh gleich und somit variierte auch die Menge der benötigten Hackschnitzel von 216 Tonnen oder 1.000 Schüttraummetern nicht. Die Kosten für Heizmaterial, in diesem Fall Hackschnitzel W35, liegen

bei beiden Varianten bei ca. € 20.000. Es wurde ein Hackschnitzelpreis von € 20,-- pro SMR angenommen.

Heizmaterial		
Auslastung (Trocknung Mais pro Saison)	3.000	Tonnen
Tagespensum	100	Tonnen
Benötigte Energie für 1 Tonne Trocknung	230,77	kWh
Benötigte Energie Gesamt	692.389	kWh
Bezeichnung Heizmaterial	Hackgut W35	
Heizmaterial Energiegehalt	3,2	kWh/kg Heizmaterial
Heizmaterial Energiegehalt	680	KWh/SRM
Kosten für Heizmaterial	20	EUR/SMR
Benötigtes Material in t	216	Tonnen
Benötigtes Material in SRM	1.018	SMR
Kosten für Material	€ 20.364	EUR

Tabelle 27: Auflistung und Ableitung der Kosten für Heizmaterial (Variante 1 – Trocknungsanlage 1.800 kW)
[Projektbeteiligte]

Heizmaterial		
Auslastung (Trocknung Mais pro Saison)	3.000	Tonnen
Tagespensum	75	Tonnen
Benötigte Energie für 1 Tonne Trocknung	230,77	kWh
Benötigte Energie Gesamt	692.389	kWh
Bezeichnung Heizmaterial	Hackgut W35	
Heizmaterial Energiegehalt	3,2	kWh/kg Heizmaterial
Heizmaterial Energiegehalt	680	KWh/SRM
Kosten für Heizmaterial	20	EUR/SMR
Benötigtes Material in t	216	Tonnen
Benötigtes Material in SRM	1.018	SMR
Kosten für Material	€ 20.364	EUR

Tabelle 28: Auflistung und Ableitung der Kosten für Heizmaterial (Variante 2 – Trocknungsanlage 1.500 kW)
[Projektbeteiligte]

Lohnkosten:

Für die Berechnung der Lohnkosten wurde die Annahme getroffen, dass bei beiden Varianten mit täglich 5 Arbeitsstunden zu kalkulieren ist. Die Lohnkosten inklusive Nebenkosten und 20 % Overhead werden € 24,-- pro Arbeitsstunde beziffert.

Somit ergeben sich bei Variante 1 gesamte Lohnkosten von € 3.600,-- und bei Variante 2 von € 4.800,--.

Benötigte Arbeitstage	30	Tage
Arbeitszeit pro Arbeitstag	5	Stunden
Gesamte Arbeitszeit	150	Stunden
Preis Lohnstunde (inkl. Nebenkosten und 20 % Overhead)	24	EUR
Lohnkosten Gesamt	3.600	EUR

Tabelle 29: Auflistung der Lohnkosten für Variante 1 – Trocknungsanlage 1.800 kW
[Projektbeteiligte]

Benötigte Arbeitstage	40	Tage
Arbeitszeit pro Arbeitstag	5	Stunden
Gesamte Arbeitszeit	200	Stunden
Preis Lohnstunde (inkl. Nebenkosten und 20% Overhead)	24	EUR
Lohnkosten Gesamt	4.800	EUR

Tabelle 30: Auflistung der Lohnkosten für Variante 2 – Trocknungsanlage 1.500 kW
[Projektbeteiligte]

Wartung/Versicherung/Sonstige Kosten:

Weitere Variable Kosten sind Wartung, Versicherung und Sonstige Kosten. Für diese Berechnung werden diese Kosten prozentuell zu Bezugsgröße dargestellt.

Die jährlichen Wartungskosten werden mit 1 % des Betriebsergebnisses angenommen. Das Betriebsergebnis stellen die Erlöse abzüglich der Heizmaterialkosten, Lohnkosten und Sonstige Kosten dar.

Die Versicherungskosten für ein Jahr werden mit einem halben Prozent der Investitionskosten angegeben. Alle übrigen Kosten werden pauschal mit 2 % der Erlöse angenommen.

Wartung	1,00 %	des Betriebsergebnisses	642,36	EUR/Jahr
Versicherung	0,50 %	der Investitionskosten der Anlage	1.750	EUR/Jahr
Sonstige Kosten (Strom, Rauchfangkehrer,...)	2,00 %	der Erlöse	1.800	EUR

Tabelle 31: Auflistung der Kosten für Wartung, Versicherung und Sonstigen Kosten – Variante 1
[Projektbeteiligte]

Wartung	1,00 %	des Betriebsergebnisses	630,36	EUR/Jahr
Versicherung	0,50 %	der Investitionskosten der Anlage	1.500	EUR/Jahr
Sonstige Kosten (Strom, Rauchfangkehrer,...)	2,00 %	der Erlöse	1.800	EUR

Tabelle 32: Auflistung der Kosten für Wartung, Versicherung und Sonstigen Kosten – Variante 2
[Projektbeteiligte]

Abschreibung:

Die Abschreibung der Anlage wird mit einer Abschreibungsdauer von 15 Jahren von den geschätzten Investitionskosten errechnet.

Abschreibung – Variante 1	27.000	EUR/Jahr
Abschreibung – Variante 2	24.333	EUR/Jahr

Tabelle 33: Abschreibungen der Anlage bei den beiden Varianten
[Projektbeteiligte]

Erlöse:

In der Berechnung wird von einem marktkonformen Trocknungspreis von € 30,-- pro Tonne ausgegangen. Dieser Preis ergibt sich aus der Trocknung unter Standardbedingungen (1 t Mais von 30 % auf 14 % Feuchtigkeit).

Der Gesamterlös ergibt sich aus dem angenommenen Durchsatz von 3.000 t.

Erlös für 1 Tonne getrocknetes Material	30	EUR
Erlös Gesamt	90.000	EUR/a

Tabelle 34: Erlöse für getrocknetes Material
[Projektbeteiligte]

2.6.3.6 Wirtschaftliche Bewertung der Trocknungsanlage – Ergebnisse der Modellrechnung

Mit den zuvor vorgestellten Eingangsdaten resultiert eine Amortisationsdauer der Anlage (Variante 1 – Trocknungsanlage 1.800 kW Leistung) mit einem jährlichen Durchsatz von 3.000 Tonnen innerhalb von 30 Tagen nach etwa 8 Jahren.

Hier wurde das Investment bei einem gleich bleibenden jährlichen Durchsatz von 3.000 Tonnen abzüglich der jährlich angepassten Betriebskosten und zuzüglich der Einnahmen verglichen.

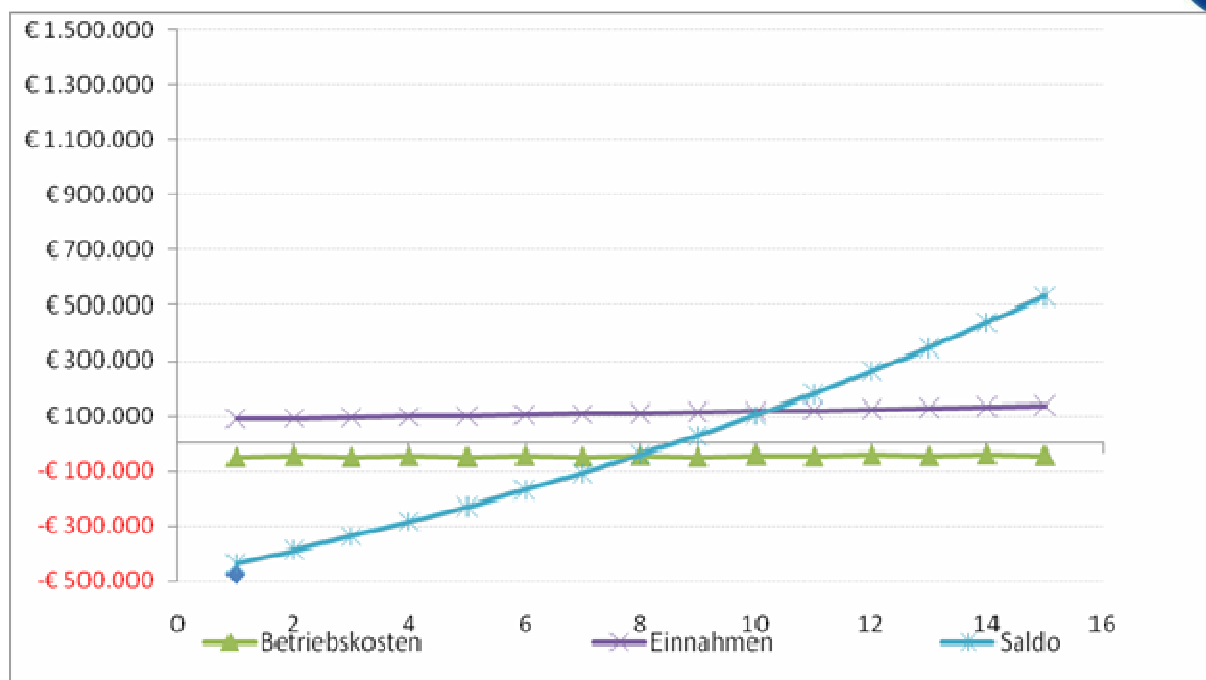


Abbildung 2.98: Amortisationsdauer der Variante 1 (1.800 kW Leistung)
[Projektbeteiligte]

	Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ERLÖSE																
Erlöse		90.000	92.700	95.481	98.345	101.296	104.335	107.465	110.689	114.009	117.430	120.952	124.581	128.318	132.168	136.133
Heizmaterial		-20.364	-20.975	-21.605	-22.253	-22.920	-23.608	-24.316	-25.046	-25.797	-26.571	-27.368	-28.189	-29.035	-29.906	-30.803
Lohnkosten		-3.600	-3.708	-3.782	-3.858	-3.935	-4.014	-4.094	-4.176	-4.259	-4.345	-4.431	-4.520	-4.610	-4.703	-4.797
sonstige Kosten (Strom)		-1.800	-1.836	-1.873	-1.910	-1.948	-1.987	-2.027	-2.068	-2.109	-2.151	-2.194	-2.238	-2.283	-2.328	-2.375
BETRIEBSLEISTUNG		64.236	66.181	68.222	70.325	72.492	74.726	77.028	79.400	81.844	84.363	86.959	89.634	92.390	95.231	98.158
SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN																
Versicherung		-1750	-1785	-1821	-1857	-1894	-1932	-1971	-2010	-2050	-2091	-2133	-2176	-2219	-2264	-2309
Wartung		-642	-655	-668	-682	-695	-709	-723	-738	-753	-768	-783	-799	-815	-831	-848
vorläufiges Ergebnis		61.843	63.740	65.733	67.786	69.903	72.084	74.333	76.652	79.041	81.504	84.043	86.659	89.356	92.136	95.002
ABSCHREIBUNG AUF SACHANLAGEN																
Afa		-27.000	-27.000	-27.000	-27.000	-27.000	-27.000	-27.000	-27.000	-27.000	-27.000	-27.000	-27.000	-27.000	-27.000	-27.000
BETRIEBSERGEBNIS		34.843	36.740	38.733	40.786	42.903	45.084	47.333	49.652	52.041	54.504	57.043	59.659	62.356	65.136	68.002
ZINSEN																
Zinsaufwand Kredit		-20.250	-19.312	-18.326	-17.292	-16.205	-15.065	-13.867	-12.609	-11.289	-9.902	-8.447	-6.918	-5.313	-3.628	-1.858
FINANZERGEBNIS		-20.250	-19.312	-18.326	-17.292	-16.205	-15.065	-13.867	-12.609	-11.289	-9.902	-8.447	-6.918	-5.313	-3.628	-1.858
ERGEBNIS DER GEWÖHNLICHEN GESÄFTSTÄTIGKEIT (E)		14.593,27	17.428,92	20.406,33	23.494,37	26.697,37	30.019,84	33.466,50	37.042,24	40.752,17	44.601,60	48.596,09	52.741,39	57.043,53	61.508,78	66.143,69
JAHRESÜBERSCHUSS/-FEHLBETRAG		14.593,27	17.428,92	20.406,33	23.494,37	26.697,37	30.019,84	33.466,50	37.042,24	40.752,17	44.601,60	48.596,09	52.741,39	57.043,53	61.508,78	66.143,69
Gewinn/-Verlust		14.593,27	17.428,92	20.406,33	23.494,37	26.697,37	30.019,84	33.466,50	37.042,24	40.752,17	44.601,60	48.596,09	52.741,39	57.043,53	61.508,78	66.143,69
CASH FLOW RECHNUNG																
Jahresüberschuss		14.593	17.429	20.406	23.494	26.697	30.020	33.467	37.042	40.752	44.602	48.596	52.741	57.044	61.509	66.144
+ Afa		27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000
CASH FLOW AUS DER BETRIEBSTÄTIGKEIT		41.593	44.429	47.406	50.494	53.697	57.020	60.467	64.042	67.752	71.602	75.596	79.741	84.044	88.509	93.144
- Investition		-405.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASH FLOW AUS DER INVESTITIONSTÄTIGKEIT		-405.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aufnahme Kredit		405.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Tilgung Kredit		-16.911	-17.849	-18.834	-19.869	-20.955	-22.096	-23.294	-24.551	-25.872	-27.258	-28.714	-30.243	-31.848	-33.533	-35.303
CASH FLOW AUS DER FINANZTÄTIGKEIT		388.089	-17.849	-18.834	-19.869	-20.955	-22.096	-23.294	-24.551	-25.872	-27.258	-28.714	-30.243	-31.848	-33.533	-35.303
Liquide Mittel am Anfang der Periode		0	24.683	51.263	79.835	110.460	143.202	178.126	215.299	254.789	296.670	341.013	387.895	437.394	489.590	544.565
+ Cash Flow aus der Betriebstätigkeit		41.593	44.429	47.406	50.494	53.697	57.020	60.467	64.042	67.752	71.602	75.596	79.741	84.044	88.509	93.144
+ Cash Flow aus der Investitionstätigkeit		-405.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit		388.089	-17.849	-18.834	-19.869	-20.955	-22.096	-23.294	-24.551	-25.872	-27.258	-28.714	-30.243	-31.848	-33.533	-35.303
= Cash Flow der Periode gesamt (Zahlungs		24.683	26.580	28.572	30.625	32.742	34.924	37.173	39.491	41.880	44.343	46.882	49.499	52.196	54.976	57.841
Liquide Mittel am Ende der Periode (Kumulierter Ca		24.683	51.263	79.835	110.460	143.202	178.126	215.299	254.789	296.670	341.013	387.895	437.394	489.590	544.565	602.407

Abbildung 2.99: Gewinn- und Verlustrechnung der Variante 1 (1.800 kW Trocknungsanlage)
[Projektbeteiligte]

	Jahr	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ERLÖSE																
Erlöse		90.000	92.700	95.481	98.345	101.296	104.335	107.465	110.689	114.009	117.430	120.952	124.581	128.318	132.168	136.133
Heizmaterial		-20.364	-20.975	-21.605	-22.253	-22.920	-23.608	-24.316	-25.046	-25.797	-26.571	-27.368	-28.189	-29.035	-29.906	-30.803
Lohnkosten		-4.800	-4.944	-5.043	-5.144	-5.247	-5.352	-5.459	-5.568	-5.679	-5.793	-5.909	-6.027	-6.147	-6.270	-6.396
sonstige Kosten (Strom)		-1.800	-1.836	-1.873	-1.910	-1.948	-1.987	-2.027	-2.068	-2.109	-2.151	-2.194	-2.238	-2.283	-2.328	-2.375
BETRIEBSLEISTUNG		63.036	64.945	66.961	69.039	71.181	73.388	75.663	78.008	80.424	82.915	85.482	88.127	90.854	93.664	96.559
SONSTIGE BETRIEBLICHE AUFWENDUNGEN																
Versicherung		-1500	-1530	-1561	-1592	-1624	-1656	-1689	-1723	-1757	-1793	-1828	-1865	-1902	-1940	-1979
Wartung		-630	-643	-656	-669	-682	-696	-710	-724	-739	-753	-768	-784	-799	-815	-832
vorläufiges Ergebnis		60.905	62.772	64.744	66.778	68.875	71.036	73.264	75.561	77.928	80.369	82.885	85.478	88.152	90.908	93.749
ABSCHREIBUNG AUF SACHANLAGEN																
Afa		-24.333	-24.333	-24.333	-24.333	-24.333	-24.333	-24.333	-24.333	-24.333	-24.333	-24.333	-24.333	-24.333	-24.333	-24.333
BETRIEBSERGEBNIS		36.572	38.438	40.411	42.445	44.541	46.702	48.930	51.227	53.595	56.036	58.552	61.145	63.819	66.574	69.415
ZINSEN																
Zinsaufwand Kredit		-18.250	-17.404	-16.516	-15.584	-14.605	-13.577	-12.497	-11.364	-10.174	-8.924	-7.612	-6.235	-4.788	-3.269	-1.675
FINANZERGEBNIS		-18.250	-17.404	-16.516	-15.584	-14.605	-13.577	-12.497	-11.364	-10.174	-8.924	-7.612	-6.235	-4.788	-3.269	-1.675
ERGEBNIS DER GEWÖHNLICHEN GESÄFTSTÄTIGKEIT (E)		18.321,94	21.034,15	23.894,86	26.860,95	29.936,50	33.125,75	36.433,15	39.863,29	43.420,98	47.111,22	50.939,22	54.910,39	59.030,39	63.305,11	67.740,67
JAHRÜBERSCHUSS/-FEHLBETRAG		18.321,94	21.034,15	23.894,86	26.860,95	29.936,50	33.125,75	36.433,15	39.863,29	43.420,98	47.111,22	50.939,22	54.910,39	59.030,39	63.305,11	67.740,67
Gewinn/-Verlust		18.321,94	21.034,15	23.894,86	26.860,95	29.936,50	33.125,75	36.433,15	39.863,29	43.420,98	47.111,22	50.939,22	54.910,39	59.030,39	63.305,11	67.740,67
CASH FLOW RECHNUNG																
Jahresüberschuss		18.322	21.034	23.895	26.861	29.936	33.126	36.433	39.863	43.421	47.111	50.939	54.910	59.030	63.305	67.741
+ Afa		24.333	24.333	24.333	24.333	24.333	24.333	24.333	24.333	24.333	24.333	24.333	24.333	24.333	24.333	24.333
CASH FLOW AUS DER BETRIEBSTÄTIGKEIT		42.655	45.367	48.228	51.194	54.270	57.459	60.766	64.197	67.754	71.445	75.273	79.244	83.364	87.638	92.074
- Investition		-365.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CASH FLOW AUS DER INVESTITIONSTÄTIGKEIT		-365.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Aufnahme Kredit		365.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Tilung Kredit		-15.240	-16.086	-16.974	-17.907	-18.886	-19.914	-20.993	-22.126	-23.317	-24.566	-25.878	-27.256	-28.702	-30.221	-31.816
CASH FLOW AUS DER FINANZTÄTIGKEIT		349.760	-16.086	-16.974	-17.907	-18.886	-19.914	-20.993	-22.126	-23.317	-24.566	-25.878	-27.256	-28.702	-30.221	-31.816
Liquide Mittel am Anfang der Periode		0	27.415	56.696	87.950	121.238	156.622	194.167	233.941	276.011	320.449	367.327	416.722	468.709	523.371	580.788
+ Cash Flow aus der Betriebstätigkeit		42.655	45.367	48.228	51.194	54.270	57.459	60.766	64.197	67.754	71.445	75.273	79.244	83.364	87.638	92.074
+ Cash Flow aus der Investitionstätigkeit		-365.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
+ Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit		349.760	-16.086	-16.974	-17.907	-18.886	-19.914	-20.993	-22.126	-23.317	-24.566	-25.878	-27.256	-28.702	-30.221	-31.816
= Cash Flow der Periode gesamt (Zahlungs		27.415	29.281	31.254	33.288	35.384	37.545	39.773	42.070	44.438	46.878	49.394	51.988	54.661	57.417	60.258
Liquide Mittel am Ende der Periode (Kumulierter Ca		27.415	56.696	87.950	121.238	156.622	194.167	233.941	276.011	320.449	367.327	416.722	468.709	523.371	580.788	641.046

Abbildung 2.100: Gewinn- und Verlustrechnung der Variante 2 (1.500 kW Trocknungsanlage)
[Projektbeteiligte]

Aufgrund des geringeren Investments bei der Variante 2 – Landwirtschaftliche Trocknungsanlage mit 1.500 kW Leistung und einem jährlichen Durchsatz von 3.000 Tonnen innerhalb von 40 Tagen – ist eine Amortisationsdauer nach etwa 7 Jahren zu erzielen.

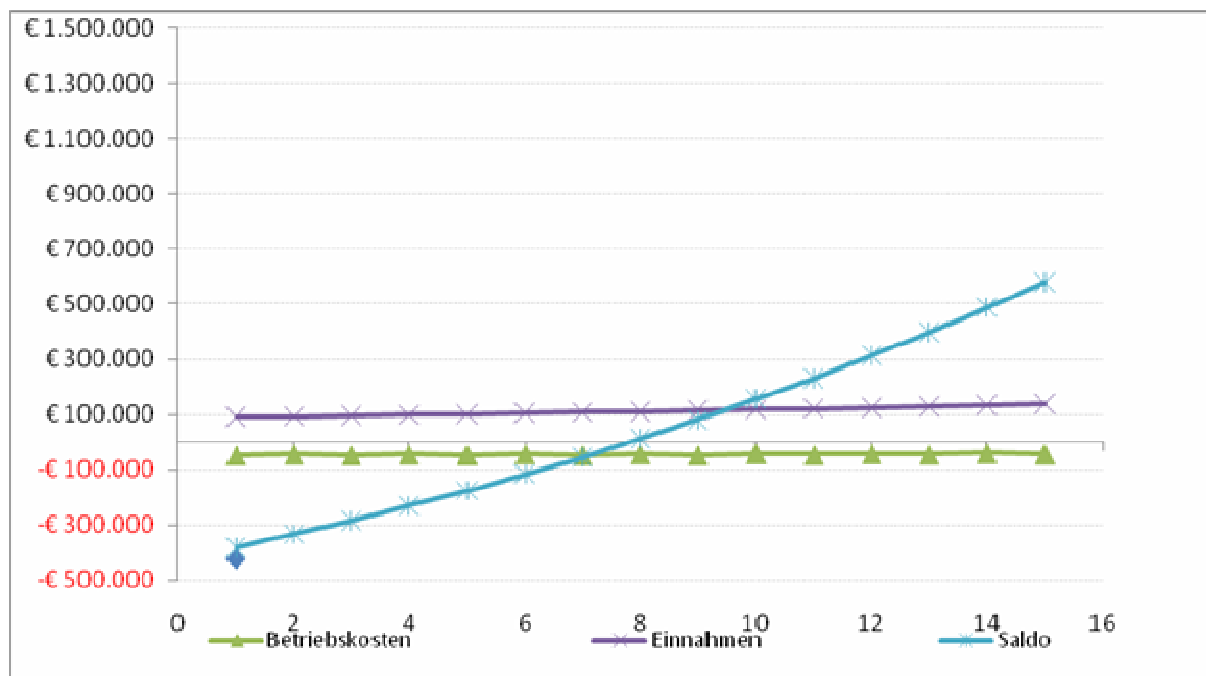


Abbildung 2.101: Amortisationsdauer der Variante 2 (1.500 kW Leistung)
[Projektbeteiligte]

Die ökonomischen Betrachtung und der Geschäftsplan zeigen klar, dass Investitionen in eine Trocknungsanlage wirtschaftlich rentabel sind. Landwirtschaftliche Produkte sind laufend – speziell in der Zukunft – gefragt und stellen immer die Basis der Grundversorgung der Bevölkerung dar.

In den weiteren Schritten zur Planung des konkreten Projektvorhabens sind detaillierte Informationen besonders zu Investitionskosten einzuholen. Weiters sind rechtliche Fragen betreffend der Betriebsführung zu klären. Sofern eine Trocknungsanlage der genannten Dimensionen nur gewerblich zu betreiben ist, müssen die Grundstückspreise nach oben korrigiert werden. Eine gewerbliche Anlage kann im Vergleich zu einer landwirtschaftlichen Anlage nicht im Grünland umgesetzt werden und benötigt voraussichtlich eine spezielle Widmung, die wesentliche preisliche Auswirkungen auf den Grundstückspreis mit sich bringt.

Als mögliche Risikofaktoren können starke Schwankungen der Erntemengen und somit des jährlichen Durchsatzes auftreten. Außerdem ist abzuklären, ob bei einem Anstieg der Heizkosten diese Kosten dem Kunden weitergegeben werden können.

Sofern sich die Arbeitsgruppe zur Weiterführung des Projektvorhabens entschließt und einen Großbetrieb für das Projekt gewinnen kann, müssen organisatorische Fragen (Geschäftsmodell und Organisationsform) im Detail diskutiert werden. Die Erstellung des Business Plans hatte jedoch den sehr positiven Effekt, dass die Projektidee geboren, vorangetrieben und im Arbeitskreis diskutiert wurde. Diesen Projektfortschritt hätte es ohne die Erstellung des Business Plans wahrscheinlich nicht gegeben.

2.6.4 Biomasseheizungsanlage für ein Gemeindeamt

Das Projektvorhaben entstand in erster Linie im Rahmen der Erstellung des Regionalen Energiekonzeptes Kamptal-Wagram und bekam durch die Erstellung des hier vorliegenden Business Plans weiteren Rückenwind und liegt als Projektkonzept nun vor.

Die Gemeinde steht kurz vor der Beauftragung der konkreten Planung des vorgestellten Biomasse-Projektes.

Langfristig kann sich die Gemeinde das Ziel setzen, alle Öffentlichen Gebäude mit Erneuerbaren Energieträgern aus der Region versorgen zu können. Wärmetechnisch soll dieses Ziel in erster Linie durch optimale Gebäudesanierung und anschließend mittels regional verfügbarer Biomasse umgesetzt werden. Der Strombedarf des Gemeindeamtes wird bereits mit einer Photovoltaik-Anlage gedeckt.

2.6.4.1 Standorteignung für die Anwendung

Das Gemeindeamt ist für eine Biomasseheizungsanlage geeignet, da einerseits der Wärmebedarf mit der bereits umgesetzten Gebäudesanierung optimiert ist. Die Deckung des verbleibenden Bedarfs für vorwiegend Raumwärme soll mit Biomasse erfolgen.

Außerdem liegt das Gemeindeamt in einem dicht verbauten Bereich (Ortsmitte). Daher wird auch langfristig ein Nahwärmenetz aufbauend auf der hier skizzierten Heizungsanlage angedacht. Es ist ein Kaskadenaufbau der Heizungsanlage geplant, wo mittelfristig das Nachbargebäude, das im Gemeindebesitz steht, angeschlossen werden soll. Langfristiges Ziel ist die Umsetzung eines Nahwärmenetzes mit Anschluss der Mehrzweckhalle und Kirche.

Gemeinde	Rohrendorf bei Krems, Gemeindeamt
Anlage	Hackschnitzelanlage
Leistung	1. Ausbaustufe 100 kW; Langfristig Ausbau Nahwärmenetz

Tabelle 35: Eckdaten für Standort Hackschnitzelanlage
[Projektbeteiligte]

2.6.4.2 Technische Beschreibung der Anlage

Der vorliegende Business Plan ist für den Betrieb einer 100 kW Biomasseheizungsanlage vorgesehen, die für die weiteren Ausbauschritte bereits ausgerichtet ist (Kaskadenaufbau).

Das Gebäude, in dem das Gemeindeamt sich befindet, wurde in den letzten Jahren umfangreich saniert. Daher kann der Wärmebedarf mittels Maßnahmen im Bereich der Gebäudedämmung nicht mehr wesentlich optimiert werden. Die ersten Abschätzungen des Wärmebedarfs führten zum Ergebnis, dass eine Kesselleistung von ca. 100 kW für eine entsprechende Beheizung notwendig ist.

Der Gesamtwirkungsgrad für die Anlage beträgt 85%, die jährliche Netto-Wärmebereitstellung wurde bei 2.400 Jahresbetriebsstunden mit 204 MWh berechnet.

Für das langfristige Ziel, ein Nahwärmenetz bis zur Mehrzweckhalle der Gemeinde umzusetzen, ist mit einer Verdreifachung bis Verfünffachung der Kesselleistung zu rechnen.

2.6.4.3 Verfügbarkeit des Energieträgers

Die Gemeinde ist wesentlich durch den Weinbau geprägt. Daher wird in Kooperation mit den Winzern versucht, den Großteil der benötigten Biomasse regional aus den Weingärten bereitzustellen. Die Interessenten für die Biomasseanlage kommen teilweise aus dem Untersuchungsraum, teilweise aus einem erweiterten Raum um Krems (Raum Kamptal-Wagram). Im Rahmen der Erstellung des Regionalen Energiekonzeptes Kamptal-Wagram wurde das Potenzial des Rebschnitts (Biomasse aus den Weingärten) in diesem Raum ermittelt. Dabei wurde festgestellt, dass in Anlehnung an die räumliche Verteilung der Weinbauflächen räumliche Konzentrationen größerer Rebschnittmengen festzustellen sind. Hier liegt die Konzentration vor allem rund um die Gemeinde Langenlois (KG Gobelsburg, direkt angrenzend an Rohrendorf) und u.a. in der Projekt-Gemeinde Rohrendorf selbst.

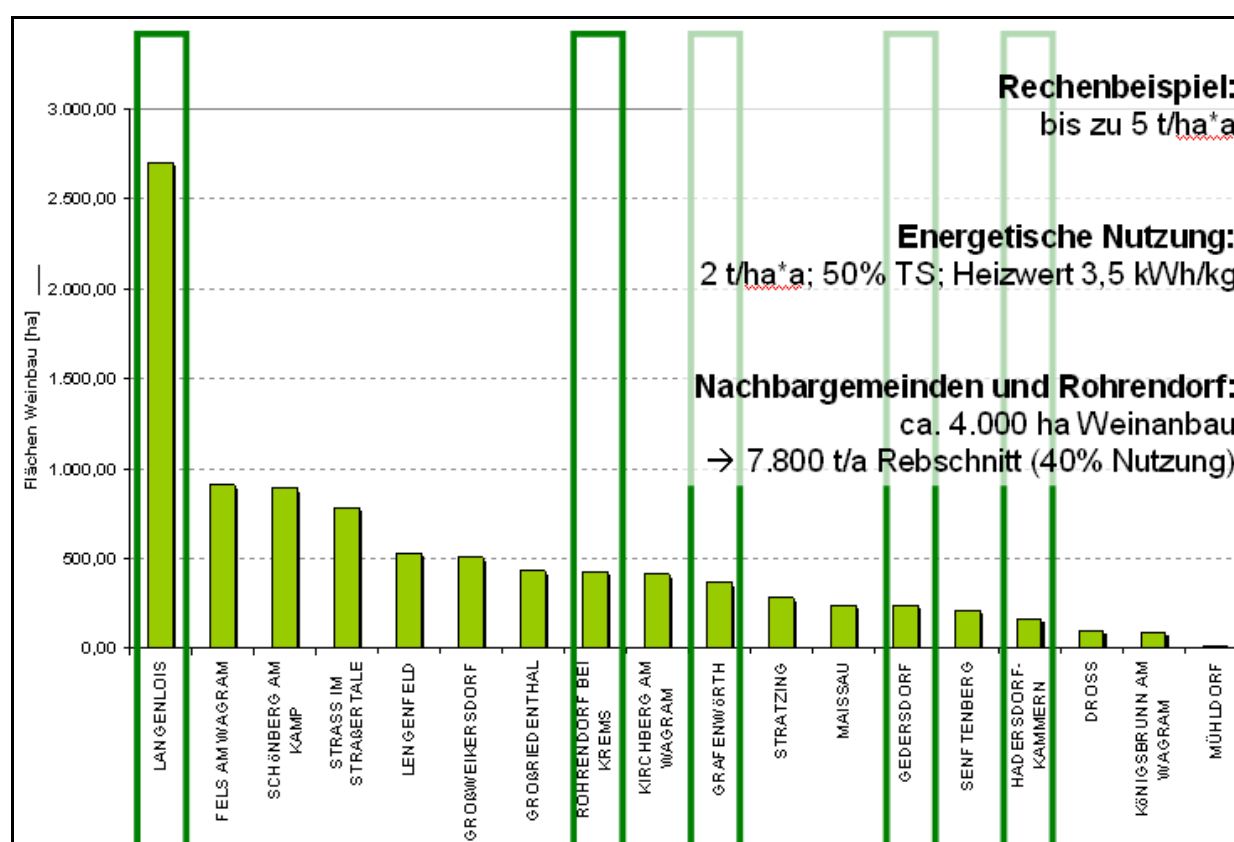


Abbildung 2.102: Weinbauflächen in den Gemeinden der Leader Region Kamptal-Wagram
Die grün umrahmten Gemeinden befinden sich in unmittelbarer Nähe zur Projekt-Gemeinde.
[Datengrundlage corine land-cover; Berechnungen Projektbeteiligte 2009]

Bei der Pflege der Weingärten fallen größere Mengen an Rebschnitt an, die derzeit für die Bodenregeneration und Nährstoffrückführung genutzt werden. Andererseits könnte aber der Rebschnitt als Biomasse energetisch genutzt werden.

In der Region, speziell in der Projekt-Gemeinde, befassen sich Experten mit den Themen der Nährstoffbilanz und dem energetischen Einsatz von Rebschnitt. Ist die gesamte Menge des Rebschnitts wieder dem Boden zurückzuführen (Nährstoffkreislauf)? Oder können die im Rebschnitt enthaltenen Nährstoffe mit der Asche, die bei der Verbrennung zurückbleibt, in den Weingarten gebracht werden?

Recherchen zeigten, dass ca. 5 Tonnen Rebschnitt pro Hektar anfallen. In der Potenzialanalyse des Energiekonzeptes Kampthal-Wagram wurden jedoch nur 40 % dieser Menge als Grundlage herangezogen, 2 Tonnen Rebschnitt pro Hektar.

Der Rebschnitt wird mit einem Trockensubstanzanteil von 50 % bewertet (Analysen der BLT Wieselburg zeigen für Rebschnitt aus Ottenthal einen Trockensubstanzanteil von 38,50 %), der Heizwert mit 3,5 kWh/kg. Der gehäckselte Rebschnitt ist stark fasrig, was beim Transportsystem zur Heizungsanlage (Schnecke oder Schieber) eventuell zu Problemen führen kann.



Abbildung 2.103: Biomasse Rebschnitt - Eigenschaften

[BLT Wieselburg; Rebschnittprobe aus Ottenthal, Gemeinde Großriedenthal; Februar 2009]

Auf Basis der genannten Eigenschaften und Parameter für Rebschnitt resultiert ein theoretisches thermisches Potenzial in der Region von 33.000 MWh/a. Das entspricht einem Nettowärmebedarf von 2.200 sanierten Einfamilienhäusern.

Die Hochrechnung der Verfügbarkeit des Energieträgers Rebschnitt basiert auf theoretischen Annahmen. In Abhängigkeit der Beantwortung der zuvor aufgezeigten Fragestellungen betreffend Nährstoffkreislauf müssen die Winzer zur Mobilisierung des Energieträgers Rebschnitt gewonnen werden. Dafür sind im Jahr 2010 so genannte Arbeitstische geplant, wo gemeinsam mit den Winzern die Mobilisierung der Rebschnittmengen für die hier beschriebene Heizungsanlage geklärt werden soll. Neben der technischen Ausführung der Rebschnittmobilisierung müssen logistische Fragen behandelt werden. Ein Lagerplatz am Nachbargrundstück des Gemeindeamtes ist für die Rebschnittlogistik vorgesehen.

Derzeit ist unter den Winzern eine kritisch abwartende Haltung gegenüber der energetischen Nutzung des Rebschnittes festzustellen. Das Interesse an einem Zusatzeinkommen, das mit der Bereitstellung des Rebschnitts zur Energieversorgung zu erzielen wäre, ist gegeben.

2.6.4.4 Ökonomische Rahmenbedingungen

Die folgende Berechnung der Amortisationsdauer berücksichtigt die Entwicklung der Inflation und der Kosten für die Fremdfinanzierung. Die Energiekosten unterliegen in dieser Berechnung einer höheren Inflationsrate als die restlichen Betriebskosten.

Inflationsrate	2 %
Inflationsrate Energie	3 %
Kreditzinsen	5 %

Tabelle 36: Auflistung der ökonomischen Rahmenbedingungen
[Projektbeteiligte]

2.6.4.5 Ökonomische Darstellung der Anlage

Die erste Ausbaustufe für die Biomasseheizung (Gemeindeamt) wird mit einem Investment von 35.000 EUR und jährlichen Betriebskosten von 9.730 EUR angenommen. Die Investitionen werden über 12 Jahre abgeschrieben. Die jährlichen Volllaststunden wurden mit 2.400 Stunden beziffert.

Die folgende Darstellung der Amortisationsdauer beruht auf folgenden Annahmen:

- Der Wärmepreis wird in der Periode 1 mit 0,06 EUR/kWh bewertet und steigt jährlich inflationsbedingt um 3 %
- Die Betriebskosten (ausgenommen Energiekosten) steigen inflationsbedingt um 2 %
- In der Periode 1 läuft die Anlage bereits auf Vollast

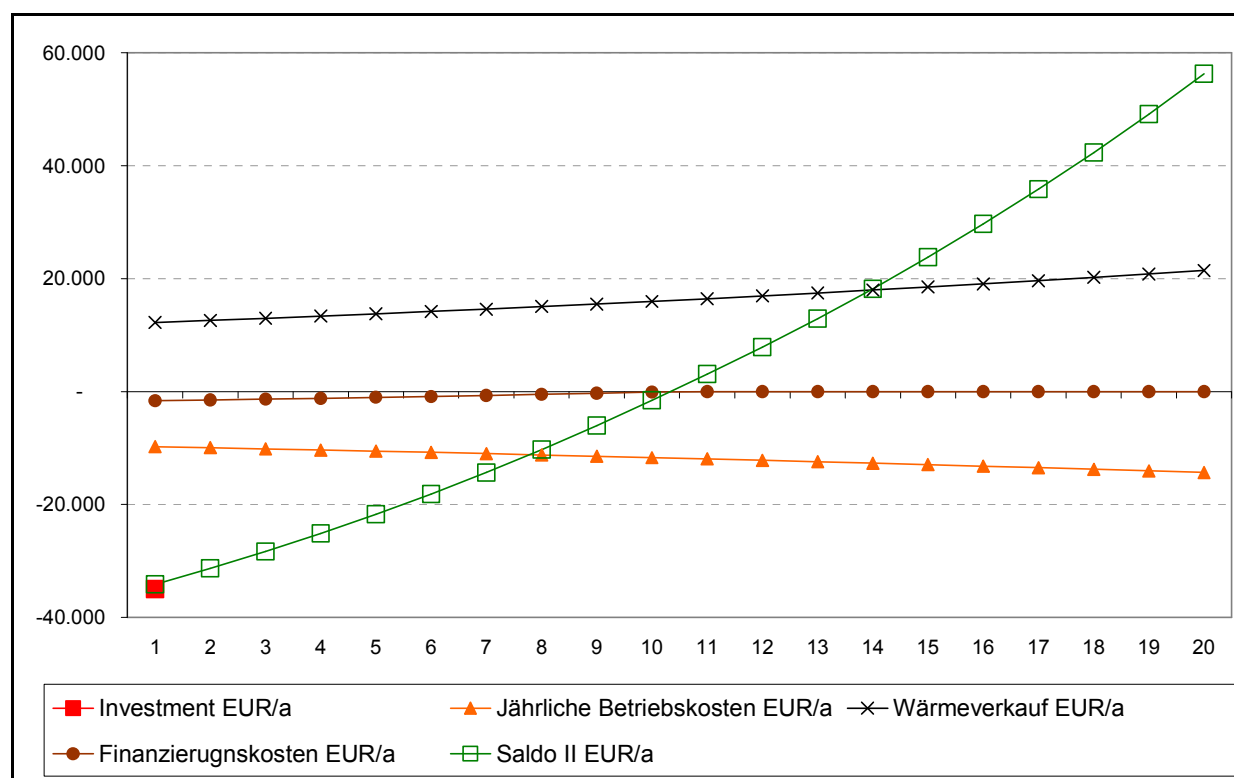


Abbildung 2.104: Amortisationskurve für eine 100 kW Biomasseheizungsanlage
[Projektbeteiligte]

Die Betriebskosten werden von den Kosten für die Energieträger dominiert. Der Preis für 1 Schüttraummeter Hackschnitzel wurde marktkonform mit ca. 20,-- EUR angenommen. Weitere Kostenkomponenten für die jährlichen Betriebskosten sind Wartung, Strom und Overhead. Zusätzlich sind auch die anteiligen Kosten für die Anlagenbetreuung (Überwachung der Anlage, Nachbefüllung des Lagers usw.) in den Betriebskosten enthalten.

Die Anlage wird zur Gänze fremdfinanziert. Die Finanzierungskosten belaufen sich bei einer jährlichen Verzinsung von 5% auf insgesamt 9.089 EUR (inflationsbereinigte Berechnung).

Die Amortisationskurve zeigt eine Amortisationsdauer von ca. 10 Jahren bei einem Wärmepreis von 0,06 EUR/kWh und 2.400 Volllaststunden pro Jahr.

Die ökonomische Bewertung zeigt deutlich, dass mit steigender Zahl der Volllaststunden die Rentabilität der Anlage gesteigert wird. Außerdem wirkt positiv auf dieses Ergebnis die Auslegung der Inflationsrate und der eigens dargestellten Inflation für Energie. Sofern die Energiepreise gemäß der allgemeinen Inflationsrate ansteigen würden, steigt die Amortisationsdauer auf 12 Jahre an!

Prinzipiell ist diese Anlage aus ökonomischen Gründen zu empfehlen. Besonders der Ausbau und die Erweiterung in die Nachbarschaft sollten aufgrund der Wirtschaftlichkeit der Anlage verfolgt werden. Je mehr Wärme unter den angenommenen Rahmenbedingungen bereitgestellt werden kann, desto ökonomischer ist die Investition zu bewerten. Die Investitionskosten spielen in diesem Fall eine untergeordnete Rolle.

Daher ist auf die kontinuierliche und sichere Lieferung der Biomasse größtes Augenmerk zu legen. Es sollen langfristige und sichere Verträge für die Energieträgerlieferung angestrebt werden. Besonders im Falle des Ausbaus zu einem Nahwärmenetz wird der Bedarf an Biomasse wesentlich ansteigen und die Kosten für die Energieträger die zentrale Schlüsselrolle für einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage darstellen.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Für die Erstellung tragfähiger Energiekonzepte sind umfassende Analysen, bevorzugt auf Basis von Realdaten, unter Verwendung gezielter Werkzeuge (Benchmarks, Versorgungs- und Bedarfsdeckungsgrad, etc.) und Vorgehensweisen (Erstellung von Lastgängen, Energieflüsse, Energieabgleiche, etc.) erforderlich.

Es konnten wesentliche Daten über Energieerzeugung, -verteilung und -verbrauch der Region Krems erhoben und in konsistenter Form dargestellt werden. Diese bilden eine wichtige Grundlage für die Erstellung eines Umstellungsszenarios in Richtung einer erneuerbaren Energieversorgung. Die Erkenntnisse können daher für die regionale Energiebereitstellung in der Industrieregion Krems herangezogen werden. Die Vorgehensweise kann darüberhinaus bei ähnlich strukturierten Regionen als Vorlage dienen.

Eine Optimierung des Energieszenarios ist nur beschränkt möglich, da viele einflussgebende Parameter bestehen und auch viele Annahmen über zukünftige Entwicklungen getroffen werden müssen, die mit Unsicherheiten behaftet sind.

Die regionalen Potenziale an Energieträgern sowie der Effizienzsteigerung in der energieintensiven Region Krems an der Donau sind zu gering, um den Bedarf vollständig zu decken. Es können aber sehr hohe regenerative Versorgungsgrade für Niedertemperaturwärme (92 %) und elektrische Energie (61 %) erreicht werden.

Das Potenzial verschiedener Energieträger (v. a. von Solarenergie) kann nicht vollständig genutzt werden, da es zum einen konkurrierende Bedingungen zwischen diesen Energieträgern sowie zu anderen Nutzungswegen (z. B. stoffliche Nutzung von Biomasse) gibt. Zum anderen können Bedarf und Angebot, sowohl tageszeitlich, als auch saisonal stark divergieren. Es bedarf bestimmter Werkzeuge, welche eine gezielte Analyse des Angebots- und Bedarfsverhältnisses ermöglichen (z. B. Bedarfsdeckungsgrad). Auch gibt es für bestimmte Energieträger noch keine entsprechend sinnvolle Technologie, welche einen Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf zufriedenstellend ermöglicht. Weiters ist für eine Ausweitung bestimmter Potenziale immer eine Abstimmung mit anderen Nutzungswegen notwendig.

Zur Bestimmung der gesamten Effizienzsteigerungspotenziale der Region wären weitere Untersuchungen notwendig. In einzelnen Bereichen lässt sich aber ein signifikantes Effizienzsteigerungspotenzial in der Region feststellen. Beispielhaft würde eine Erhöhung der thermischen Sanierungsrate der Gebäude einen wesentlichen Beitrag für eine nachhaltige Energieversorgung liefern. Ein weiteres Effizienzsteigerungspotenzial betrifft den Mobilitätsbereich, da der überwiegende Anteil des fossilen Bedarfs im Energie-Mix-Szenario durch Kraftstoffe bedingt ist.

Auch könnte eine Reduktion des Stromverbrauches wesentlich für eine nachhaltige Entwicklung beitragen. Hierbei ist eine Vielzahl von Maßnahmen erforderlich, die aber nur mit genaueren Daten festgelegt werden könnten. Die untersuchten Betriebe sind unter den für sie geltenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen bereits als sehr effizient einzustufen, müssen aber auf Grund der sich immer wieder ändernden Bedingungen und Weiterentwicklungen von Technologien auch weiterhin in diesem Bereich Optimierungen vornehmen.

Raumplanerische Aspekte können zum einen das Erzeugungspotenzial ausweiten (z. B. von Windkraft) und zum anderen auch Effizienz steigernde Maßnahmen bewirken (z. B. durch Erhöhung des Anteils an öffentlichem Verkehr).

Die Ausweitung der zur Verfügung stehenden Biomassepotenziale muss immer unter Berücksichtigung der Nachhaltigkeit erfolgen. So ist eine Erhöhung des Mobilisierungsgrades an Waldbiomasse kurz- bis mittelfristig zur Energieerzeugung vorteilhaft und zu unterstützen.

Regel- bzw. Ausgleichsenergie (z. B. Spitzenlastabdeckung) kann im Szenario nur überregional bereitgestellt werden. Zum einen kann hier ein entsprechendes Versorgungsnetz herangezogen werden, welches für einen Im- und Export sorgt, und zum anderen müssen weitere Energieträger in die Region transportiert werden, weil die interne Regelenergie nicht ausreicht.

Der interne energetische Ausgleich im Niedrigtemperaturwärmebereich wird im Szenario durch feste Biomasse unterstützt, wobei die Grundlast durch Solarthermie erzeugt wird. Dieser Energieträger produziert jedoch eine sehr große Überschusswärme im Sommerhalbjahr und ermöglicht nur eine teilweise Deckung während der Heizperiode. Durch Weiterentwicklung (z. B. Latentwärme- oder Ganzjahresspeicher) könnte eine Harmonisierung ermöglicht werden.

Im Strombereich erfolgt der Ausgleich durch das Netz, wobei hierbei nur die Tagesebene betrachtet wurde. Derzeit könnte das gesamte Potenzial an Photovoltaik nicht über das Netz abgeführt werden, da die vorhandenen Mittel- und Niederspannungsstromnetze nicht auf diese Einspeiseleistung ausgelegt sind. Es ist daher erforderlich, Speichermöglichkeiten für den Ausbau der Photovoltaik zu forcieren und/oder intelligente Netze zu installieren. Einen Beitrag dazu könnten entsprechende stationäre Batterien oder die Speicherkapazitäten von Fahrzeugbatterien liefern, welche durch eine etwaige Elektromobilitäts-Infrastruktur bereitgestellt werden könnten. In diesem Zusammenhang ist daher ein wesentlicher technologischer Fortschritt und Ausbau erforderlich, damit eine dezentrale Erzeugung auch dezentral gespeichert werden kann, und das korrespondierende Netz entlastet wird und weitgehend nur mehr Regelenergie liefert.

Der variable Einsatz und die Speicherfähigkeit der regional verfügbaren Energieträger haben daher eine große Bedeutung für das zukünftige regionale Energieszenario.

Das Solarpotenzial der Industrieregion Krems an der Donau stellt einen Eckpfeiler der zukünftigen regionalen Energiebereitstellung dar. Für einen gezielten und sinnvollen Ausbau dieses Energieträgers sind detaillierte Untersuchungen aufgrund der vorhandenen Energieträgerhierarchie erforderlich. In

diesem Zusammenhang ist daher ein entsprechender Energieträgerabgleich von besonderer Bedeutung, da (saisonale) Regelernergie benötigt wird und Kombinationen mit anderen Energieträgern unumgänglich sind (z. B. Biomasse). Regionen mit niedrigem Energiebedarf könnten durch Solarenergienutzung eine weitgehende Autarkie erreichen. In energieintensiven Regionen, wie beispielsweise Industriegebieten, sind auch andere Energieträger erforderlich. Die Forcierung des Ausbaus des Energieträgers Solarenergie stellt daher, sowohl in energieextensiven, als auch – intensiven Regionen, einen wichtigen Erfolgsfaktor für eine nachhaltige Energieversorgung dar.

Für bestimmte, v. a. prozessbedingte Energieträger gibt es aktuell keine Substitutionsmöglichkeit, da diese aufgrund bestimmter Voraussetzungen (z. B. chemische Eigenschaften) eingesetzt werden müssen.

Im Zuge der Projektdurchführung konnte festgestellt werden, dass teilweise signifikante Unterschiede zwischen statistischem und realem Datenmaterial bestehen. Im Sinne einer anwendungsorientierten Zielerreichung ist es daher notwendig, dass bevorzugt auf Realdaten zurückgegriffen bzw. stets eine Datenverifizierung vorgenommen wird.

Für die Forcierung von Demonstrations- und Umsetzungsprojekten ist es erforderlich, dass entsprechende Stakeholder den Umsetzungsprozess einleiten und Vernetzungen durchführen. Auch ist es erforderlich, dass diese Akteure eine Ausgleichsfunktion zwischen gegensätzlichen Interessensgruppen schaffen. Dies erfordert einen wesentlichen Abstimmungs- und Kommunikationsbedarf.

Ohne entsprechendes Engagement und ohne entsprechende „Leuchtturmprojekte“ werden die Projekterkenntnisse nur eine geringe Akzeptanz und Umsetzung in der Bevölkerung erfahren, wobei dieser Einbezug von wesentlicher Bedeutung für den nachhaltigen Projekterfolg ist. In diesem Zusammenhang sind auch politische Entscheidungsträger gefragt, entsprechende Informationskampagnen zu starten bzw. die rechtlichen Rahmenbedingungen (z. B. Förderungen, Verbote, verpflichtende Mindeststandards, etc.) anzupassen.

Für die Feststellung von Integrationsmöglichkeiten von Erneuerbaren sowie von Effizienzsteigerungspotenzialen in Gewerbe- und Industriebetrieben sind stets Detailuntersuchungen erforderlich. Die verfügbaren Branchendurchschnittswerte sind nur bedingt einsetzbar, und energetische Problemstellungen können meist nur durch Individuallösungen zufrieden stellend behandelt werden. Hierbei ergibt sich vielfach das Problem, dass innerhalb der Betriebe die finanziellen und zeitlichen Ressourcen für derartige Projekte nicht verfügbar sind und zusätzlich unter den herrschenden Rahmenbedingungen eine Integration Erneuerbarer für die Betriebe unwirtschaftlich ist.

Modellregionsuntersuchungen sind ein erster Schritt für die Verwirklichung einer zukünftigen nachhaltigen Energiebereitstellung. Es sind jedoch Änderungen der technologischen, wirtschaftlichen

und rechtlichen Rahmenbedingungen erforderlich, damit die aktuell nicht genützten Potenziale zur Erreichung der 2020-Ziele beitragen können.

Die Businesspläne für kleine PV-Anlagen zeigen, dass diese in Verbindung mit Smart Metering bzw. Smart Homes eine höhere Wirtschaftlichkeit erreichen könnten, da dadurch der Eigenverbrauch entsprechend angepasst und erhöht werden könnte.

4 Ausblick und Empfehlungen

Auf Basis der gewonnenen Projekterkenntnisse sind Überarbeitungen der regionalen Energievision empfehlenswert. Darüber hinaus sollte eine Dissemination der Projektergebnisse auf unterschiedlichen Ebenen erfolgen.

Entsprechend der identifizierten Sektoren mit den größten Effekten sollten folgende Bereiche in weiteren Feinabstimmungen und in der Umsetzung forciert werden:

- Niedertemperaturwärmebereich:
 - Verstärkung der thermischen Sanierung
 - Erhöhung des Solarwärmeanteils
 - Ausbau von Biomasse-Nahwärmenutzung
 - Unterstützung des Einsatzes von Wärmepumpen
 - Erschließen der betrieblichen Abwärmepotenziale
- Stromerzeugung:
 - Vorrangiger Ausbau der Photovoltaik
 - Realisierung der Reststoffnutzung (Biomüll, Gülle) in Biogasanlagen
- Mobilität:
 - Absolute Reduktion des (fossilen) Kraftstoffverbrauchs
- Betriebliche Energiesysteme:
 - Ausbau der Betriebsberatung hin zu einer langfristigen Begleitung
 - Einsetzung von Energiemanagern und Energiebuchhaltung, wo nicht bereits eingeführt
 - Förderung von Maßnahmen in einer Höhe, die das Handeln unter Wettbewerbsbedingungen erlaubt

Ein Einbinden dieser Aktivitäten in eine überregionale energetische Abstimmung sollte angestrebt werden.

5 Literaturverzeichnis

AGCS, 2009:

Austrian Gas Clearing and Settlement, Clearing Center of the Austrian Gas Market, <http://www.agcs.at/>, abgerufen am 19.07.2009

AdNÖLandesreg, 2007:

AMT DER NIEDERÖSTERREICHISCHEN LANDESREGIERUNG, Abteilung Raumordnung und Regionalpolitik – Statistik, Statistisches Handbuch des Landes Niederösterreich 2006/2007, CD-ROM, NÖ Schriften 179e, ISBN 978-3-85006-179-7, Oktober 2007

AdNÖLandesreg, 2008:

AMT DER NIEDERÖSTERREICHISCHEN LANDESREGIERUNG, Abteilung Raumordnung und Regionalpolitik – Statistik. Auskunft per E-Mail, Johann Grötzl, 13.06.2008

AdNÖLandesreg, 2009:

AMT DER NIEDERÖSTERREICHISCHEN LANDESREGIERUNG, Energiekataster Niederösterreich, Auftragsarbeit des Forschungsinstitutes für Energie- und Umweltplanung GmbH Wien, St. Pölten 2008

Antony, 2005:

ANTONY F., DÜRSCHNER C., REMMERS K.; „Photovoltaik für Profis – Verkauf, Planung und Montage von Solarstromanlagen“, Solarpraxis AG, VWEW Energieverlag GmbH / Verlag „Solare Zukunft“, Berlin 2005

Austrian Energy Agency, 2009:

Österreichische Energieagentur, [http://www.energyagency.at/\(de\)/publ/pdf/brucke_d2.pdf](http://www.energyagency.at/(de)/publ/pdf/brucke_d2.pdf), abgerufen am 17.08.2009

BAFU, 2006:

Bundesamt für Umwelt: „Energieinhalte und CO₂-Emissionsfaktoren von fossilen Energieträgern“, Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, Abteilung für Ökonomie, Forschung und Umweltbeobachtung, Bern / Schweiz 2006

BH Krems-Land, 2009:

Bezirkshauptmannschaft Krems-Land, 3500 Krems an der Donau, Körnermarkt 1, Fachgebiet Anlagenrecht (Mag. Daniela Wallner)

BH St.Pölten, 2009:

Bezirkshauptmannschaft St.Pölten, 3100 St. Pölten, Am Bischofteich 1, Fachgebiet Anlagenrecht (Ing. Gerhard Kaschnig)

BH Tulln, 2009:

Bezirkshauptmannschaft Tulln, 3430 Tulln an der Donau, Hauptplatz 33, Fachgebiet Anlagenrecht

Biermayr, 2008:

BIERMAYR, P. et al.; „Erneuerbare Energie in Österreich – Marktentwicklung 2007“; Berichte aus Energie- und Umweltforschung 19/2008, 2008

BMU, 2004:

Deutsches Bundesumweltministerium: „Bundeseinheitliche Liste der CO₂-Emissionsfaktoren“, Berlin, 2004

BMWFJ, 2008:

Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend: „Entwicklung der dem Marktverbrauch zugeführten Erdölprodukte im Monats- und Vorjahresvergleich“, Auskunft per E-Mail, Elisabeth Poppen, 12.06.2008

Deutscher Bundestag, 2002:

DEUTSCHER BUNDESTAG; „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“, Endbericht der Enquete-Kommission, Drucksache 14/9400, 07.07.2002

E-Control, 2006a:

ELEKTRIZITÄTS-CONTROL-GmbH: Öffentliche Versorgung an Strom 2006; http://www2.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN/ENERGIESTATISTIK/Archiv/Betriebsstatistik2006/files/2006JR_OffAuf.xls; abgerufen am 07.08.2009

E-Control, 2006b:

ELEKTRIZITÄTS-CONTROL-GmbH: UCTE - MIX 2006; http://portal.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/INTERN/ADMINISTRATION/DATEIEN/HKN/CT/C_UCTE_2006.HTML; abgerufen am 07.08.2009

eHYD, 2009:

Österreichisches Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Webkartendienst eHYH, http://gis.lebensministerium.at/eHYD/frames/index.php?PHPSESSID=22b97ea3506bb26f7df2002d1af24e13&gui_id=eHYD, abgerufen am 15.07.2009 um 10:12

Emde, 2005:

Emde, Bernd; http://www.fh-meschede.de/public/kail/diplom/emde/diplomarbeit_bernd_emde_12_2005.pdf, „Energetische Nutzung von Biomasse in Südwestfalen“, Diplomarbeit, Fachhochschule Meschede (Südwestfalen, Deutschland), 2005

Energieagentur NRW, 2007:

ENERGIEAGENTUR NORDRHEIN-WESTFALEN; „Mehr Wärme – weniger Kosten“, „Rund ums Heizen“, „Moderne Heizungstechnik für Neubau und Modernisierung“, Energieagentur Nordrhein-Westfalen, Wuppertal, 2007

Europäische Kommission, 2006:

KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN, Entscheidung der Kommission vom 21. Dezember 2006 zur Festlegung harmonisierter Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme in Anwendung der Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (Bekannt gegeben unter Aktenzeichen K(2006) 6817), Brüssel, 2006

EVN, 2006a:

Energieversorgung Niederösterreich AG: „Strommengen nach politischen Gemeinden und Netzebenen abgegrenzt nach dem Verbrauchsjahr 2006“, Maria Enzersdorf 2009

EVN, 2006b:

Energieversorgung Niederösterreich AG: „Erdgasmenge nach politischen Gemeinden und Netzebenen abgegrenzt nach dem Verbrauchsjahr 2006“, Maria Enzersdorf 2009

Fürlinger, 2007:

FÜRLINGER S., BRAUNER G.; „Einsparpotenziale beim Endenergieverbrauch durch Effizienzsteigerung im Bereich der privaten Haushalte“, in Proceedings IEWT 2007 (5. Internationale Energiewirtschaftstagung an der Technischen Universität Wien), 14. bis 16. Februar 2007

IFEU, 2005:

INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG HEIDELBERG GmbH; „Politikinstrumente zum Klimaschutz durch Effizienzsteigerung von Elektrogeräten und -anlagen in Privathaushalten, Büros und im Kleinverbrauch“, Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes, Heidelberg, März 2005

Kaltschmitt, 2001:

KALTSCHMITT M., HARTMANN H.(Hrsg.); „Energie aus Biomasse. Grundlagen, Techniken und Verfahren“, 2001

Kranzl, 2008:

Kranzl, L.; Haas, R.: „Strategien zur optimalen Erschließung der Biomassepotenziale in Österreich“; Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie; Berichte aus Energie- und Umweltforschung 52/2008; Wien 2008

LWK, 2006:

Landwirtschaftskammer Niederösterreich, Abteilung Betriebswirtschaft, persönliche Auskunft DI Marianne Priplata, 25.06.2009

Magistrat Krems, 2009:

Bezirkshauptmannschaft Krems a.d. Donau, 3500 Krems an der Donau, Gaswerksgasse 9, Fachgebiet Anlagenrecht (Ing. Gottfried Zeininger)

Murphy, 2003:

Murphy, J.; McKeogh, E.; Kiely, G. (2003): Technical/economical/environmental analysis of biogas utilisation, Cork Institute of Technology, Ireland 2003

NÖGIS, 2006:

Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen und Amt der NÖ Landesregierung, Gruppe Baudirektion – Abteilung Vermessung und Geoinformation, GIS Date, St. Pölten, 2009

NÖ ROG, 1976:

Niederösterreichisches Raumordnungsgesetz, Stammgesetz: LGBl. Nr. 8000-0 (13/77), zuletzt in der Fassung durch die Novelle LGBl.Nr. 8000-23 (17. Novelle), St.Pölten, 1976

Statistik Austria, 2009:

Statistik Austria, <http://www.statistik.at/blickgem/> abgerufen am 13.07.2009

Teufl, 2009:

Teufl Bernhard, Weinschnittmaschinenbetreiber, persönliche Auskunft, 3511 Krustetten, 04.06.2009 und 03.08.2009

Tragner, 2007:

Tragner, M.; Kraußler, A.; Schloffer, M.; Schuster, D.; Theißing, M.; Theißing-Brauhart, I.: „Energiesystem – Industrieregion, Analyse von Erfolgsfaktoren, Barrieren und Risiken für den Entstehungs- und Umsetzungsprozess der Systemintegration erneuerbarer

Energietechnologien in energieintensiven Industrieregionen“, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie; Berichte aus Energie- und Umweltforschung 52/2007; Wien 2007

TU Graz, 2009:

Interuniversitäres Forschungszentrum für Technik, Arbeit und Kultur, <http://www.ifz.tugraz.at/oekoeinkauf/leitlinien-bund/M22.htm>, Graz, 2009, abgerufen am 04.10.2009

Umweltbundesamt, 2003:

Österreichisches Umweltbundesamt GmbH: „Emissionsfaktoren als Grundlage für die österreichische Luftschadstoff-Inventur“, Stand 2003, Wien, 2004

Umweltbundesamt, 2006:

Österreichisches Umweltbundesamt GmbH: „Biokraftstoffe im Verkehrssektor in Österreich 2007 für das Berichtsjahr 2006“, <http://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0109.pdf>; Wien, 2006, abgerufen am 09.08.2009

Umweltbundesamt, 2007:

Österreichisches Umweltbundesamt GmbH: „Aktualisierung von Emissionsfaktoren als Grundlage für den Anhang des Energieberichtes“, Bericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit und an das Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien, 2007

VDEW, 2009:

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: Repräsentative Strom-Standardlastprofile, Berlin 2009

WKO, 2007:

WIRTSCHAFTSKAMMERN ÖSTERREICHS, Fachverband der Mineralölindustrie Österreichs - Jahresbericht 2006, Wien 2007, http://portal.wko.at/wk/dok_detail_file.wk?angid=1&docid=721204&stid=342367, abgerufen am 25.07.2009

Wuppertal Institut 1, 2006:

WUPPERTAL INSTITUT FÜR KLIMA, UMWELT, ENERGIE GmbH; „Klimawirksame Emissionen des PKW-Verkehrs und Bewertung von Minderungsstrategien“, Wuppertal Spezial 34, 2006

ZAMG, 2009:

Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik; Wind und Solardaten der Messstellen Langenlois, Krems und Jauerling; Wien; 2009

6 Anhang

6.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Darstellung des Untersuchungsgebietes Krems und Umland	32
Abbildung 2.2: Energieflüsse und Systemgrenzen der Untersuchungsregion Krems und Umland	32
Abbildung 2.3: Jahresstrombedarf unterschiedlicher Sektoren und deren Anteil am Jahresstrombedarf	34
Abbildung 2.4: Aufsummierte Jahreslastgänge an Strom unterschiedlicher Sektoren auf Basis von Tagesmittelwerten	35
Abbildung 2.5: Leistungsverlauf des Stromverbrauches der 3. Jännerwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)	36
Abbildung 2.6: Jahreserdgasbedarf unterschiedlicher Sektoren und deren Anteil am Jahresstrombedarf	37
Abbildung 2.7: Aufsummierte Jahreslastgänge an Erdgas unterschiedlicher Sektoren auf Basis von Tagesmittelwerten	38
Abbildung 2.8: Leistungsverlauf des Erdgasverbrauches der 3. Jännerwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Stundenwerten)	39
Abbildung 2.9: Jährlicher Otto- und Dieselmotorkraftstoffverbrauch der Projektregion	40
Abbildung 2.10: Energetischer Monatsverbrauch an Otto- und Dieselmotorkraftstoff in der Projektregion	40
Abbildung 2.11: Massenbezogener Monatsverbrauch an Otto- und Dieselmotorkraftstoff in der Projektregion	41
Abbildung 2.12: Aufsummierter energetischer Monatsverbrauch an Otto- und Dieselmotorkraftstoff in der Projektregion	42
Abbildung 2.13: Regenerative und Fossile Fernwärmebereitstellung der Projektregion	43
Abbildung 2.14: Stundenmittelwerte der Fernwärmebereitstellung im Jahresverlauf der Projektregion	44
Abbildung 2.15: Jährlicher Bedarf an sonstigen Energieträgern der Projektregion	45
Abbildung 2.16: Jahreslastgang an sonstigen Energieträgern zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung der Projektregion	46
Abbildung 2.17: Jährlicher Gesamtenergiebedarf der Projektregion	47
Abbildung 2.18: Mittlere Stundenleistung des Verbrauches an betrachteten Endenergieträgern im Jahresverlauf in der Modellregion	48
Abbildung 2.19: Aktuelle Eigenerzeugungskapazitäten der Projektregion	49
Abbildung 2.20: Jährlicher Biomasseeinsatz auf Endenergiebasis und Gemeindeebene der Projektregion 2006	50
Abbildung 2.21: Tagesarbeit an Wasserkraft im Jahresverlauf in der Modellregion	51
Abbildung 2.22: Energieflussbild der Istsituation der Projektregion	52
Abbildung 2.23: Aktueller CO ₂ -Ausstoß unterschiedlicher Energieträger in der Industrieregion Krems an der Donau	53
Abbildung 2.24: Dauerlinie der Abwärme aus den Gasmotoren des untersuchten Chemiebetriebes	57
Abbildung 2.25: Synthetisches Wärmeprofil (Jahresdauerlinie) des metallverarbeitenden Betriebes 2 am zweiten Standort	58
Abbildung 2.26: Durchschnittliche Windgeschwindigkeiten auf Bodenhöhe in der Projektregion	60
Abbildung 2.27: Windgeschwindigkeiten im Jahresverlauf in Bodennähe auf Basis von Stundenmittelwerten am Standort Langenlois	61
Abbildung 2.28: Windgeschwindigkeiten der 3. Jännerwoche 2006 in Bodennähe auf Basis von 10-Minutenmittelwerten am Standort Langenlois	62
Abbildung 2.29: Relative Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten der 3. Jännerwoche 2006 in Bodennähe am Standort Langenlois (10-Minutenmittelwerte)	62
Abbildung 2.30: Windkraftpotenzial bezüglich Großanlagen in der Projektregion	63
Abbildung 2.31: Mittlere Tagesleistung im Jahresverlauf dreier unterschiedlicher Hauswindkraftanlagen eines Standortes	65
Abbildung 2.32: Mittlere Windgeschwindigkeit und mittlere Tagesleistung von Hauswindkraftanlagen auf Tagesbasis	66
Abbildung 2.33: Jahresglobalstrahlung der Projektregion	68
Abbildung 2.34: Vergleich der jährlichen Globaleinstrahlung auf Gemeindeebene	69
Abbildung 2.35: Globaleinstrahlung im Monat Jänner	70

Abbildung 2.36: Globaleinstrahlung im Monat Mai.....	71
Abbildung 2.37: Globaleinstrahlung im Monat August	72
Abbildung 2.38: Unterschiedliche Potenziale an Solarwärme im Jahresverlauf der Projektregion	73
Abbildung 2.39: Unterschiedliche Potenziale an Solarstrom im Jahresverlauf der Projektregion	74
Abbildung 2.40: Zusätzliches Potenzial an Energieholz auf Gemeindeebene der Projektregion	75
Abbildung 2.41: Potenzial an Maisstroh auf Gemeindeebene der Projektregion.....	76
Abbildung 2.42: Potenzial an Getreidestroh auf Gemeindeebene der Projektregion	77
Abbildung 2.43: Potenzial an Weinschnitt auf Gemeindeebene der Projektregion	78
Abbildung 2.44: Potenzial an Biogas aus Rindergülle auf Gemeindeebene der Projektregion	79
Abbildung 2.45: Potenzial an Biogas aus Schweinegülle auf Gemeindeebene der Projektregion	80
Abbildung 2.46: Potenzial an Biogas aus Biomüll auf Gemeindeebene der Projektregion	81
Abbildung 2.47: Potenzial an Biogas aus Grünschnitt auf Gemeindeebene der Projektregion	82
Abbildung 2.48: Potenzial an Biogas auf Gemeindeebene der Projektregion	83
Abbildung 2.49: Tagesarbeit an Biogaswärme im Jahresverlauf der Projektregion	84
Abbildung 2.50: Tagesarbeit an Biogasstrom im Jahresverlauf der Projektregion	84
Abbildung 2.51: Zusätzliches Jahrespotenzial der Projektregion an Biomasse.....	85
Abbildung 2.52: Zusätzliches Potenzial an unterschiedlichen Bioenergieträgern der Projektregion auf Gemeindeebene	86
Abbildung 2.53: Potenzial an thermischer Jahresarbeit durch Wärmepumpen und korrespondierende benötigte elektrische Jahresarbeit in der Projektregion	88
Abbildung 2.54: Tagesarbeitspotenzial an Umweltwärme im Jahresverlauf der Projektregion	89
Abbildung 2.55: Tagesbedarf an Wärmepumpenstrom im Jahresverlauf der Projektregion	89
Abbildung 2.56: Anteil der Wärmepumpenstrommenge am Strombedarf	90
Abbildung 2.57: Potenzielle Tagesarbeit an Abwärme im Jahresverlauf der Projektregion	90
Abbildung 2.58: Effizienzsteigerung und Bedarf nach Niedrigtemperaturwärmeeinsparung in der Projektregion	93
Abbildung 2.59: Effizienzsteigerung durch Niedrigtemperaturwärmeeinsparung im Jahresverlauf in der Projektregion	93
Abbildung 2.60: Energieträgerhierarchie des Szenarios im Strombereich	95
Abbildung 2.61: Energieträgerhierarchie des Szenarios im Niedrigtemperaturwärmebereich	96
Abbildung 2.62: Niedrigtemperaturwärmelastgang des Szenarios der Projektregion.....	98
Abbildung 2.63: Endenergiemengen unterschiedlicher Energieträger zur Bereitstellung des Niedertemperaturwärmeszenarios der Projektregion.....	98
Abbildung 2.64: Solarthermielastgang des Szenarios der Projektregion.....	99
Abbildung 2.65: Lastgang der festen Biomassenutzung des Szenarios der Projektregion	100
Abbildung 2.66: Lastgang der sonstigen Energieträger zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung des Szenarios der Projektregion	100
Abbildung 2.67: Ausgleichsenergie im Wärmebereich: Dauerlinie sonstiger Energieträger sowie der festen Biomassenutzung des Szenarios der Projektregion.....	101
Abbildung 2.68: Dauerlinien der Energieträger zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung des Szenarios der Projektregion	102
Abbildung 2.69: Stromlastgang des Szenarios der Projektregion.....	103
Abbildung 2.70: Strommengen aufgeschlüsselt nach unterschiedlicher Herkunft in der Projektregion	103
Abbildung 2.71: Solarstromlastgang des Szenarios der Projektregion	104
Abbildung 2.72: Jahreslastgang des täglichen Stromimport und -exportes des Szenarios der Projektregion	105
Abbildung 2.73: Ausgleichsenergie im Strombereich: Dauerlinie von Stromimport und -export des Szenarios der Projektregion	106
Abbildung 2.74: Dauerlinien einzelner Energieträger zur Strombereitstellung, des Stromimport/-exportes und des Wärmepumpenstrombedarfes des Szenarios der Projektregion	106
Abbildung 2.75: Jährlicher Gesamtenergiebedarf und Energieexport des Szenarios der Projektregion.....	107
Abbildung 2.76: Energieflussbild des Szenarios der Modellregion	108
Abbildung 2.77: Zusätzliches Potenzial einzelner regional verfügbarer Energieträger sowie der Effizienzsteigerung exklusive Abfall in der Modellregion	109
Abbildung 2.78: Zusätzliches Potenzial an regional verfügbaren Energieträgern sowie Effizienzsteigerung exklusive Abfall im Vergleich mit dem	109
Abbildung 2.79: Bedarfsdeckungsgrad durch Wasserkraft.....	111
Abbildung 2.80: Bedarfsdeckungsgrad durch Solarthermie.....	112
Abbildung 2.81: Bedarfsdeckungsgrad durch Photovoltaik.....	112
Abbildung 2.82: Bedarfsdeckungsgrad durch Biogasstrom	113

Abbildung 2.83: Bedarfsdeckungsgrad durch Biogaswärme	113
Abbildung 2.84: Bedarfsdeckungsgrad durch Wärme aus fester Biomasse.....	114
Abbildung 2.85: Bedarfsdeckungsgrad an Wärme durch feste Biomasse und Biogas.....	114
Abbildung 2.86: Bedarfsdeckungsgrad durch Wärmepumpenanwendung.....	115
Abbildung 2.87: Bedarfsdeckungsgrad durch Abwärme	115
Abbildung 2.88: Bedarfsdeckungsgrad an Niedertemperaturwärme durch regional verfügbare Energieträger	116
Abbildung 2.89: Bedarfsdeckungsgrad an Strom durch regional verfügbare Energieträger	117
Abbildung 2.90: CO ₂ -Ausstoß unterschiedlicher Energieträger des Szenarios in der Industrieregion Krems an der Donau	118
Abbildung 2.91: Amortisationszeit bei einem Stromeinspeisungstarif von 0,40 €.....	122
Abbildung 2.92: Amortisationszeit bei einem Stromeinspeisungstarif von 0,30 €.....	122
Abbildung 2.93: Amortisationszeit bei einem Stromeinspeisungstarif von 0,20 €.....	123
Abbildung 2.94: Amortisationszeit bei einem Stromeigenverbrauchsanteil von 100 %	127
Abbildung 2.95: Amortisationszeit bei einem Stromeigenverbrauchsanteil von 80 %	127
Abbildung 2.96: Amortisationszeit bei einem Stromeigenverbrauchsanteil von 50 %	128
Abbildung 2.97: Erntemengen Mais und Zuckerrüben in der Region Kamptal-Wagram	130
Abbildung 2.98: Amortisationsdauer der Variante 1 (1.800 kW Leistung)	137
Abbildung 2.99: Gewinn- und Verlustrechnung der Variante 1 (1.800 kW Trocknungsanlage)	138
Abbildung 2.100: Gewinn- und Verlustrechnung der Variante 2 (1.500 kW Trocknungsanlage).	139
Abbildung 2.101: Amortisationsdauer der Variante 2 (1.500 kW Leistung)	140
Abbildung 2.102: Weinbauflächen in den Gemeinden der Leader Region Kamptal-Wagram	142
Abbildung 2.103: Biomasse Rebschnitt - Eigenschaften	143
Abbildung 2.104: Amortisationskurve für eine 100 kW Biomasseheizungsanlage	144
Abbildung 6.1: Leistungsverlauf des Stromverbrauches der 3. Aprilwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)	159
Abbildung 6.2: Leistungsverlauf des Stromverbrauches der 3. Juliwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)	159
Abbildung 6.3: Leistungsverlauf des Stromverbrauches der 3. Oktoberwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Viertelstundenwerten).....	160
Abbildung 6.4: Leistungsverlauf des Erdgasverbrauches der 3. Aprilwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Stundenwerten).....	161
Abbildung 6.5: Leistungsverlauf des Erdgasverbrauches der 3. Juliwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Stundenwerten).....	162
Abbildung 6.6: Leistungsverlauf des Erdgasverbrauches der 3. Oktoberwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Stundenwerten).....	162
Abbildung 6.7: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen der Donau im Jahresverlauf in der Modellregion	163
Abbildung 6.8: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen des Spitzbachs im Jahresverlauf in der Modellregion	163
Abbildung 6.9: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen der Fladnitz im Jahresverlauf in der Modellregion	164
Abbildung 6.10: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen der Traisen im Jahresverlauf in der Modellregion	164
Abbildung 6.11: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen des Kamp im Jahresverlauf in der Modellregion	165
Abbildung 6.12: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen des Mühlkamp im Jahresverlauf in der Modellregion	165
Abbildung 6.13: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen der Krems im Jahresverlauf in der Modellregion	166
Abbildung 6.14: Windgeschwindigkeiten der 3. Aprilwoche 2006 in Bodennähe auf Basis von 10- Minutenmittelwerten am Standort Langenlois	167
Abbildung 6.15: Windgeschwindigkeiten der 3. Juliwoche 2006 in Bodennähe auf Basis von 10- Minutenmittelwerten am Standort Langenlois	167
Abbildung 6.16: Windgeschwindigkeiten der 3. Oktoberwoche 2006 in Bodennähe auf Basis von 10- Minutenmittelwerten am Standort Langenlois	168

6.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Jährlicher Bedarf an sonstigen Energieträgern der Region	45
Tabelle 2: Jährlicher Gesamtenergiebedarf der Projektregion.....	47
Tabelle 3: Aktueller CO ₂ -Ausstoß unterschiedlicher Energieträger in der Industrieregion Krems an der Donau	53
Tabelle 4: Ausgewählte Leistungsdaten und Jahresertrag dreier unterschiedlicher Hauswindkraftanlagen eines Standortes.....	66
Tabelle 5: Zusätzliches Biomassepotenzial der Projektregion aufgeschlüsselt nach unterschiedlichen Energieträgern	85
Tabelle 6: Potenzial an thermischer Jahresarbeit durch Wärmepumpen in der Projektregion, korrespondierende benötigte elektrische Jahresarbeit und Arbeitszahl	87
Tabelle 7: Parameter des Effizienzsteigerungspotenzials im Niedrigtemperaturwärmebereich der Region	92
Tabelle 8: Endenergiemengen unterschiedlicher Energieträger zur Bereitstellung des Niedertemperaturwärmeszenarios der Projektregion.....	99
Tabelle 9: Strommengen aus unterschiedlicher Herkunft in der Projektregion.....	104
Tabelle 10: Jährlicher Gesamtenergiebedarf und Energieexport des Szenarios der Projektregion	107
Tabelle 11: Versorgungsgrad einzelner regionaler Energieträger zur Niedrigtemperaturwärmebereitstellung	110
Tabelle 12: Versorgungsgrad einzelner regionaler Energieträger zur Strombereitstellung sowie der Wärmepumpenstrombedarf.....	110
Tabelle 13: CO ₂ -Ausstoß unterschiedlicher Energieträger des Szenarios in der Industrieregion Krems an der Donau	117
Tabelle 14: Standort-Eigenschaften – PV-Anlage 80 kWp	119
Tabelle 15: Technische Eigenschaften – PV-Anlage 80 kWp.....	120
Tabelle 16: Wirtschaftlicher Rahmen – Ökonomische Kennwerte der PV-Anlage (80 kWp).....	121
Tabelle 17: Standorteigenschaften – PV-Anlage (Einfamilienhaus)	123
Tabelle 18: Technische Eigenschaften – PV Anlage (Einfamilienhaus)	124
Tabelle 19: Wirtschaftlicher Rahmen – Ökonomische Kennwerte der PV Anlage (Einfamilienhaus)....	126
Tabelle 20: Eckdaten zur Trocknungsanlage	129
Tabelle 21: Angaben zu den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Modellrechnung	131
Tabelle 22: Angaben zur Finanzierung – Variante 1 und 2.....	132
Tabelle 23: Erforderliche Umrechnungen für die ökonomische Bewertung	132
Tabelle 24: Berechnung der Grundlagenzahl.....	132
Tabelle 25: Investitionskosten für Variante 1 – Trocknungsanlage 1.800 kW	133
Tabelle 26: Investitionskosten für Variante 2 – Trocknungsanlage 1.500 kW	133
Tabelle 27: Auflistung und Ableitung der Kosten für Heizmaterial (Variante 1 – Trocknungsanlage 1.800 kW)	134
Tabelle 28: Auflistung und Ableitung der Kosten für Heizmaterial (Variante 2 – Trocknungsanlage 1.500 kW)	134
Tabelle 29: Auflistung der Lohnkosten für Variante 1 – Trocknungsanlage 1.800 kW	135
Tabelle 30: Auflistung der Lohnkosten für Variante 2 – Trocknungsanlage 1.500 kW	135
Tabelle 31: Auflistung der Kosten für Wartung, Versicherung und Sonstigen Kosten – Variante 1	135
Tabelle 32: Auflistung der Kosten für Wartung, Versicherung und Sonstigen Kosten – Variante 2	136
Tabelle 33: Abschreibungen der Anlage bei den beiden Varianten.....	136
Tabelle 34: Erlöse für getrocknetes Material.....	136
Tabelle 35: Eckdaten für Standort Hackschnitzelanlage.....	141
Tabelle 36: Auflistung der ökonomischen Rahmenbedingungen	144

6.3 Gegenüberstellung des regionalen Stromverbrauches und des österreichischen Verlaufes

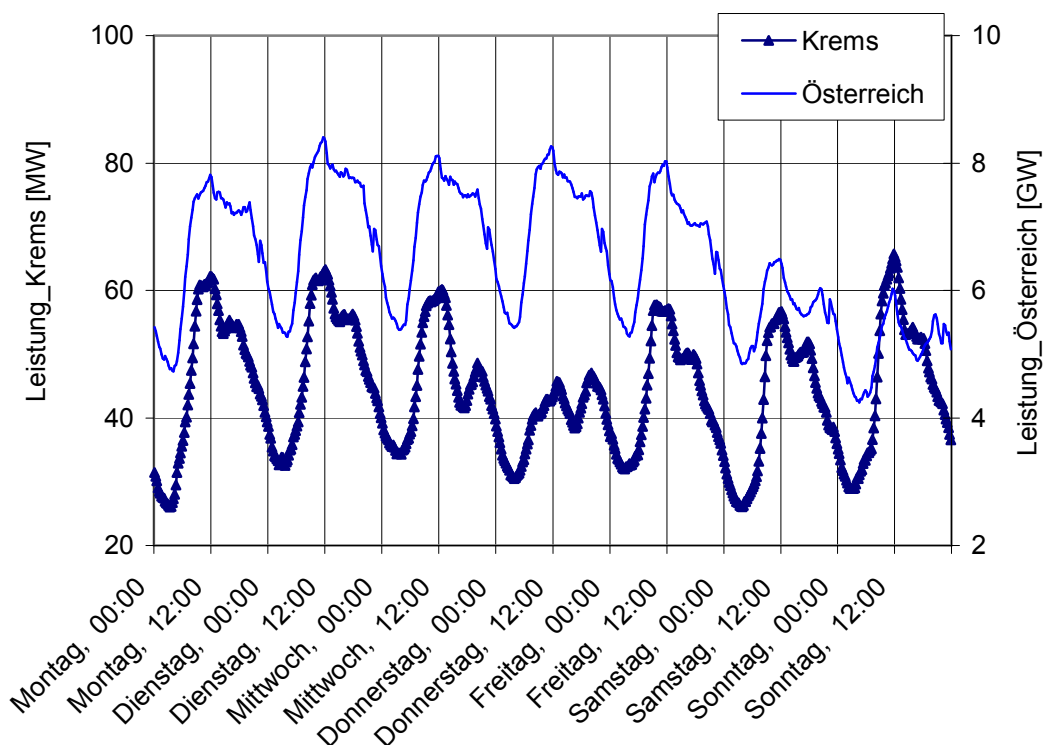


Abbildung 6.1: Leistungsverlauf des Stromverbrauches der 3. Aprilwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)
Quelle:[E-Control, 2006a; Projektbeteiligte]

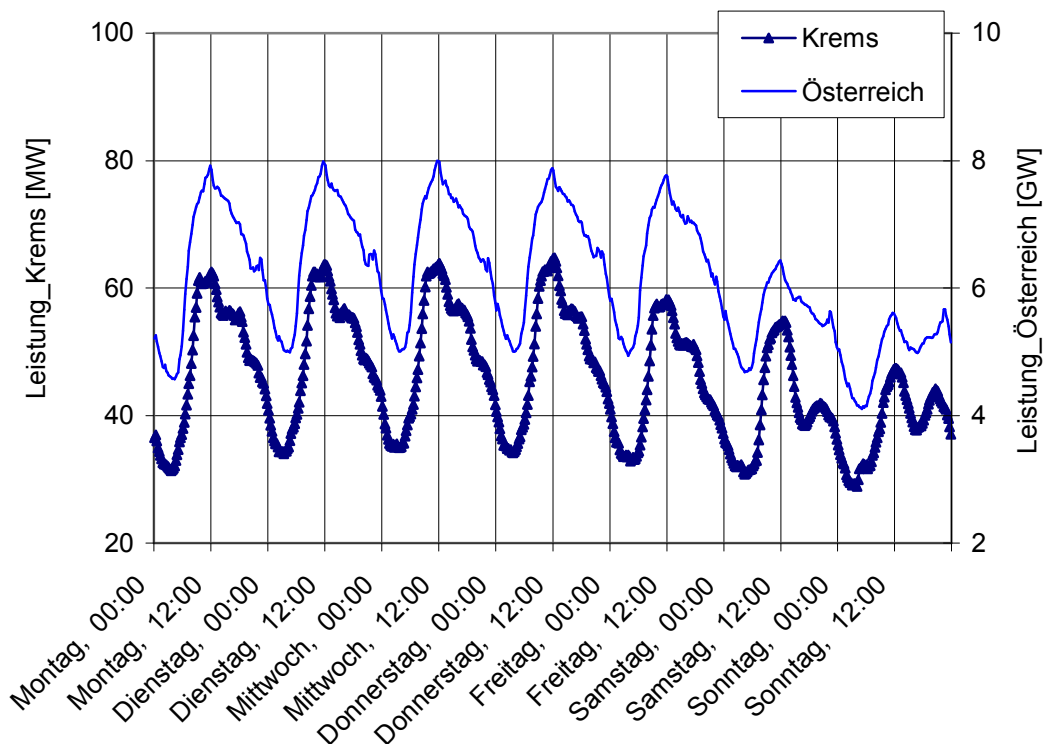


Abbildung 6.2: Leistungsverlauf des Stromverbrauches der 3. Juliwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)

[E-Control, 2006a; Projektbeteiligte]

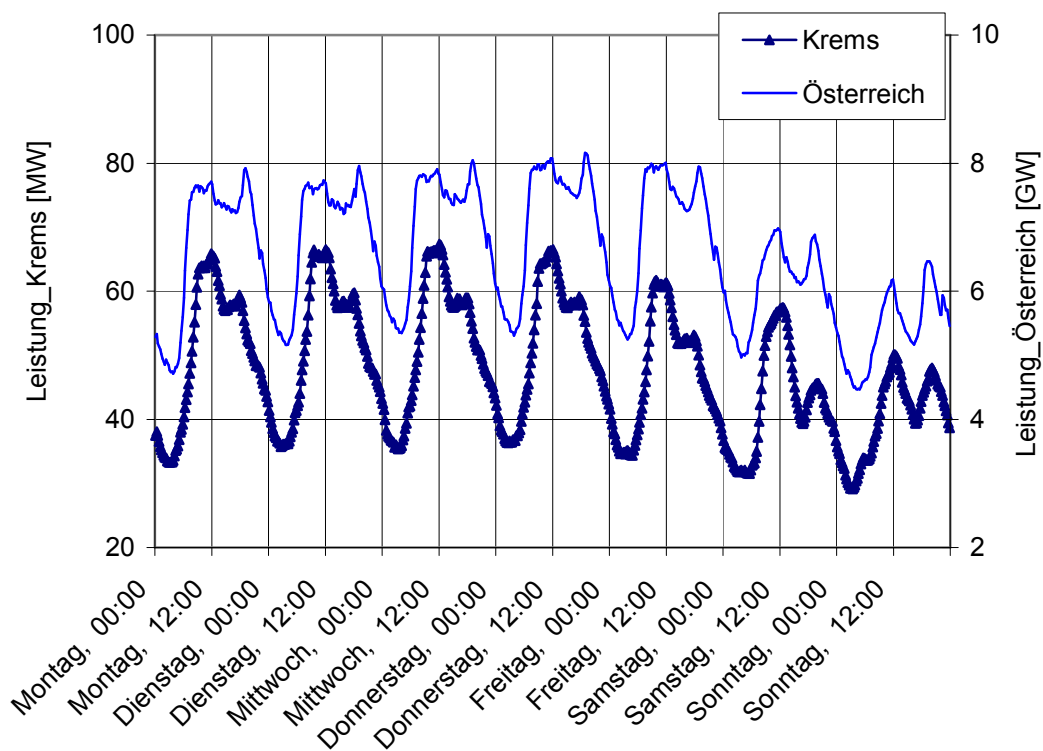


Abbildung 6.3: Leistungsverlauf des Stromverbrauches der 3. Oktoberwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Viertelstundenwerten)
[E-Control, 2006a; Projektbeteiligte]

6.4 Gegenüberstellung des regionalen Erdgasverbrauches und des österreichischen Verlaufes

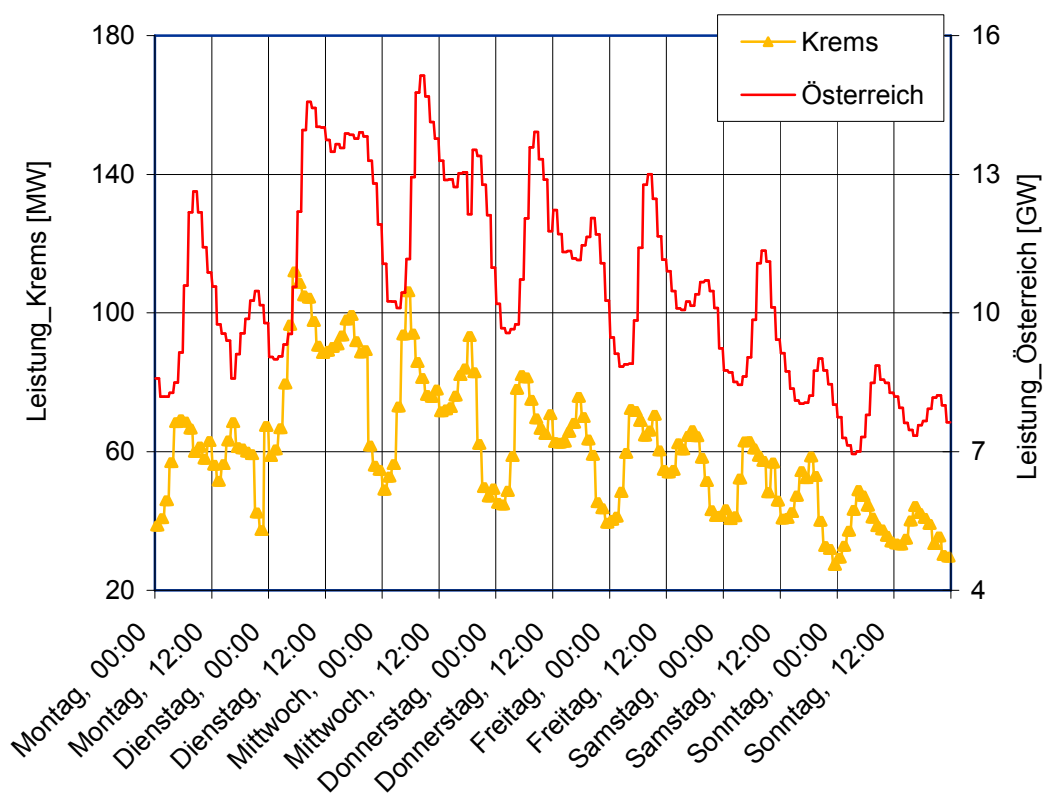


Abbildung 6.4: Leistungsverlauf des Erdgasverbrauches der 3. Aprilwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Stundenwerten)
[EVN, 2006b; AGCS, 2009; Projektbeteiligte]

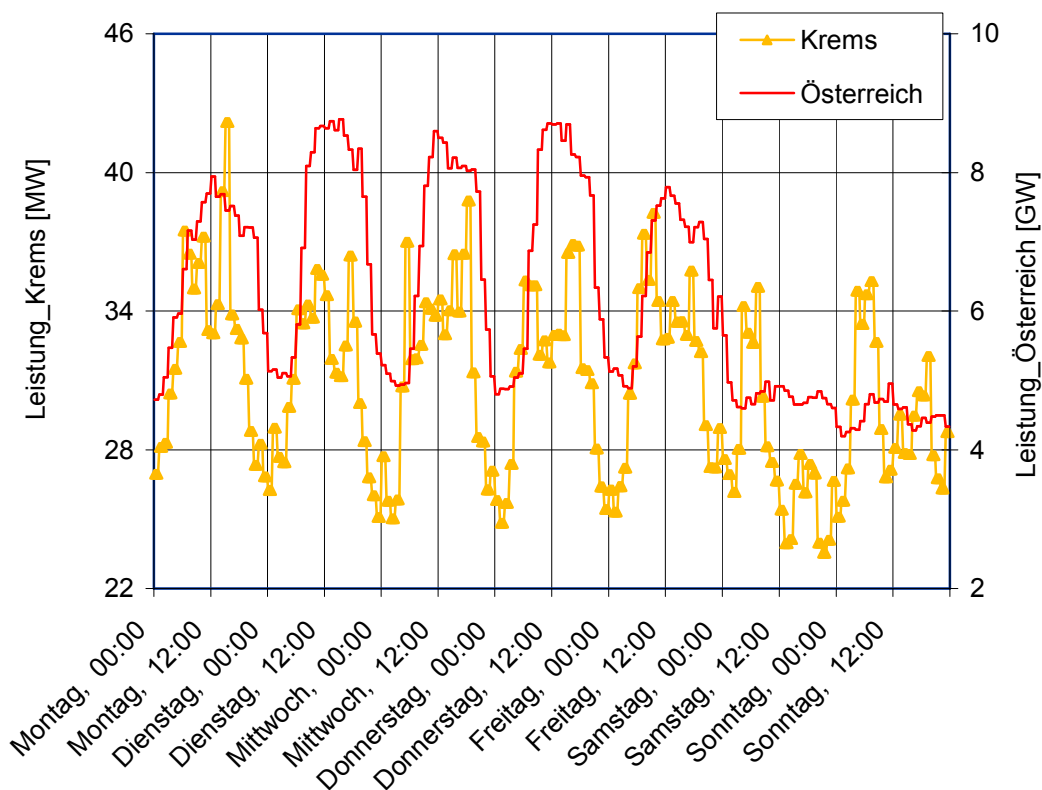


Abbildung 6.5: Leistungsverlauf des Erdgasverbrauches der 3. Juliwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Stundenwerten)

[EVN, 2006b; AGCS, 2009; Projektbeteiligte]

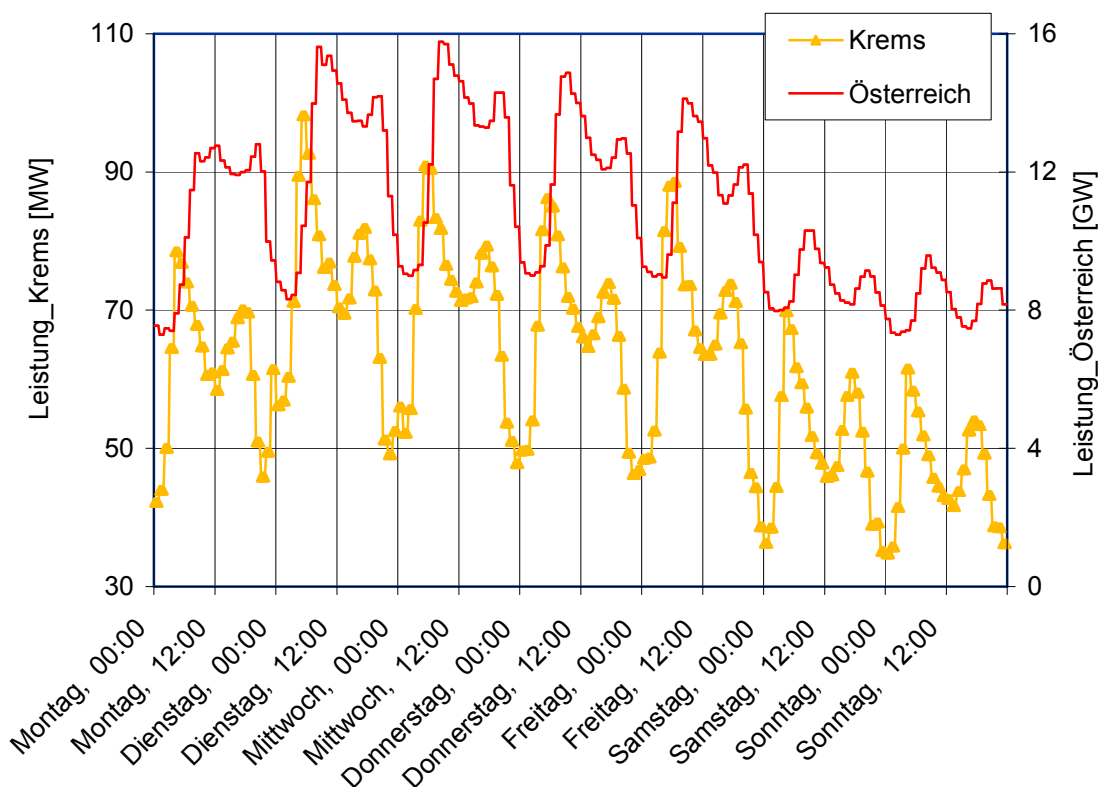


Abbildung 6.6: Leistungsverlauf des Erdgasverbrauches der 3. Oktoberwoche 2006 (Montag bis Sonntag) in Österreich und in der Projektregion (auf Basis von Stundenwerten)

[EVN, 2006b; AGCS, 2009; Projektbeteiligte]

6.5 Tagesarbeit aus Wasserkraft und mittlere Abflüsse an Oberflächengewässern des Untersuchungsgebietes

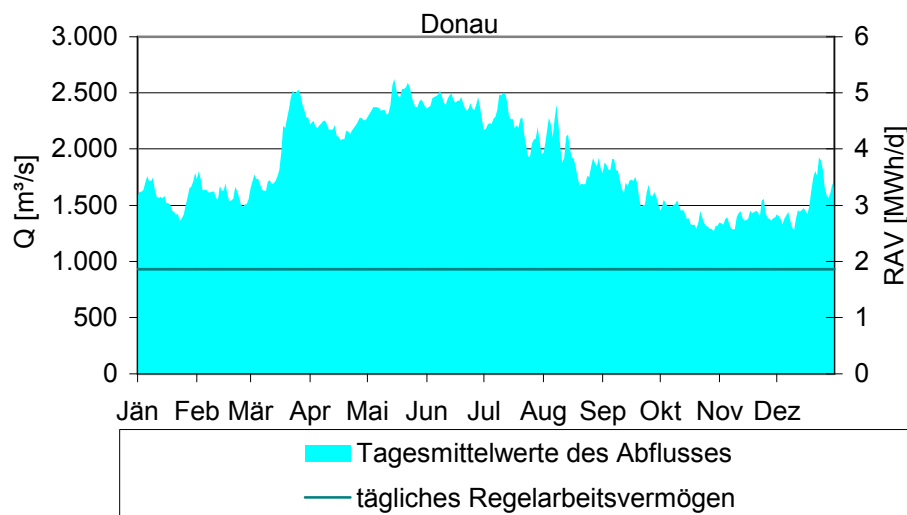


Abbildung 6.7: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen der Donau im Jahresverlauf in der Modellregion

[eHYD, 2009; BH Krems-Land, 2009; BH St. Pölten, 2009; BH Tulln, 2009; Magistrat Krems, 2009]

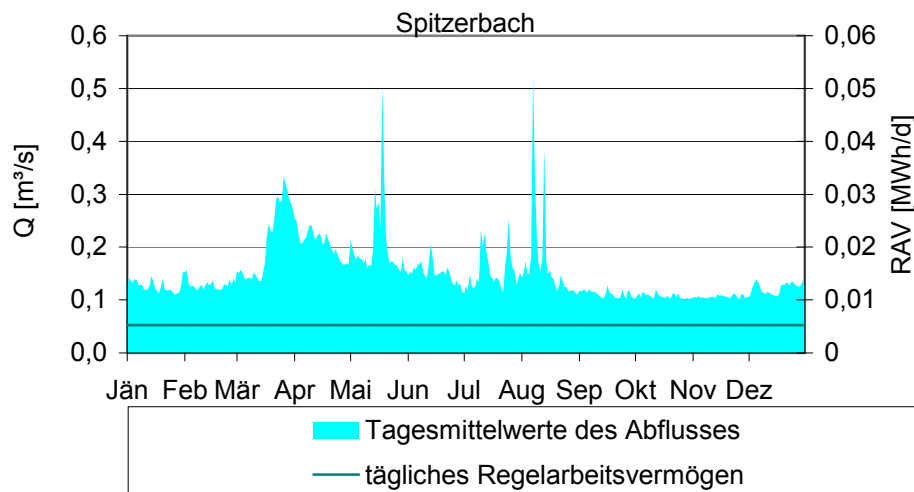


Abbildung 6.8: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen des Spitzbachs im Jahresverlauf in der Modellregion

[eHYD, 2009; BH Krems-Land, 2009; BH St. Pölten, 2009; BH Tulln, 2009; Magistrat Krems, 2009]

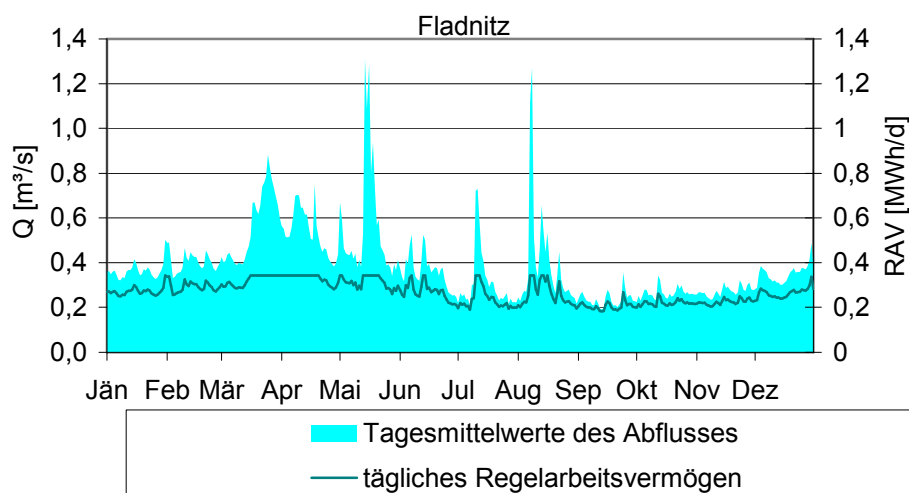


Abbildung 6.9: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen der Fladnitz im Jahresverlauf in der Modellregion

[eHYD, 2009; BH Krems-Land, 2009; BH St. Pölten, 2009; BH Tulln, 2009; Magistrat Krems, 2009]

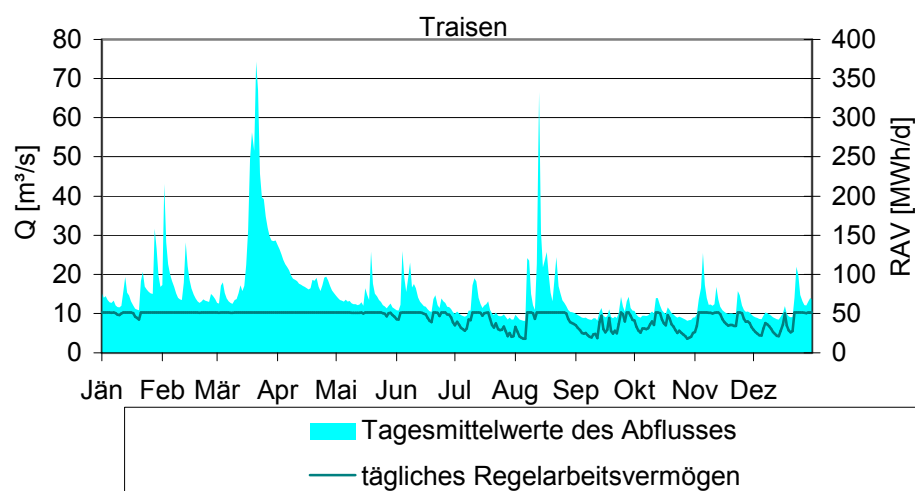


Abbildung 6.10: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen der Traisen im Jahresverlauf in der Modellregion

[eHYD, 2009; BH Krems-Land, 2009; BH St. Pölten, 2009; BH Tulln, 2009; Magistrat Krems, 2009]

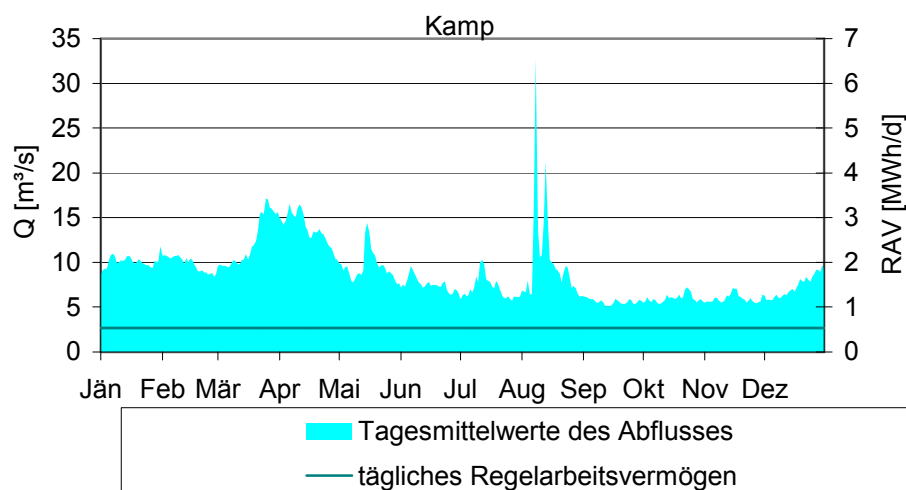


Abbildung 6.11: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen des Kamp im Jahresverlauf in der Modellregion

[eHYD, 2009; BH Krems-Land, 2009; BH St. Pölten, 2009; BH Tulln, 2009; Magistrat Krems, 2009]

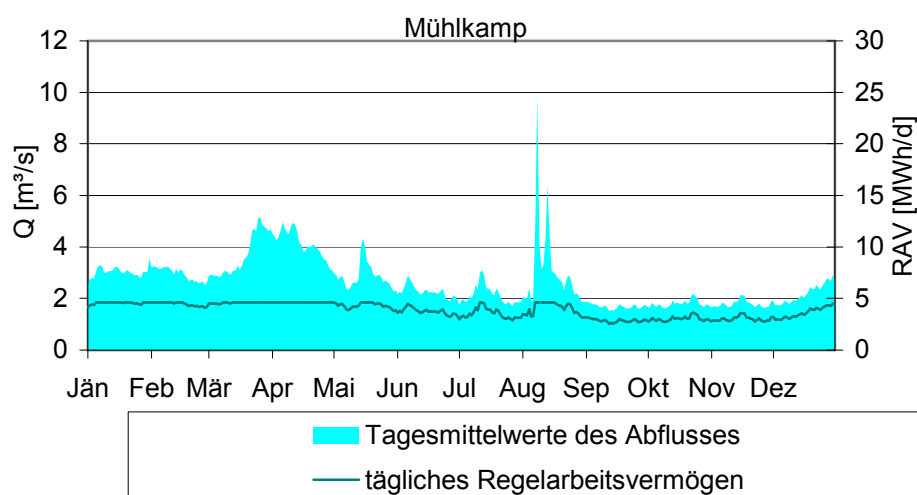


Abbildung 6.12: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen des Mühlkamp im Jahresverlauf in der Modellregion

[eHYD, 2009; BH Krems-Land, 2009; BH St. Pölten, 2009; BH Tulln, 2009; Magistrat Krems, 2009]

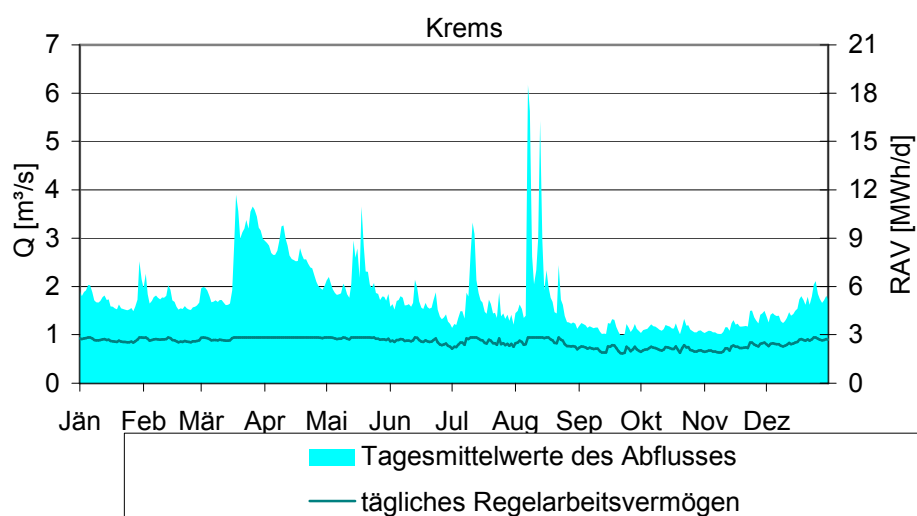


Abbildung 6.13: Tagesmittelwerte des Abflusses und tägliches Regelarbeitsvermögen der Krems im Jahresverlauf in der Modellregion

[eHYD, 2009; BH Krems-Land, 2009; BH St. Pölten, 2009; BH Tulln, 2009; Magistrat Krems, 2009]

6.6 10-Minutenmittelwerte der Windgeschwindigkeiten auf Bodennähe am Standort Langenlois ausgewählter Wochen

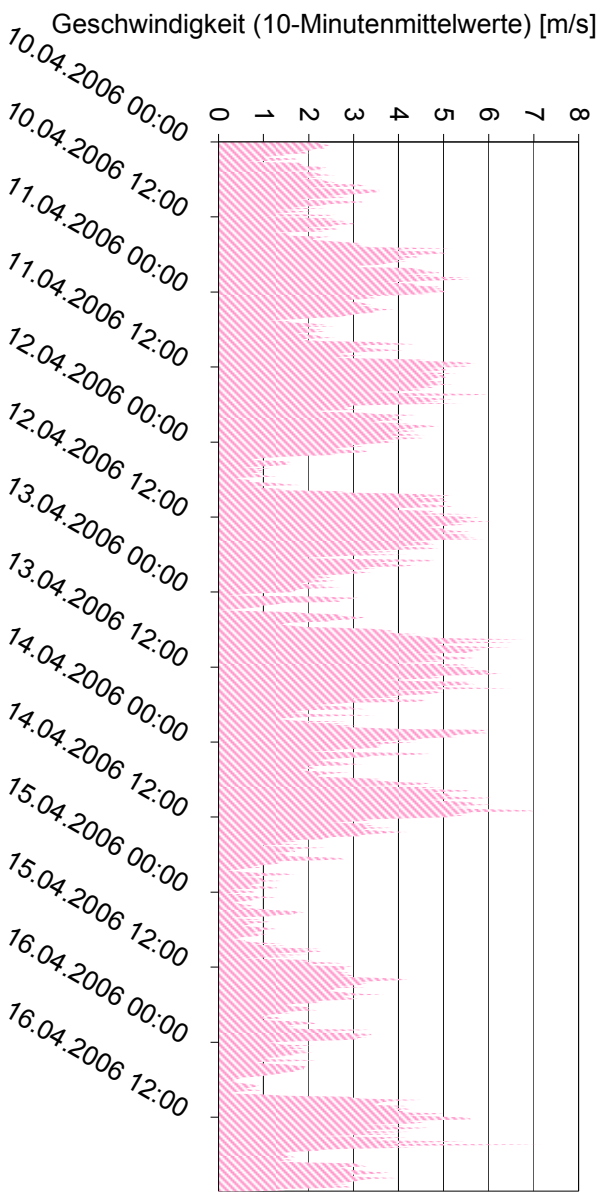


Abbildung 6.14: Windgeschwindigkeiten der 3. Aprilwoche 2006 in Bodennähe auf Basis von 10-Minutenmittelwerten am Standort Langenlois [ZAMG, 2009]

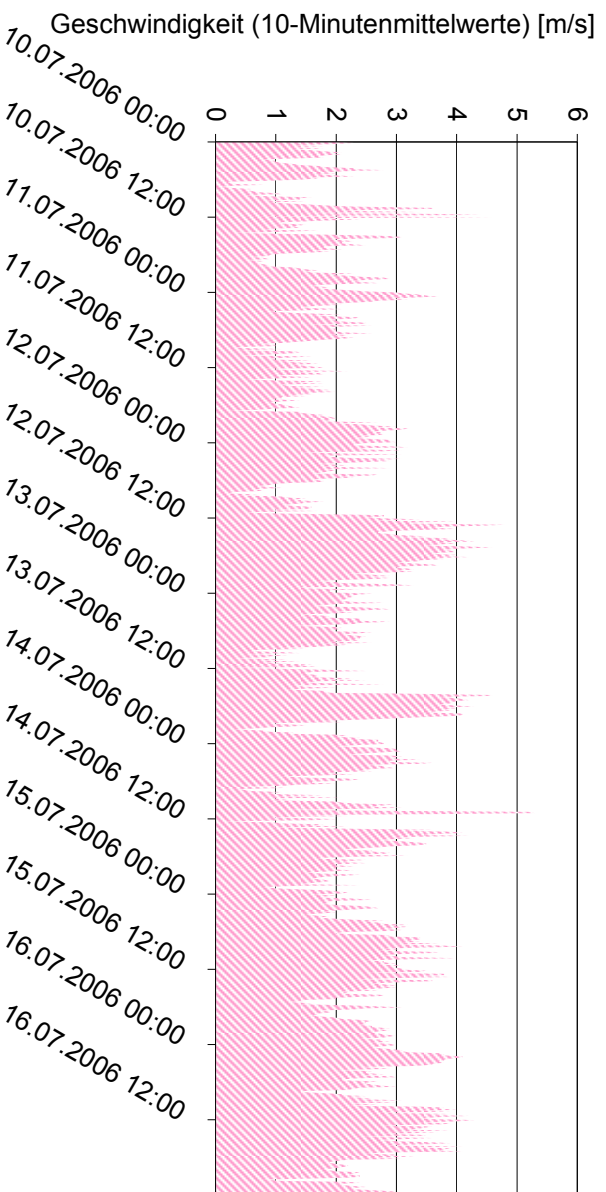


Abbildung 6.15: Windgeschwindigkeiten der 3. Juliwoche 2006 in Bodennähe auf Basis von 10-Minutenmittelwerten am Standort Langenlois [ZAMG, 2009]

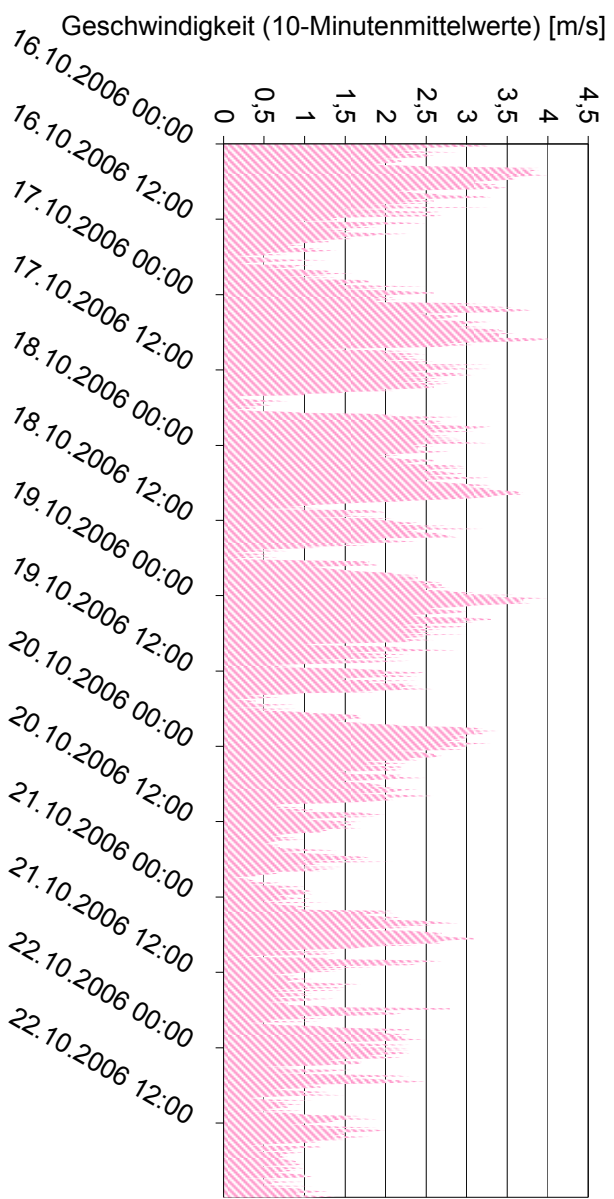


Abbildung 6.16: Windgeschwindigkeiten der 3. Oktoberwoche 2006 in Bodennähe auf Basis von 10-Minutenmittelwerten am Standort Langenlois [ZAMG, 2009]

IMPRESSUM

Verfasser

Regionalverband noe-mitte

Karin Tausz

Josefstraße 46a, Top 5

3100 St. Pölten

Telefon: 02742 71800

Fax: 02742 71800-40

E-Mail: tausz@noe-mitte.at

Web: www.noe-mitte.at

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22

1060 Wien

office@klimafonds.gv.at

www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

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

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

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH