

NEUE ENERGIEN 2020

Publizierbarer Endbericht

BioSpaceOpt

Regionale integrative Beurteilung von Bioenergie-
Nutzungspfaden auf Basis räumlicher Aspekte

Entwicklung eines Modellverbundes und
Erstellung einer Fallstudie

durchgeführt von



Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds



Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)



Projektleitung

Research Studios Austria Forschungsgesellschaft mbH
Studio iSPACE – Bereich onENERGY



Dr. Markus Biberacher (Ansprechpartner, markus.biberacher@researchstudios.at)

Dipl.-Ing. Stephan Hausl

Mag. Ingrid Schardinger

Mag. Daniela Zocher

Mag. Sabine Gadocha

Projektpartner

Universität für Bodenkultur Wien
Institut für Nachhaltige Wirtschaftsentwicklung



Dr. Johannes Schmidt

Dr. Martin Schönhart

Mag. Viktoria Gass

Mag. Dieter Mayr

International Institute for Applied System Analysis

Dr. Sylvain Leduc



Technische Universität Wien
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Energy Economics Group



Dr. Gerald Kalt

Lehr- und Forschungszentrum Raumberg-Gumpenstein

Mag. Thomas Guggenberger, M.Sc.



in Zusammenarbeit mit

LEADER-Region Sauwald

Thomas Müller (Regionalmanager)



Klimabündnis Oberösterreich

Mag. Norbert Rainer



Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	6
1. Einleitung	9
1.1 Hintergrund	9
1.2 Aufgabenstellung	10
1.3 Schwerpunkte	11
1.4 Einordnung in das Programm	11
1.5 Verwendete Methoden	12
1.6 Aufbau der Arbeit	12
2. Inhaltliche Darstellung	13
2.1 Konzeptionelles Systemdesign	13
2.1.1 Referenzenergiesystem	13
2.1.2 Gesamter Modellverbund	14
2.1.2.1 Biomasse-Modellverbund	16
2.1.2.2 Optimierungsmodellverbund	19
2.2 Vorarbeiten zur Anwendung des Modellverbundes auf die Testregion	21
2.2.1 Datenakquise und -aufbereitung	21
2.2.2 Ermittlung des Wärmebedarfs	22
2.2.3 Ermittlung der Energiepotenziale neben Biomasse	25
2.2.3.1 Solarpotenziale	25
2.2.3.2 Umgebungswärme	26
2.2.4 Überblick über Bedarf und Potenziale	28
2.2.5 Technologien	29
3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen	36
3.1 Optimierung mit BeWhere	37
3.1.1 Szenarienbeschreibung	37
3.1.2 Energiemix	38
3.1.3 Kosten	39
3.1.4 Änderungen in der Bereitstellung von Biomasse aus dem Agrar- und Forstbereich	40
3.1.5 Effekte im Agrarsektor	41
3.1.6 Sensitivitätsanalyse	43
3.2 Optimierung mit RESRO	44
3.2.1 Szenarienbeschreibung	45
3.2.2 Energiemix	46
3.2.3 Kosten und Treibhausgasemissionen	48
3.2.4 Überlegungen zur Autarkie	49
3.3 Evaluierung mit AGS	51
3.3.1 Systembeschreibung	51
3.3.2 Integration des Referenzenergiesystems	52
3.3.3 Evaluierungsziel	53
3.3.4 Leistungsdaten der Landwirtschaft in der Region Sauwald	53
3.3.5 Szenarien und deren Folgen auf die Versorgungssicherheit mit Nahrung	56
3.4 Schlussfolgerungen	60

4.	Ausblick und Empfehlungen.....	62
4.1	Allgemein	62
4.2	Exkurs: Energiegestehungskosten	63
4.3	Empfehlungen	64
5.	Literaturverzeichnis	66
6.	Anhang.....	68

Kurzfassung

Ausgangssituation/Motivation

Sowohl Lebens- und Futtermittel- als auch Energie auf begrenzten land- und forstwirtschaftlichen Flächen herzustellen, stellt eine große Herausforderung bei der Erreichung ehrgeiziger Klima- und Energiepolitikziele dar. Eine optimierte Nutzung verfügbarer Flächen unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten ist daher notwendiger denn je. Die Klima- und Energiemodellregion Sauwald mit ihrem hohen Anteil an land- und forstwirtschaftlichen Flächen und der Vision eines nachhaltigeren Energiesystems stellt eine gut geeignete Anwendungsregion dar, um in einem Projekt die Grenzen und Möglichkeiten eines regionalen, biomassebasierten Energiesystems auszuloten.

Zielsetzungen

Hauptziel des Projektes war es, einen übertragbaren und wissenschaftlich fundierten Modellverbund zu entwickeln, mit dessen Hilfe regionale Biomassenutzungsketten und deren energetische Vorleistung bewertet und optimiert werden können. Dieses Werkzeug kann einen wesentlichen Beitrag zur Entwicklung regional spezifischer, optimierter Biomassenutzungsstrategien leisten. Das entwickelte Framework wurde auf die Region Sauwald angewendet und Empfehlungen zur Weiterentwicklung lokaler Energiestrategien ausgesprochen. Neben den Betrachtungen zur Biomassenutzung wurden räumlich explizite Informationen zu Wärmebedarf und den Potenzialen anderer erneuerbarer Energien quantitativ ermittelt, um diese in den verschiedenen Energieoptimierungsmodellen zu nutzen. Die Ergebnisse sollen daraufhin, vor allem in Hinblick auf Kosten und Nutzen sowie Landnutzungsänderungen, evaluiert werden.

Aufbau und Methodik

Abgestimmt auf die regionalen Voraussetzungen wurden optimierte Fruchtfolgen bestimmt und geographisch explizit Kulturerträge der ermittelten Fruchtfolgen bzw. des forstwirtschaftliche Zuwachses und der Grünlanderträge basierend auf Boden- und Klimadaten berechnet. Zudem wurden auch Bedarfsstrukturen von Wärme in räumlich hoch aufgelöster Form und Strom in aggregierter Form ermittelt. Der Bedarf an Nahrungsmitteln und Treibstoffen wurde ebenfalls abgeschätzt und berücksichtigt.

Die modelltechnische Umsetzung erfolgte in einem rasterbasierten Ansatz. Die räumliche Auflösung betrug in der agrarwirtschaftlichen Modellierung 1 km x 1 km und in einem weiteren vorwiegend energiewirtschaftlichen Modellverbund bis zu 100 m x 100 m. Hintergrund dieses Ansatzes war neben der expliziten Berücksichtigung von lokalen Voraussetzungen zur Produktion von Biomasse auch die Berücksichtigung der räumlichen Verteilung des bestehenden und zukünftigen Bioenergiesystems, der Wärmenachfrage, und der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien (Solarthermie, Umgebungswärme und

Photovoltaik). Regionalstatistische Daten und Landnutzungsdaten auf Rasterbasis bildeten dabei die wesentliche Datengrundlage für den Modellverbund. Zusätzlich verwenden die Modelle Klimadaten und Daten zur Beschreibung der technischen und ökonomischen Eigenschaften von Energiekonversionstechnologien.

Basierend auf dieser Grundlage wurden für die Region individuelle Biomassenutzungsketten identifiziert und ihr Beitrag zur kostenoptimalen Versorgung der Region in verschiedenen Szenarien ermittelt. Die Szenarien wurden mit verschiedenen Energiesystemmodellen gerechnet, wobei zum Teil eine Kopplung der Modelle durchgeführt wurde. Der Einsatz mehrerer Energiemodelle hat den Vorteil, von den unterschiedlichen Modellierungsschwerpunkten der einzelnen Modelle profitieren zu können und auch die Einzelergebnisse im Gesamtkontext besser einschätzen und bewerten zu können.

Die Modellergebnisse, d.h. die Szenarien der Energieversorgung und der Biomassenutzungspfade, wurden im Anschluss evaluiert. Die Bewertung wurde vor allem auf Basis von Treibhausgasemissionen, Kosten und Flächenbedarf durchgeführt.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Vor den Szenarienrechnungen und der Darstellung der optimalen Biomassenutzungspfade wurden wichtige Vorarbeiten, wie etwa die Berechnung der technische Potenziale der erneuerbaren Energieträger Solarthermie (158 GWh/Jahr), Photovoltaik (58 GWh/Jahr) und Umgebungswärme (ges. 43 GWh/Jahr) in der Modellregion Sauwald, geleistet. Darüber hinaus wurde der Wärmebedarf in einer räumlichen Auflösung von 1 km x 1 km für Haushalte, öffentliche Einrichtungen sowie Gewerbe ermittelt und später nochmals auf den 100 m x 100 m Raster disaggregiert. Es ergab sich ein Wärmebedarfswert von insgesamt knapp 160 GWh/Jahr. Der derzeitige Strombedarf beträgt rund 70 GWh/Jahr. Nach der Festlegung der technischen und ökonomischen Technologieparameter wurden schließlich die Szenarienrechnungen zur Optimierung des Energiesystems durchgeführt. Der Fokus wurde dabei auf die optimale Nutzung regional verfügbarer Biomasse unter der Annahme von Energieautarkieszenarien gelegt.

Die Modellergebnisse zeigen, dass feste Biomasse aus Forst- und Landwirtschaft den Wärmebedarf der Region decken und so zu einer vollständigen Substitution von Heizöl in der Region führen kann. Unterstellt man ein langfristiges Ölpreisniveau ähnlich dem derzeitigen (120 \$/bbl), entstehen keine Mehrkosten gegenüber ölbasierter Wärmeherzeugung. Solarthermie ist durch die relativ hohen Investitionskosten der Anlagen nie Teil der kostenoptimalen Lösung, während günstige Umgebungswärme zum Teil genutzt wird.

Das Konzept der Energieautarkie in den Sektoren Wärme und Strom, welches von regionalen Akteuren als Vision entwickelt wurde, konnte in diesem Projekt aus ökonomischer und ökologischer Sicht nicht uneingeschränkt positiv bewertet werden. Im Bereich der Stromversorgung ist Autarkie ohne Nutzung der Windkraft, welche von regionalen Stakeholdern weitgehend abgelehnt wird, nur schwer realisierbar. Überdies übersteigen die Kosten der Autarkieszenarien die der konventionellen Nicht-Autarkieszenarien deutlich, was unter anderem an dem notwendigen großflächigen Einsatz von Photovoltaik zur Erreichung

des Autarkieziels liegt. Aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger Preisentwicklungen bei Photovoltaikanlagen sind die berechneten Mehrkosten als grobe Abschätzung zu sehen, die unter günstigen Marktentwicklungen auch niedriger ausfallen können. Der Bedarf nach regional erzeugtem Strom in den Autarkieszenarien führt auch zu einem Ausbau von Biomasseanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Aufgrund der relativ geringen und saisonal stark schwankenden Wärmenachfrage sind in der Region jedoch keine optimalen Rahmenbedingungen für einen energetisch und ökonomisch effizienten Einsatz von Biomasse-KWK gegeben. Lokale Treibstoffproduktion wird sowohl aufgrund der geringen Potentiale von Energiepflanzen sowie verhältnismäßig hoher Produktionskosten in Zukunft keine signifikante Rolle spielen.

Die Ergebnisse und die dazugehörigen Schlussfolgerungen wurden am 6. Dezember 2011 auf einer öffentlich abgehaltenen Abschlussveranstaltung in der Region Sauwald (Beitrag darüber auf www.sauwald.at) präsentiert und mit der Bevölkerung und Entscheidungsträgern diskutiert. Im Rahmen des Projektes wurde auch eine Web-Applikation erstellt, mit deren Hilfe die Resultate und Arbeiten dieses Projektes interaktiv zugänglich gemacht werden (erreichbar über www.energieautarkie.at).

1. Einleitung

1.1 Hintergrund

Der nachwachsende Rohstoff Biomasse stellt seit langem neben der Wasserkraft einen der traditionellen Grundpfeiler der österreichischen Energieversorgung dar. Allein diese beiden Energieträger tragen zurzeit ca. $\frac{3}{4}$ zur inländischen Energieproduktion bei. Aufgrund der hohen Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern liegt der Anteil Erneuerbarer am Gesamtenergieverbrauch (Primärenergie) derzeit knapp über 25% (Statistik Austria, 2012). Ein sehr starker Zuwachs bei der Erzeugung wurde vor allem bei den so genannten biogenen Brenn- und Treibstoffen verzeichnet, die sämtliche Biomassefraktionen mit Ausnahme von Brennholz und biogenen Hausmüll beinhalten (d.h. Hackschnitzel, Sägespäne und andere Sägenebenprodukte („Holzabfall“), Pellets, Briketts, Stroh, Biogas und andere gasförmige Energieträger biogener Herkunft sowie, Biotreibstoffe und biogene Ablauge der Papierindustrie). Deren Erzeugung ist seit Anfang der 1970er-Jahre von ca. 2 PJ auf 146 PJ gestiegen, wie in Abbildung 1 zu sehen ist¹. Der Anteil biogener Energieträger am Gesamtenergieverbrauch ist im selben Zeitraum von unter 6 % auf über 15 % gestiegen.²

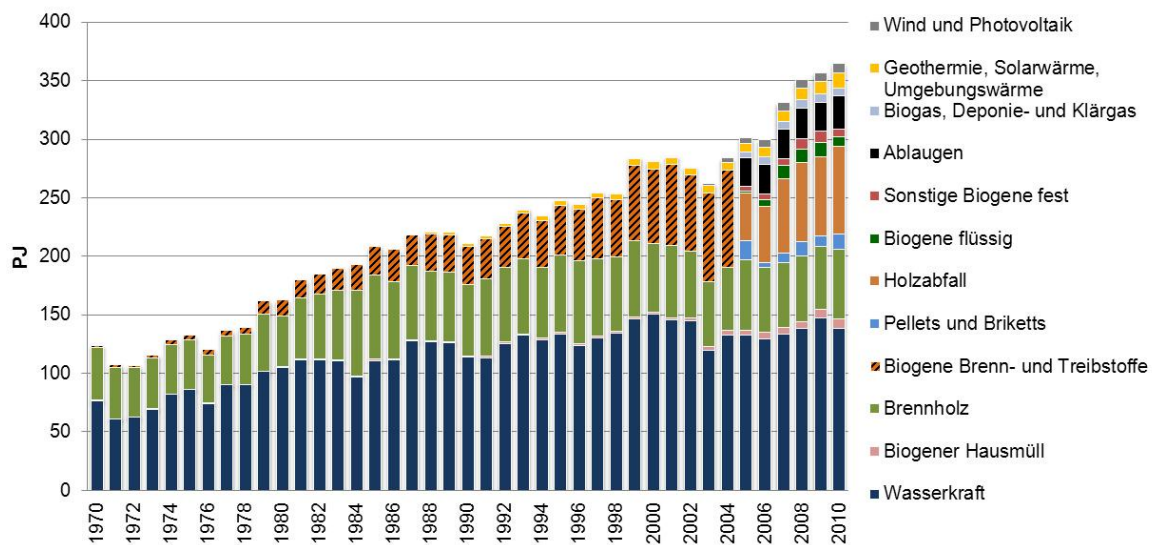


Abbildung 1 Inländische Erzeugung erneuerbarer Energien. Quelle: Statistik Austria (2012), eigene Darstellung

1 Eine detaillierte Aufschlüsselung der „biogenen Brenn- und Treibstoffe“ ist in der Energiebilanz (Statistik Austria, 2012) erst ab 2005 verfügbar, daher die unterschiedliche Darstellung der Daten vor und nach 2005 in Abbildung 1.

2 Für eine detaillierte Darstellung des österreichischen Bioenergiesektors siehe z.B. Kalt et al. (2011).

Biomasse kann für die Versorgung mit Wärme und Strom oder als Treibstoff energetisch genutzt werden. Der Einsatz von Bioenergie kann zur Einsparung fossiler Brennstoffe führen und somit die Importabhängigkeit im Energiebereich verringern. Darüber hinaus bringt die Energieerzeugung aus Biomasse im Vergleich zu konventionellen (auf fossilen Energieträgern basierenden) Technologien in der Regel signifikante Reduktionen der Treibhausgasemissionen. Zudem wird Bioenergienutzung auch aus ökonomischer Sicht immer interessanter, wozu einerseits steigende Preise bei den fossilen Energieträgern (s. Abbildung 2) und andererseits technologischer Fortschritt im Bioenergiesektor beitragen.

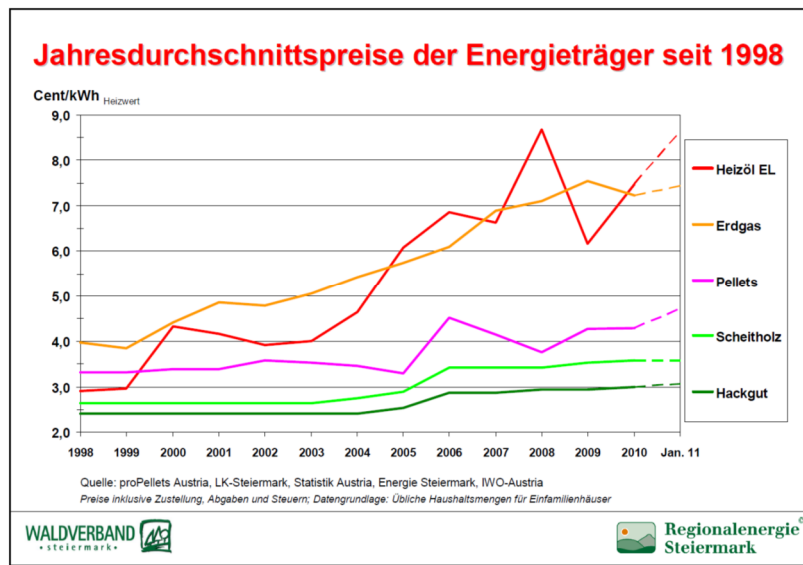


Abbildung 2 Preisentwicklung von Energieträgern. Quelle: Regionalenergie Steiermark

Als einer der häufigsten Kritikpunkte der Bioenergienutzung wird die Landnutzungskonkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion genannt. Eine optimierte Landnutzung in Kombination mit einer Optimierung von Biomassenutzungsketten stellt damit eine zunehmende Herausforderung im Kontext aktueller Klima- und Energiepolitik dar. Eine nachhaltige und effiziente Nutzung verfügbarer Flächen ist notwendiger denn je.

1.2 Aufgabenstellung

Hauptziel des Projektes war es, einen übertragbaren und wissenschaftlich fundierten Modellverbund zu entwickeln, mit dessen Hilfe regionale Biomassenutzungsketten und deren energetische Vorleistung bewertet und optimiert werden können. Dieses Werkzeug kann einen wesentlichen Beitrag zur Entwicklung regional spezifischer, optimierter Biomassenutzungsstrategien leisten. Innerhalb des Modellverbundes wurde der Weg der Biomasse von den Anbauflächen wie Wald, Acker oder Wiesen über den Transport zu den dezentralen als auch zentralen Energieerzeugungsanlagen bis hin zu den Verbrauchern modelliert und optimiert werden.

Das entwickelte Framework wurde auf die Region Sauwald angewendet und Empfehlungen zur Weiterentwicklung lokaler Energiestrategien ausgesprochen. Die Klima- und Energiemodellregion Sauwald mit ihrem hohen Anteil an forst- und landwirtschaftlichen Flächen und ihrer Vision eines nachhaltigeren Energiesystems stellt eine gut geeignete Anwendungsregion für dieses Projekt dar.

Neben den Betrachtungen zur Biomassenutzung wurden räumlich explizite Informationen zu Wärmebedarf und den Potenzialen anderer erneuerbarer Energien quantitativ ermittelt, um diese in den verschiedenen Energieoptimierungsmodellen zu nutzen. Die Ergebnisse sollen daraufhin, vor allem in Hinblick auf Landnutzungsänderungen, evaluiert werden.

Projektergebnisse sollen in wissenschaftlichen Journals, auf Konferenzen, in einer Web-Applikation, einer Projektmappe und in der Region selbst vorgestellt werden.

1.3 Schwerpunkte

Schwerpunkt des Projektes war die Erstellung des schon genannten Modellverbundes, welcher in dieser Form zuvor noch nie zum Einsatz gekommen ist. Das Zusammenspiel mehrerer agrar- /forstwirtschaftlicher und energiewirtschaftlicher Modelle im Modellverbund ermöglicht eine umfassende Betrachtung und Optimierung regionaler Biomassenutzungsketten. Im Mittelpunkt stehen dabei die Modelle EPIC, PASMA, BeWhere und RESRO, wobei die serielle Kopplung dieser Modelle eine der Hauptherausforderungen des Projektes darstellte.

Um den erstellten Modellverbund zu testen und zu verbessern, wurde dieser auf die Region Sauwald angewendet. Der Fokus in den Szenarien lag auf dem Autarkiegedanken, also der Selbstversorgung der Region mit regional verfügbaren Energieträgern.

1.4 Einordnung in das Programm

Das Projekt BioSpaceOpt zielte darauf ab, Hilfestellung bei der Entscheidungsfindung zu einer regionalen Energiestrategie zu geben. Durch Optimierung der Biomassenutzungspfade wurde versucht, eine nachhaltige und effiziente Verwendung der in der Region vorhandenen Ressourcen sicherzustellen. Da neben Bioenergie auch andere erneuerbare Energien in diesem Projekt untersucht wurden, trägt das Projekt dazu bei, die Identifikation und Nutzung der erneuerbaren Energiepotenziale zu fördern und dadurch fossile Energieträger zu substituieren. Somit hilft das Projekt dabei, die Energieimportabhängigkeit Österreichs ebenso wie den Ausstoß von klimaschädlichen Treibhausgasen zu senken.

Die Ergebnispräsentation und -evaluierung umfasst ökonomische, ökologische und soziale Komponenten, da Umwälzungen in der Energieversorgung Auswirkungen auf diese Bereiche nach sich ziehen. Kosten der Energiebereitstellung wurden in diesem Projekt genauso betrachtet wie damit verbundene Treibhausgasemissionen, die Auswirkungen auf den land- und forstwirtschaftlichen Sektor und auf die Verteilungswirkung in der Region.

Da das Projektteam aus unterschiedlichen Disziplinen und Institutionen zusammengestellt war, wurden auch interdisziplinäre Zusammenarbeit und systemisches Denken gefördert, was förderlich in zukünftigen Projekten eingesetzt werden kann.

1.5 Verwendete Methoden

In diesem Projekt wurden Modelle aus verschiedenen Bereichen angewendet, in denen auch unterschiedliche Methoden verwendet werden. Es fand eine serielle Kopplung dieser Modelle statt, woraus sich letztlich der gesamte Modellverbund ergab.

Auf Seiten der Biomasseproduktion wurden der Fruchtfolgensimulator CropRota, das biophysikalische Prozessmodell EPIC und das Optimierungsmodell PASMA verwendet. Ziel dieses Teilverbundes war die Erstellung von Angebotskurven für Biomasse in der Testregion. Hierbei gingen Daten über Feldkulturen, Boden, Klima, Management, Produktionskosten und Preise ein. Die entstehenden Angebotskurven zeigen explizit den in der Region anzutreffenden Wettbewerb zwischen energetischer Nutzung agrarischer Produktion und der Nutzung als Nahrungs- und Futtermittel.

Neben den Biomasseproduktionsmodellen wurden die Energiesystemmodelle BeWhere und RESRO verwendet, welche die Wärme- und Stromversorgung optimieren. Während BeWhere die zuvor erstellten Biomasse-Angebotskurven verwendet, um den kostenoptimalen Energiemix der Region auf einem 1 km x 1 km Raster zu berechnen, verwendet RESRO Ergebnisse aus BeWhere, die daraufhin in einer neuerlichen Optimierung angewendet werden, um den Ausbau des Fernwärmenetzes und die Nutzung erneuerbarer Energiepotenziale räumlich detailgetreu auf einem 100 m x 100 m Raster zu berechnen. Beide Energiesystemmodelle bedienen sich der gemischt-ganzzahligen linearen Programmierung (GGLP), die in diesem Bereich weit verbreitet ist.

Neben den genannten Hauptbestandteilen des Modellverbundes wurden auch räumliche Modelle verwendet, in denen GIS-Methoden zum Einsatz kamen, etwa bei der räumlich expliziten Berechnung des Wärmebedarfs oder der Berechnung der Potenziale erneuerbarer Energien.

1.6 Aufbau der Arbeit

Im folgenden Abschnitt 2 „Inhaltliche Darstellung“ werden die Arbeiten innerhalb des Projektes detailliert vorgestellt und erläutert. Dabei wird zuerst auf das konzeptionelle Systemdesign eingegangen, welches im Projekt erstellt wurde und eine Basis für die späteren Betrachtungen in der Testregion darstellte. Das konzeptionelle Systemdesign beinhaltet das sog. Referenzenergiesystem und den umfangreichen Modellverbund. Daraufhin werden essentielle Vorarbeiten vorgestellt, die im Zusammenhang mit der Anwendung des Modellverbundes auf die Region Sauwald nötig waren. Hierbei handelt es sich beispielsweise um die räumlich explizite Ermittlung des Wärmebedarfs und des Potenzials der erneuerbaren Energien, die für die Energieoptimierungen benötigt werden.

In Abschnitt 3 sind die mit den gekoppelten Energiesystemmodellen BeWhere und RESRO gerechneten Szenarien und die dazugehörigen Ergebnisse detailliert beschrieben. Ebenso werden hier Auswirkungen auf die Landnutzung diskutiert, woraufhin Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen der Szenarien gezogen werden.

Abschnitt 4 gibt einen Ausblick und Empfehlungen zu dem vorliegenden Projekt. Abschließend ist das Literaturverzeichnis und der Anhang mit zusätzlichen Informationen zu finden.

2. Inhaltliche Darstellung

2.1 Konzeptionelles Systemdesign

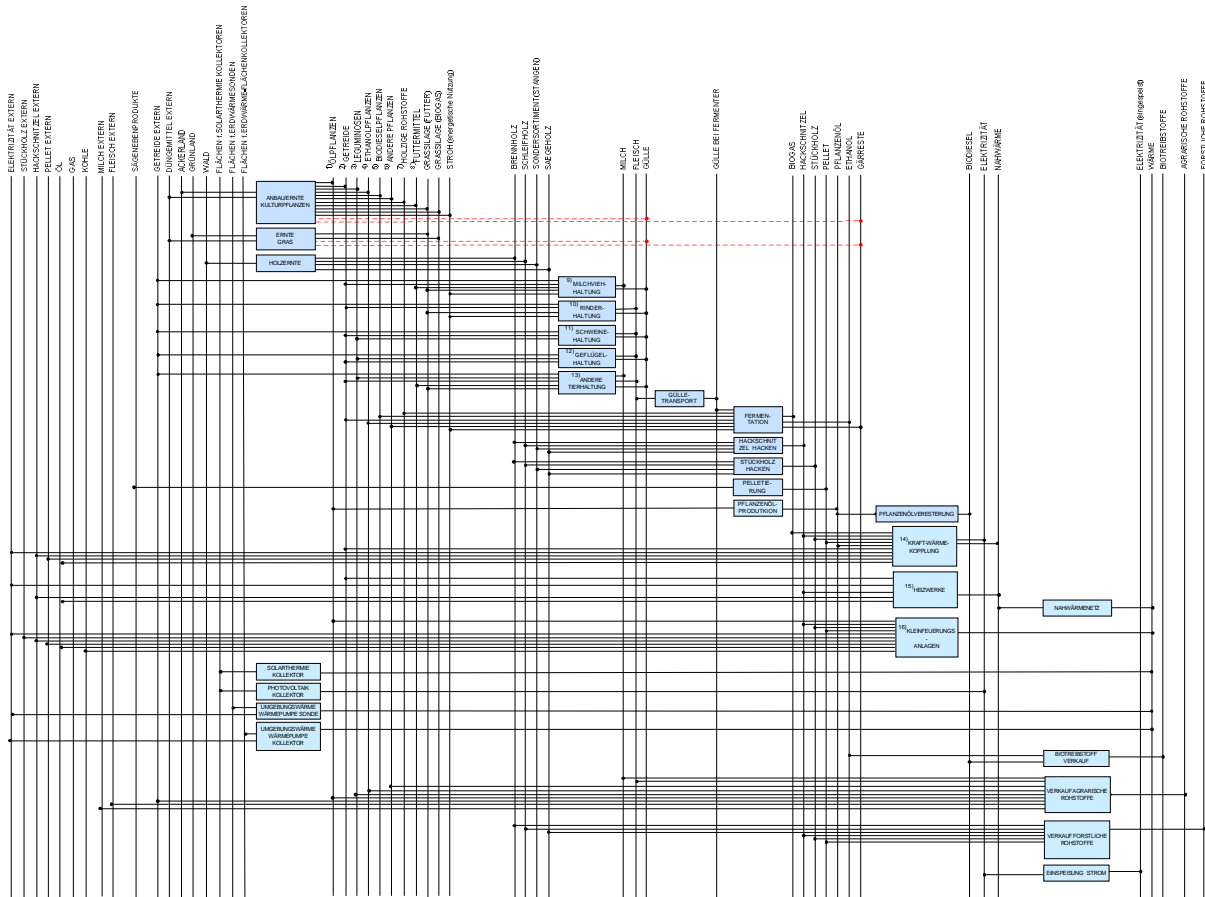
Die Definition und das Design des Modellverbundes, welcher die Abbildung und Optimierung der wichtigsten Biomassenutzungspfade erlaubt, war einer der Schwerpunkte des Projektes. Zuerst wird auf das sog. Referenzenergiesystem eingegangen, danach folgen Erläuterungen zum Modellverbund, welcher im Rahmen des Projektes entwickelt wurde.

2.1.1 Referenzenergiesystem

Im ersten Teil dieses Projektes wurden alle relevanten und in der Modellentwicklung zu berücksichtigenden Biomassenutzungspfade sowie auch die weiteren Komponenten des Energiesystems an sich identifiziert und in einem Referenz(energie)system³ (RS) abgebildet. Dieses RS zeigt die Systemgrenzen, welche in diesem Projekt gezogen werden, und stellt sämtliche Stoff- und Energieströme sowie die zugehörigen Umwandlungsprozesse und Güter, die im zu entwickelnden Modellverbund berücksichtigt werden sollen, grafisch dar (Abbildung 3). Dabei werden auch mögliche Umwandlungstechnologien berücksichtigt, welche in der Testregion Sauwald aufgrund ihrer geringen räumlichen Ausdehnung und dem lokal vorhandenen Biomassepotenzial nicht zur Anwendung kommen werden, jedoch möglicherweise in anderen Testregionen – dies betrifft beispielsweise Anlagen zur Herstellung von Biotreibstoffen.

³ Statt dem im Energiebereich üblichen Begriff Referenzenergiesystem, könnte man auch den Begriff Referenzsystem verwenden, da nicht alle Prozesse und Güter im direkten Zusammenhang mit energetischer Verwendung stehen.

Abbildung eines kommunalen Energiesystems inkl. land- und forstw. Produktionssystemen



- | | | | |
|--|--|--|---|
| <p>1) Ölpflanzen</p> <ul style="list-style-type: none"> Sonnenblume Ölkürbis Sommerraps Winterraps Mohn | <p>4) Andere Ackerpflanzen</p> <ul style="list-style-type: none"> Starkkartoffel Speisekartoffel Speiseindustriekartoffel Zuckerrübe Feldgemüse Glashausgemüse Gartengemüse Feldblume Glashausblume Tabak Erdbeeren Grünbrache Gewurzpflanze Faserhanf Samereien Hopfen | <p>9) Milchvieh</p> <ul style="list-style-type: none"> Milchkuh Kalbim Milchkuh | <p>14) Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen</p> <ul style="list-style-type: none"> Biogas BHKW (50 kW bis 2 MW el) Pflanzenöl BHKW (15 kW bis 1 MW) Heizanlagen mit Stirlingmotor (30 bis 500 kW) Heizanlagen mit ORC-Anlage (500 kW bis 1 MW) Dampf- und Turbinenanlagen (1 MW bis 15 MW) Integrierte Vergasung und GuD-Kraftwerk |
| <p>2) Kulturgruppe - Getreide</p> <ul style="list-style-type: none"> Weizen Wintergerste Sommergerste Braugerste Roggen Triticale Körnermais Hafer Durum Dinkel Wintermengengetreide Sommermengengetreide | <p>7) Holzige Rohstoffe</p> <ul style="list-style-type: none"> Kurzumtrieb - Pappeln - 3jährig Kurzumtrieb - Pappeln - 10jährig Kleegras-Heu-Belüftet Ackerwiese-Heu-belüftet | <p>10) Fleischrinder</p> <ul style="list-style-type: none"> Mutterkuh Ochsen Stiere Kabin Mutterkuh Schlachtkalb Mastkalb | <p>15) Heizwerke</p> <ul style="list-style-type: none"> 0,5 bis > 5 MW thermisch Hackgut-Heizwerk Stroh-Heizwerk Pellet-Heizwerk Gashheizwerk Olheizwerk |
| <p>3) Leguminosen</p> <ul style="list-style-type: none"> Sojabohne Erbse Ackerbohne Lupinine | <p>8) Futtermittel</p> <ul style="list-style-type: none"> Silomais Ackerwiese Futterrübe Grummais Luzerne Corn-Cop-Mix Rotklee Mischfeldfutter Kleegras | <p>11) Schweine</p> <ul style="list-style-type: none"> Jungsau Zuchtsau Mastschwein | <p>16) Kleinfertigungsanlagen</p> <ul style="list-style-type: none"> 5 bis 100 kW thermisch Hackgutkessel Pelletsessel Planzenölkessel Kombikessel Scheitholzkessel Gaskessel Scheitholzkessel |
| <p>5) Biodieselpflanzen</p> <ul style="list-style-type: none"> Energie Sonnenblume Energie Raps | | <p>12) Geflügel</p> <ul style="list-style-type: none"> Masthuhn Junghenne Legehennen Truthuhn | |
| | | <p>13) Andere Tierhaltung</p> <ul style="list-style-type: none"> Milchschaf Fleischschaf Ziegen Pferd Wild kultiviert | |

Abbildung 3 Referenzenergiesystem

2.1.2 Gesamter Modellverbund

Nach Festlegung des zu modellierenden Referenzsystems wurde auch der Modellverbund, mit dem die Forschungsfragen beantwortet werden, spezifiziert. Zudem wurde auch die räumliche Auflösung in den jeweiligen Submodellen festgelegt. Der Modellverbund kann grob in eine agrar- und forstwirtschaftliche Modellierung und in eine räumliche Optimierung der Energieproduktionssysteme aufgeteilt werden. Eine Übersicht über den Modellverbund sowie die räumliche Auflösung und die ausführenden Institutionen ist in Abbildung 4 zu finden.

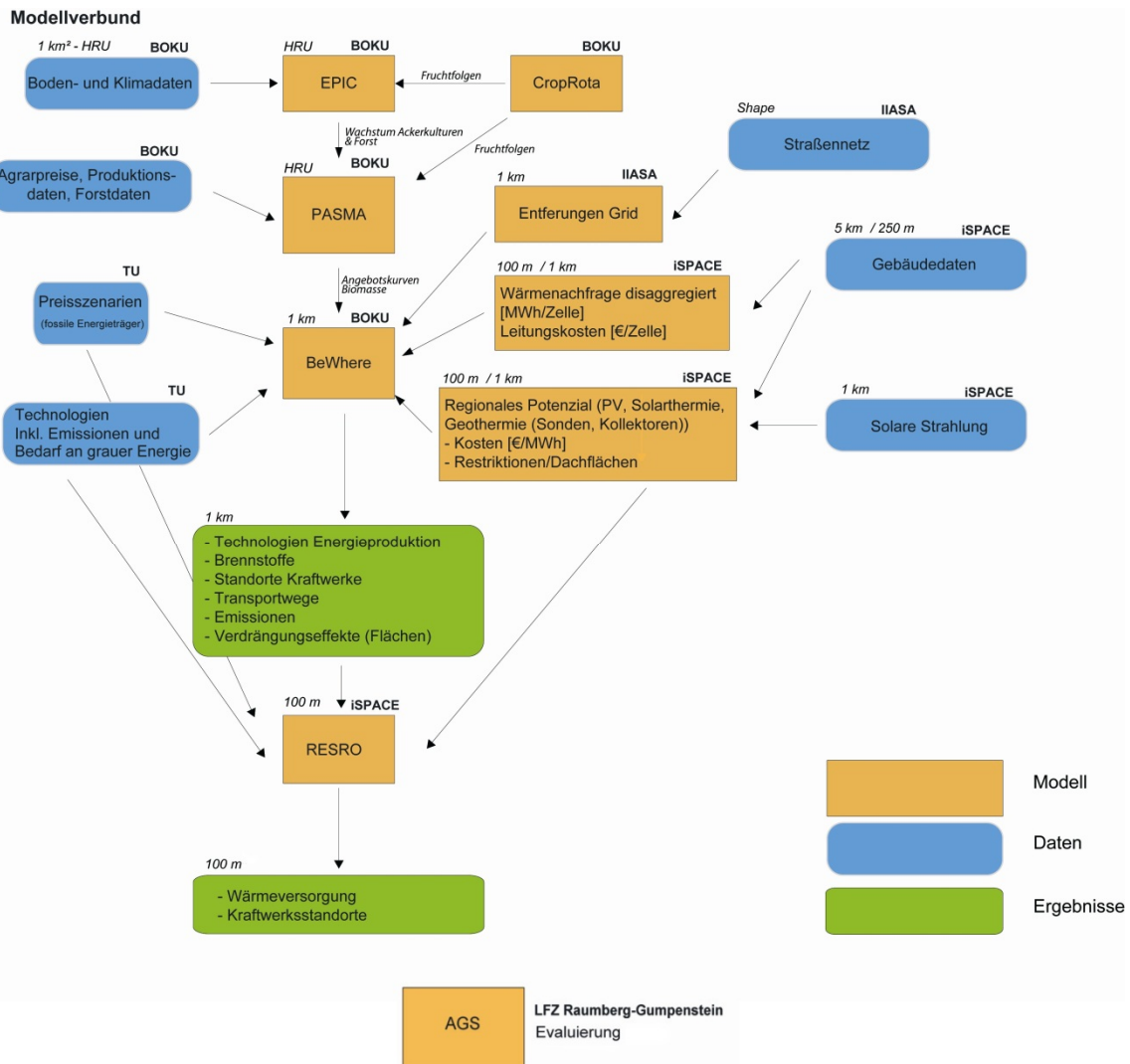


Abbildung 4 Gesamter Modellverbund

CropRota, EPIC und PASMA werden für die Erstellung von Angebotskurven für agrarische Biomasse eingesetzt. In dem mit den Modellen verfolgten Bottom-Up Ansatz wird ein biophysikalisches Modell zur Ertragsschätzung (EPIC) mit einem Modell zur Definition von konsistenten Fruchtfolgen (CropRota) mit dem ökonomischen Landnutzungsoptimierungsmodell PASMA verbunden, um die Mengeneffekte bei einer relativen Änderung der Preise von Futter- und Lebensmitteln und Biomasse abzuschätzen. Dadurch werden Substitutionseffekte auf landwirtschaftlichen Flächen explizit sichtbar, d.h., der Rückgang in der Nahrungs- und Futtermittelproduktion bei Ausweitung der Energiepflanzenproduktion wird dargestellt. Ergebnis dieses agrarwirtschaftlichen Modellverbundes sind Angebotskurven für agrarische Biomasse, die in das räumlich-explicite Optimierungsmodell BeWhere einfließen. Da die Datenlage bei der forstlichen Biomasse eine Bottom-Up Analyse in ähnlicher Genauigkeit nicht erlaubte, wurde dieses über räumlich-explicite Forstwachstumsabschätzung in Kombination mit Angebotselastizitäten, die der Literatur entnommen wurden, ermittelt. Eine detaillierte Darstellung der angewandten Methodik ist in Schmidt et al. (2011) zu finden.

Im BeWhere Modell werden Transportwege und Anlagenstandorte für Biomassekraftwerke in einer Rasterauflösung von 1 km x 1 km modelliert. Ebenso wird der Einsatz fossiler und regenerativer Energien optimiert. Die Ergebnisse aus BeWhere werden über das Energiesystemmodell RESRO räumlich auf einem 100 m x 100 m Raster verfeinert, wobei der Fokus auf dem räumlich detaillierten Ausbau des Fern- bzw. Nahwärmenetzes und dem optimalen Energiemix liegt.

Als Ergebnis steht am Ende eine hoch aufgelöste Karte, die Kraftwerkstandorte, Nahwärmenetzwerke und alternative Energieversorgungstechnologien (Solarthermie, PV, Biomasseeinzelanlagen und Umgebungswärme) aufzeigt. Das Modell AGS dient zur abschließenden Evaluierung und Visualisierung von Auswirkungen der in den Szenarien getroffenen Entscheidungen auf die Landnutzung und die Lebensmittel- und Futtermittelbilanz.

2.1.2.1 Biomasse-Modellverbund

Der bereits kurz erläuterte Verbund zur Modellierung des Biomassebereichs wird hier nochmals detaillierter vorgestellt. Ziel des Biomasse-Modellverbundes war die Erstellung von Angebotskurven für Biomasse in der Testregion Sauwald. Die Angebotskurven zeigen explizit den Wettbewerb zwischen energetischer Nutzung agrarischer Produktion und der Nutzung als Nahrungs- und Futtermittel.

Zur Identifikation der technischen, regionalen Biomassepotenziale in der Region Sauwald wurden das biophysikalische Prozessmodell Environmental Policy Integrated Climate EPIC, der Fruchtfolgensimulator CropRota und das Optimierungsmodell PASMA integriert. Mit diesem Modellverbund kann das räumlich explizite ökonomische Potential von Bioenergie abgeschätzt werden (Abbildung 5).

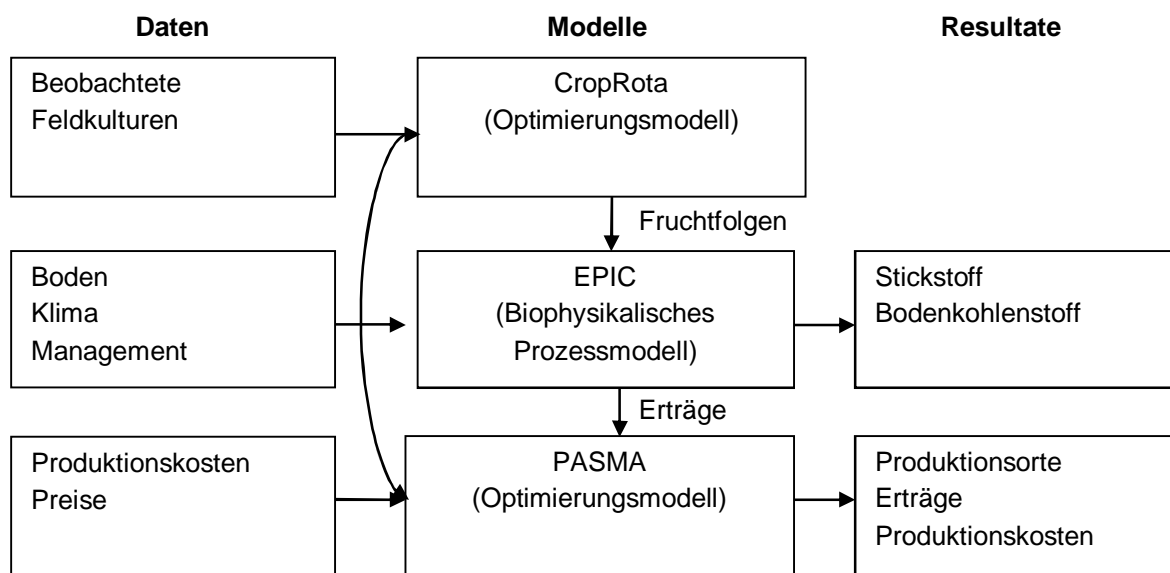


Abbildung 5 Biomasse-Modellverbund – Input, Modelle, Resultate

CropRota erzeugt dabei konsistente optimale Fruchtfolgen basierend auf historisch beobachteten Kulturen. EPIC schätzt die Erträge von Fruchtfolgen am Acker und von

Grünlandflächen, die Effekte auf den Bodenkohlenstoff und Stickstoffeinträge unter verschiedenen Managementoptionen sowie den vorherrschenden Boden- und Klimagegebenheiten ab. PASMA maximiert den ökonomischen Ertrag anhand der Deckungsbeiträge für unterschiedliche Kulturen.

Ergebnisse aus CropRota, EPIC und PASMA werden auf der räumlichen Ebene von Homogenous Response Units (HRUs) ausgegeben. Diese HRUs fassen Gebiete zusammen, die ähnliche biophysikalische Charakteristika (Böden, Hangneigung) haben. Die zugrundeliegenden Daten liegen auf einem 1 km x 1 km Raster vor. Durch die Zusammenfassung in größere Einheiten, die gleiche biophysikalische Eigenschaften und damit gleiche Ertragsschätzungen haben, kann Rechenzeit bei den Ertragssimulationen gespart werden. Die Ergebnisse können aber trotzdem auf einem 1 km x 1 km Raster dargestellt werden, welches die in der Modellkette folgenden Submodelle verarbeiten können. Eine Klassifizierung der HRUs ist in Tabelle 1 zu sehen.

Tabelle 1 Klassifikation der Homogenous Response Units (HRU)

Klassifikation	Seehöhe	Hangneigung	Bodentyp
1	<300 m	< 5 %	A (Auboden)
2	300 – 600 m	5-10 %	B (Braunerde)
3	600 – 1100 m	10 – 15 %	G (Gley)
4	1100 – 1600 m	15 – 30 %	K (Bodenformkomplex)
5	1600 – 2100 m	30 – 50 %	M (Moor)
6	>2100 m	50 – 100 %	N (Anmoor)
7		>100%	P (Pseudogley)
8			R (Rendsina, Ranker)
9			T (Reliktboden)
10			U (Untypischer Boden)
11			O (Keine Angaben)
12			S (Schwarzerde)
13			Z (Salzboden)
14			X (Nicht identifizierbarer Boden)
15			C (Rohboden)
16			O (Podsol)

CropRota ist ein lineares Optimierungsmodell, das optimale Fruchtfolgen aus beobachteten Fruchtfolgendaten erzeugt. Fruchtfolgen sind relative Anteile an den Ackerkulturen eines landwirtschaftlichen Betriebes, einer Region oder einer anderen räumlichen oder zeitlichen Einheit. Ein Fruchtfolgekreuz wird verwendet, um die Eignung von aufeinanderfolgenden Ackerfrüchten auf einer Skala zwischen 0 und 10 einzuschätzen. Es basiert auf Expertenwissen. CropRota berücksichtigt derzeit 42 Kulturen.

Erträge (Acker, Grünland, Forst) werden mit dem biophysikalischen Prozessmodell EPIC abgeschätzt. EPIC ist ein weit verbreitetes Agrar-Ökosystem Modell, welches das Pflanzenwachstum unter unterschiedlichen Klima-, Boden- und Managementszenarien simulieren kann. Als Inputdaten dienen verschiedene Klimaparameter (Temperatur, Niederschlag, solare Strahlung, relative Feuchte, Wind), Bodentypen, Fruchtfolgen und Managementszenarios (Düngung, Bodenbearbeitung).

Der Output von EPIC dient als Input für Deckungsbeitragsrechnungen in dem räumlich-expliziten Landnutzungsoptimierungsmodell PASMA (Positive Agricultural Sector Model

Austria). Als Output erzeugt PASMA optimale Landnutzungen, in dem der gesamte Deckungsbeitrag für eine Region unter Berücksichtigung von Ressourcenbeschränkungen maximiert wird. Die berücksichtigten Kulturen und Kulturgruppen sind auch im RS abgebildet (Abbildung 3).

Bei Erhöhung der Preise einer Kultur steigt der Anreiz, andere Kulturen zu substituieren oder die Produktion zu intensivieren, z.B. über die Verwendung von zusätzlichen Düngemitteln. Indem in PASMA optimale Landnutzungen unter unterschiedlichen Preisszenarien bestimmt werden, können Punkte, also Preis-Mengenrelationen, auf einer Angebotskurve bestimmt werden. Die Punkte der Angebotskurve werden in Folge im Energiesystemmodell BeWhere interpoliert und stellen so eine volle Angebotskurve dar. BeWhere wählt nun jene Punkte auf den Angebotskurven, bei denen unter den gegebenen Szenarioannahmen die Gesamtenergiesystemkosten minimiert werden. Die so erhaltenen Szenarien agrar- und forstwirtschaftlicher Produktion können auf zwei unterschiedliche Arten interpretiert werden: würde die Modellregion Sauwald sich im Bereich Energie vollständig abkoppeln und keine Importe von fossilen und biogenen Brennstoffen erlauben, die Nachfrage aber trotzdem gedeckt werden müssen, würde das zu einem Anstieg der regionalen Preise für energetisch genutzte Biomasse und in Folge zu einer Ausweitung der Produktion führen. Da eine regionale Abkopplung nicht realistisch erscheint, können die Preise auch als regional notwendige Förderungen für die Erhöhung der Produktion von energetisch verwertbarer Biomasse interpretiert werden.

Die forstliche Biomassebereitstellung wurde nicht im Modellverbund CropRota-EPIC-PASMA modelliert, da die Datengrundlage dafür fehlte, sondern direkt in BeWhere. Dabei wurden der Literatur entnommene Angebotselastizitäten, die auf historischen Zeitreihen basieren, mit räumlich-expliziten Biomasseangebotsdaten kombiniert, um Angebotskurven für forstliche Biomasse abschätzen zu können. Während die für agrarische Biomasse angewendete Methode erlaubt, die Substitutionseffekte zwischen verschiedenen Kulturen explizit darzustellen, ist dies bei der forstlichen Biomasse nicht möglich. Höhere Preise haben eine größere Produktion an forstlicher Biomasse zur Folge, ob diese allerdings durch erhöhte Durchforstung oder durch die Verwendung von höherpreisigen Holzsortimenten (wie Sägeholz) für die energetische Verwertung zu Stande kommen, kann aus der verwendeten Methode nicht direkt abgeleitet werden.

Abbildung 6 zeigt die resultierenden Angebotskurven für die unterschiedlichen Biomassekulturen. Es ist klar ersichtlich, dass Kurzumtrieb und forstliche Biomasse billiger sind und höhere Potentiale zeigen als Biogaspflanzen. Das Potential von Ölpflanzen ist im Vergleich minimal.

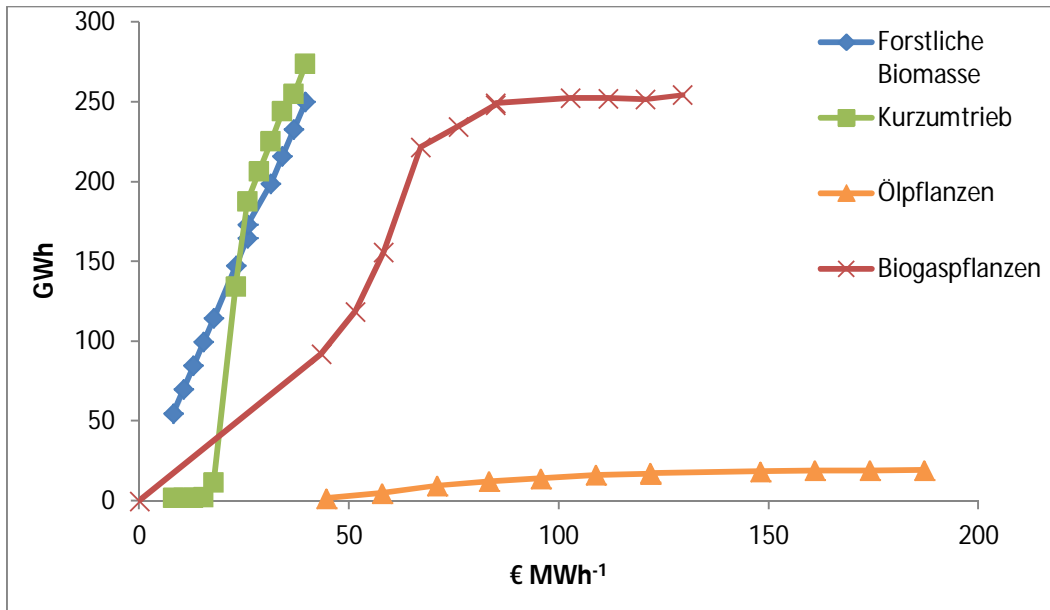


Abbildung 6 Angebotskurven für agrarische und forstliche Biomasse in der Region Sawwald

2.1.2.2 Optimierungsmodellverbund

Das Optimierungsmodellframework als Teil des gesamten Modellverbundes ist in drei entkoppelte Stufen gegliedert, welche in Abbildung 7 zu sehen sind. In einer ersten Stufe werden über den bereits vorgestellten Modellverbund EPIC und PASMA Kultureerträge und Flächenverwendung optimiert. Die Ergebnisse dienen als Input für die zweite Optimierungsstufe, die mit BeWhere durchgeführt wird, dessen Ergebnisse dann wiederum teils in RESRO verwendet werden.

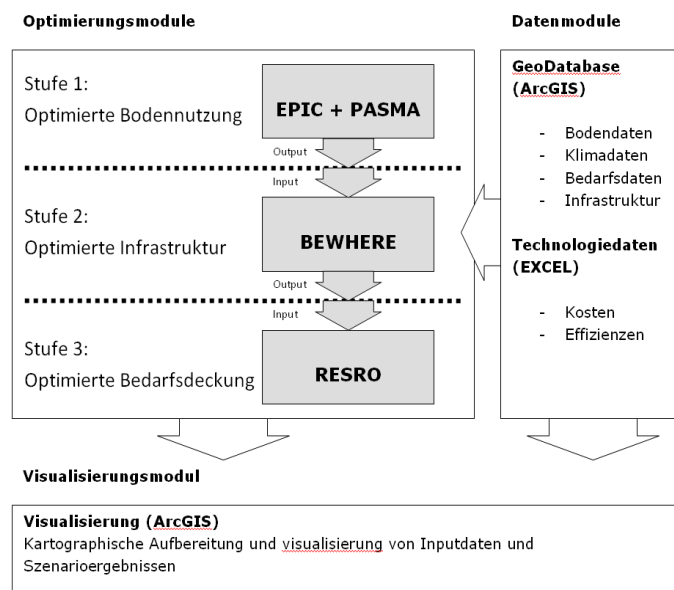


Abbildung 7 Optimierungsmodellverbund

Die Methodik von EPIC und PASMA wurde bereits im vorigen Abschnitt zum Biomasse-Modellverbund erläutert, deshalb werden hier vorrangig die Modelle BeWhere und RESRO und deren Kopplung im Detail besprochen.

Die Standorte von Biomassekraftwerken, die Versorgung mit erneuerbaren und fossilen Energieträgern und die Installation von Photovoltaik, Solarthermie und Umgebungswärme werden innerhalb von BeWhere optimiert. Die räumliche Auflösung dieses Modells beträgt 1 km x 1 km. Die optimalen Standorte von zentralen Biomasseanlagen werden u.a. über die Entfernungen von den Biomasseabbauflächen zu den Anlagen bestimmt. Hierzu wird die Logistik innerhalb der Region über eine genaue Berücksichtigung des Straßennetzes abgebildet, d.h. die Distanzen zwischen Rasterzellen werden über die Einbeziehung des tatsächlichen Straßennetzes über eine Netzwerkanalyse, die vom IIASA durchgeführt wurde, berechnet. Ebenso abgebildet sind die Verdrängungseffekte, die durch eine verstärkte agrarische und forstliche Produktion von Biomasse entstehen.

Die Ergebnisse aus dem BeWhere-Modell werden über das Energiesystemmodell RESRO räumlich auf einem 100 m x 100 m Raster verfeinert. Im Gegensatz zu BeWhere betrachtet RESRO nicht den Transport von Biomasse zu den Anlagen und auch keine Verdrängungseffekte im Biomassebereich. Zur Verfügung stehende Mengen und zugehörige Preise von Energieträgern, wie etwa Biomasse, sind exogen vorgegeben, was hier über die Kopplung mit dem BeWhere Modell umgesetzt wird. Die Stärke von RESRO liegt darin, die Standorte von zentralen Anlagen unter Berücksichtigung der Wärmebedarfsdichte und der möglichen Ausbreitung der Fernwärmenetze zu optimieren, ermöglicht durch die hohe räumliche Auflösung. Da der Biomassetransport zu den Anlagen nicht in RESRO modelliert wird, werden die optimalen Biomassekraftwerksstandorte von BeWhere in einem 1 km x 1 km Raster übernommen, wobei innerhalb der 1 km x 1 km Rasterzellen eigenständige Optimierungen durchgeführt werden, die sich an dem auftretenden Wärmebedarf orientieren. So können die Anlagenstandorte auf 100 m x 100 m Rasterbasis bestimmt werden. In den eigentlichen Szenarien wird dann letztlich erst die Frage nach dem Bau von zentralen Erzeugungsanlagen und dem zugehörigen Fernwärmenetzausbau detailliert beantwortet und ähnlich zu BeWhere der für das jeweilige Szenario optimale Energiemix und der Ausbau der einzelnen Technologien bestimmt.

So ist durch die Kopplung der beiden Energiesystemmodelle gewährleistet, dass die potentiellen zentralen Anlagen gute Standorteigenschaften sowohl bezüglich der Anlieferung von Biomasse (in BeWhere) als auch bezüglich des Wärmetransports zu den Abnehmern (in RESRO) besitzen.

Dieser 3-stufige Ansatz wurde gewählt, da es der Komplexität der Prozesskette Rechnung trägt und in diese lösbarer Subfragestellungen unterteilt. Jedes Teilproblem ist durch ein eigenständiges Softwaremodul repräsentiert. Die einzelnen Module waren als eigenständige Module bereits implementiert, wurden jedoch dem Gesamtmodellverbund des Projektes angepasst.

2.2 Vorarbeiten zur Anwendung des Modellverbundes auf die Testregion

2.2.1 Datenakquise und -aufbereitung

Ziel dieses Abschnitts war die Identifikation von relevanten Datensätzen in der Projektbearbeitung. Diese Daten dienten insbesondere zur Abschätzung von Biomassepotenzialen, zur räumlich differenzierten Ermittlung des Energiebedarfs in unterschiedlichen Sektoren, zur Abbildung des Nahrungsmittel- und Treibstoffbedarfes sowie zur Bewertung unterschiedlicher Bioenergietechnologien – speziell auch in der Testregion.

Um regionspezifische Daten – insbesondere zum Energiebedarf und den in der Region vorhandenen Netzinfrastrukturen – zu erhalten, wurden verschiedene Daten direkt in der Testregion Sauwald angefragt. Die Gemeinden selbst lieferten räumlich explizite Adresspunkte, welche insbesondere für die räumliche Verortung des Wärmebedarfs erforderlich waren. Zur Ermittlung bzw. auch Validierung des Wärmebedarfs wurden zudem Fragebögen entwickelt. Mit diesen Fragebögen wurden der Energiebedarf von Gewerbebetrieben und öffentlichen Gebäuden sowie Informationen zu existierenden Nahwärmenetzen abgefragt. Die Fragebögen sind in Abbildung 8 zu sehen.

Projekt BioSpaceOpt
Research Studio iSPACE

Erhebung Nahwärmanlagen

Gemeinde:
Betreiber:
Ansprechperson:
Standort der Anlage:
Datum der Erhebung:
Wenn möglich, die Angaben für 2009 machen, Wenn für 2008, dann bitte vermerken!

Baujahr der Anlage	
Kesselleistung	
Anschlussleistung	
Leitungslänge	
Investitionskosten	
Rohstoffkosten	
Betriebskosten	
Wärmeabnahme	
Energieträgereinsatz (z.B. Hackschnitzel in smm/Jahr)	
Strombedarf	

Angeschlossene Gebäude: Gebäudeart (z.B. Volksschule, Einfamilienwohnhaus, ...) Baujahr ca. saniert (jahre)

Sind digitale Daten des Leitungsnetzes vorhanden? Wenn nicht, ist ein Leitungsplan auf Papier erhältlich?

Erhebungsbogen Gewerbebetriebe¹

Firma:
Ansprechperson:
Anschrift:
Datum der Erhebung:
Wenn möglich, die Angaben für 2009 machen, Wenn für 2008, dann bitte vermerken!

Errichtungsjahr Hauptgebäude
Beheizte Fläche
Anzahl der Mitarbeiter derzeit
Installierte Leistung der Heizzentrale
Baujahr der Heizzentrale
Jahr der letzten Sanierungsmaßnahme: Gebäudesanierung Heizzentrale

Energieverbrauchsangaben letztes Abrechnungsjahr
Alle Kosten exklusive MWSt

1 A. Raumheizung
1 B. Warmwasserbereitung
mit Zentralheizung mit Strom mit Sonnenkollektoren
Sommer Sommer ja
Winter Winter Fläche (m²)

2. Gesamt-Treibstoffkosten
Jahres-Treibstoffkosten (aus Bilanz des letzten Jahres)
Treibstoffe (exkl. MwSt)

3. Jahresstromverbrauch
entnehmen Sie bitte der letzten Stromrechnung unter Aktuelle Verbrauchsperiode „Gesamtstromverbrauch“
kWh
Jahresstromkosten (aus Bilanz des letzten Jahres)
Stromkosten (exkl. MwSt)

4. Jahreswärmekosten des letzten Jahres
Wärmekosten (exkl. MwSt)

Erhebungsbogen Öffentliche Gebäude

Gebäude:
Ansprechperson:
Anschrift:
Datum der Erhebung:
Wenn möglich, die Angaben für 2009 machen, Wenn für 2008, dann bitte vermerken!

Errichtungsjahr
Beheizte Fläche
Installierte Leistung der Heizzentrale
Baujahr der Heizzentrale
Jahr der letzten Sanierungsmaßnahme: Gebäudesanierung Heizzentrale

Energieverbrauchsangaben letztes Abrechnungsjahr
Alle Kosten exklusive MWSt

1 A. Raumheizung
1 B. Warmwasserbereitung
mit Zentralheizung mit Strom mit Sonnenkollektoren
Sommer Sommer ja
Winter Winter Fläche (m²)

2. Gesamt-Treibstoffkosten
Jahres-Treibstoffkosten (aus Bilanz des letzten Jahres)
Treibstoffe (exkl. MwSt)

3. Jahresstromverbrauch
entnehmen Sie bitte der letzten Stromrechnung unter Aktuelle Verbrauchsperiode „Gesamtstromverbrauch“
kWh
Jahresstromkosten (aus Bilanz des letzten Jahres)
Stromkosten (exkl. MwSt)

4. Jahreswärmekosten des letzten Jahres
Wärmekosten (exkl. MwSt)

¹ Fragebogen in Anlehnung an Energiebaukasten der Energiewerkstatt GmbH

Abbildung 8 Fragebögen

Während der Rücklauf der Fragebögen zu öffentlichen Gebäuden bei 100 % lag, konnten zu Gewerbebetrieben keine aussagekräftigen Informationen übermittelt werden, da die Rücklaufquote unter 1 % betrug. Die Rücklaufquote bei Nahwärmenetzen belief sich auf 57 %.

Der Strombedarf in der Region wurde direkt beim regionalen Energieversorger angefragt und wurde in aggregierter Form für die Testregion zur Verfügung gestellt. Die mittlere Stromlast in der Region beträgt demnach 8 MW, was einem Jahresstrombedarf von 70 GWh entspricht.

2.2.2 Ermittlung des Wärmebedarfs

Es wurde der Wärmebedarf für private Gebäude, Gewerbebetriebe und öffentliche Einrichtungen ermittelt und räumlich differenziert ausgewiesen.

Nachdem die Rücklaufquote der Fragebögen zum Energiebedarf bei den Gemeinden sehr hoch war, konnten Wärmebedarf und Art des Energieträgers der öffentlichen Einrichtungen daraus ermittelt werden. Für Haushalte und Gewerbe mussten jedoch andere Methoden zum Einsatz kommen.

Im Bereich der privaten Gebäude wurde über einen Bottom-Up Ansatz der Wärmebedarf ermittelt. Dabei waren das Gebäudealter und der Gebäudetyp bekannt – diese Daten von der Statistik Austria waren in einer Rasterauflösung von 5 km vorhanden.

Der Nutzenergiebedarf wird nach folgender Formel berechnet:

$$q_h^{Dd} = \sum_{bt} \sum_{ba} EC_{bt,ba} A_{h,bt,ba} \chi_{bt}^{dh} \frac{HDD_h}{HDD^{ref}}$$

q_h^{Dd}	Privater Wärmebedarf
$A_{h,bt,ba}$	Wohnfläche
$EC_{bt,ba}$	Wärmebedarfskoeffizient
HDD_h	Räumlich explizite Heizgradtage
HDD^{ref}	Referenz Heizgradtage für den privaten Bedarf
χ_{bt}^{dh}	Heizsystem Benutzungsfaktor
h	Nachfragezellen
bt	Gebäudetyp
ba	Gebäudealter

Die Wohnfläche (Parameter $A_{h,bt,ba}$) differenziert nach Gebäudetyp (bt) und Gebäudealter (ba) wurde mit Energiekoeffizienten (Parameter $EC_{bt,ba}$) verschnitten. Die Koeffizienten repräsentieren den durchschnittlichen Wärmebedarf für Gebäude bestimmten Typs und Alters. Die Koeffizienten wurden anhand einer konstanten Anzahl an Heizgradtagen und einer konstanten Innenraumtemperatur von 20°C (24 h pro Tag) ermittelt. Spezifisches Verbraucherverhalten (z.B. Temperaturabsenkung über Nacht) wurde über einen Benutzungsfaktor (Parameter χ_{bt}^{dh}) berücksichtigt. Geographisch unterschiedliche klimatische Bedingungen wurden über räumlich explizite Heizgradtage in die Modellierung einbezogen.

Daraus wurde der Nutzenergiebedarf aggregiert für alle Gebäude in einer 5 km Rasterzelle abgeleitet. Unter Kenntnis der räumlichen Verteilung der Hauptwohnsitze wurde dieser Wert auf einen 1 km x 1 km Raster umgerechnet. Zusätzlich wurde der Wärmebedarf auf Endenergieebene differenziert nach Energieträgern berechnet, dies ist in Abbildung 5 dargestellt.

Für die Berechnung der Wärmenachfrage von Gewerbebetrieben musste ein anderer Ansatz verfolgt werden, da keine Daten über die Gebäudeflächen von Gewerbebetrieben, differenziert nach gewerblicher Aktivität, vorlagen. Allerdings war die Anzahl an Arbeitnehmern (Parameter $EM_{h,es}$) je Wirtschaftssector (ÖNACE Klassifizierung) räumlich differenziert bekannt. Der Nutzenergiebedarf für Heizung und Warmwasser (Parameter ECE_{es}) je Arbeitnehmer und Wirtschaftssector wurde in der österreichischen Nutzenergieanalyse ermittelt. Der Wärmebedarf im gewerblichen Bereich wurde wie folgt berechnet:

$$q_h^{Dc} = \sum_{es} EM_{h,es} ECE_{es} \frac{HDD_h}{HDDC^{ref}}$$

q_h^{Dc}	Gewerblicher Wärmebedarf
$EM_{h,es}$	Anzahl der Arbeitnehmer
ECE_{es}	Wärmebedarf je Arbeitnehmer
HDD_h	Räumlich explizite Heizgradtage
$HDDC^{ref}$	Referenz Heizgradtage für den gewerblichen Bedarf
ös	Wirtschaftssector (ÖNACE Klassifikation)

Lokale Heizgradtage (Parameter HDD_h) wurden zur Korrektur von räumlichen, klimatischen Variabilitäten herangezogen. Der Parameter $HDDC^{ref}$ wurde so gewählt, dass die Summe des klimatisch korrigierten Wärmebedarfs für alle Siedlungsgebiete gleich dem Wärmebedarf ohne klimatische Korrektur war.

Die Ergebnisse liegen in einer räumlichen Auflösung von 1 km x 1 km vor. Sie sind in Abbildung 9 dargestellt.

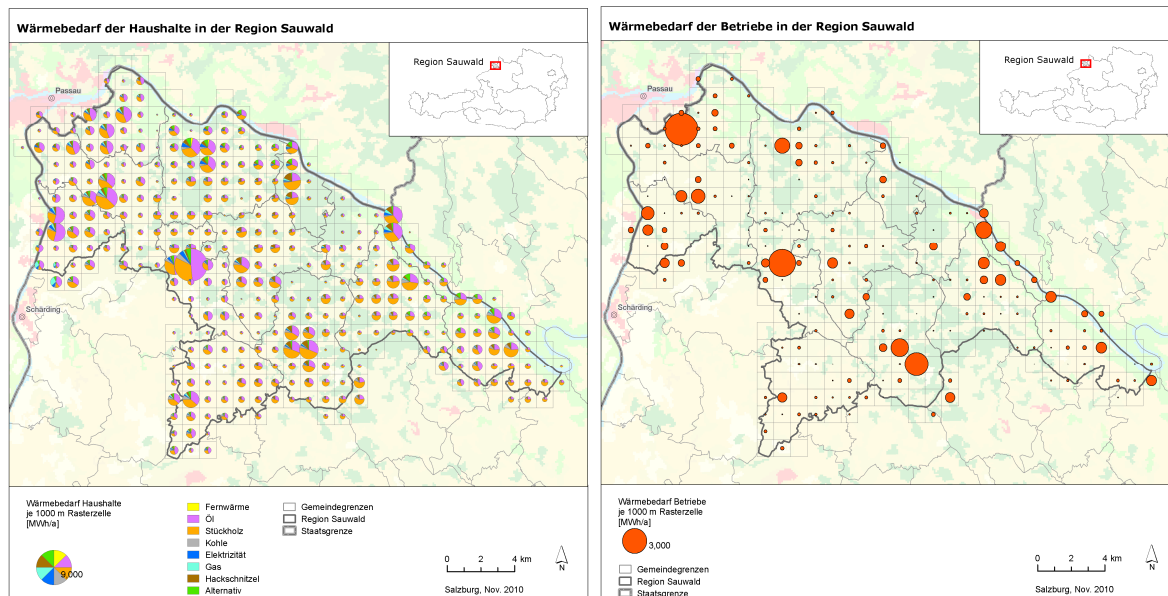


Abbildung 9 Wärmebedarf für private Haushalte (Endenergieebene) und den gewerblichen Bereich (Nutzenergieebene)

Schließlich wurde der Wärmebedarf der genannten Sektoren kombiniert. Die Zusammenführung und die Bestimmung des saisonalen Wärmebedarfs sind in folgender Gleichung dargestellt:

$$q_{h,t}^D = \Delta s_{h,t} (q_h^{Dd} + q_h^{Dc} + q_h^{Dp})$$

$q_{h,t}^D$	Wärmebedarf
$\Delta s_{h,t}$	Proportionaler Wärmebedarf in Saison
q_h^{Dd}	Privater Wärmebedarf
q_h^{Dc}	Gewerblicher Wärmebedarf
q_h^{Dp}	Öffentlicher Wärmebedarf

Der Parameter $\Delta s_{h,t}$ zeigt das Verhältnis des Wärmebedarfs der in Saison t in Siedlungsgebiet h nachgefragt wird. Er wurde als Verhältnis von Heizgradtagen in der jeweiligen Saison und den Heizgradtagen pro Jahr ermittelt. Da die zeitliche Auflösung in den Optimierungsmodellen unterschiedlich ist, wurde dies für das jeweilige Modell separat umgesetzt.

Um den Wärmebedarf für die höhere räumliche Auflösung von 100 m x 100 m zu erhalten, welcher für Teile der Modellierung benötigt wurde, wurden für die Bereiche Öffentliche Gebäude, Privathaushalte und Wirtschaft unterschiedliche Ansätze verfolgt.

Für die öffentlichen Gebäude wurde der Bedarf über Adressen den 100 m x 100 m Zellen zugeordnet.

Im Fall der Haushalte wurden die zuvor erwähnten Werte aus dem 1 km x 1 km Raster disaggregiert, indem der durchschnittliche Bedarf pro Einwohner mit Hauptwohnsitz pro 1 km x 1 km Rasterzelle ermittelt und dieser Wert anschließend mit der Anzahl der Einwohner je darin zu liegendkommender 100 m x 100 m Rasterzelle multipliziert wurde. Für die Energieträger wurde die prozentuelle Verteilung der Energieträger je 1 km x 1 km

Rasterzelle auf die darin enthaltenen 100 m x 100 m Zellen und die dafür ermittelten Bedarfszahlen übertragen. In 3 Gemeinden, für welche die Energieträgerverteilung durch entsprechend von den Gemeinden übermittelten Daten genauer bekannt war, wurden die aus diesen Daten abgeleiteten Anteile übernommen. Die Angaben der Statistik zu Fernwärmeanschlüssen wurden durch die per Befragung ermittelten Angaben aktualisiert und in die Energieträgerverteilung integriert.

Im Falle der Betriebe wurde auf Basis einer Liste der Betriebe von der Wirtschaftskammer, verorteter Adressen und einem 250 m x 250 m Raster der Beschäftigten nach ÖNACE von der Statistik Austria die Anzahl der Betriebe und Beschäftigten nach ÖNACE ohne Land- und Forstwirtschaft und den öffentlichen Sektor pro 100 m x 100 m Zelle ermittelt und wo nötig weiter recherchiert und händisch nachbearbeitet, wodurch eine genauere Verteilung der Betriebe vorhanden war, welche nunmehr mit der zuvor entwickelten und erläuterten Methode zu einer Neuberechnung des Bedarfs mit höherer räumlicher Auflösung herangezogen wurde.

2.2.3 Ermittlung der Energiepotenziale neben Biomasse

Neben der Biomasse standen auch andere Energieträger bei der Optimierung des Energiesystems zur Auswahl. Hierzu wurden die räumlich expliziten Potenziale von Solarthermie und Umgebungswärme für den Wärmebereich und von Photovoltaik für den Strombereich berechnet und später in den Optimierungsrechnungen verwendet. Während Solarthermie und Photovoltaik erneuerbare Energien sind, ist die Umgebungswärmenutzung mit Hilfe von Wärmepumpen nicht als erneuerbar einzustufen, da hierbei Strom benötigt wird, nach dessen CO₂-Bilanz sich auch die CO₂-Bilanz der Umgebungswärmenutzung bewerten lässt. Windkraft wurde für die Region nicht modelliert, weil sich die lokale Bevölkerung mehrfach aus Landschaftsschutzgründen gegen den Bau von Windrädern ausgesprochen hat und größere Wasserkraftwerke nicht direkt in der Region zu finden sind. .

2.2.3.1 Solarpotenziale

Die Solarpotenziale⁴ der Region wurden anhand der zur Verfügung stehenden Dachflächen, der solaren Einstrahlung und angenommenen Wirkungsgraden der Wandlungstechnologien berechnet und auch später räumlich und zeitlich explizit in den Optimierungsmodellen verwendet. Betrachtet wurden Solarthermie-Anlagen für den Wärmebereich und PV-Anlagen für den Strombereich, wobei die theoretisch verfügbaren Flächen in beiden Fällen die identischen Dachflächen sind.

Um die potenziellen Dachflächen für Solartechnologien zu berechnen, wurde in diesem Projekt ein empirischer Wert verwendet, welcher das Verhältnis von für Solartechnologien nutzbarer Dachfläche zur Gebäudegrundfläche wiedergibt. Dieser ging aus einer Analyse des LFZ Raumberg-Gumpenstein für das Projekt „Energiewende Ennstal“ hervor und beträgt 31 %. Im nächsten Schritt wurden diese potentiellen Solarflächen mit dem entsprechenden Solarstrahlungswert in der Region multipliziert; im Fall von Solarthermie-Anlagen mit der

⁴ wird hier als Überbegriff für Solarthermie- und Photovoltaikpotenziale verwendet

Direktstrahlung auf Flächen mit 60°-Winkel, da bei dieser Ausrichtung ein hoher Ertrag in den Übergangsmonaten gewährleistet ist, und bei PV mit der Globalstrahlung⁵ auf Flächen mit 45°-Winkel zur Horizontalen, um den Jahresertrag zu erhöhen. Grafik und Werte hierzu sind in Abbildung 10 zu sehen. Um die Jahrespotenziale zu berechnen, wurden die jährlichen Strahlungswerte von 581,3 bzw. 1297,7 kWh/(m²-a) verwendet.

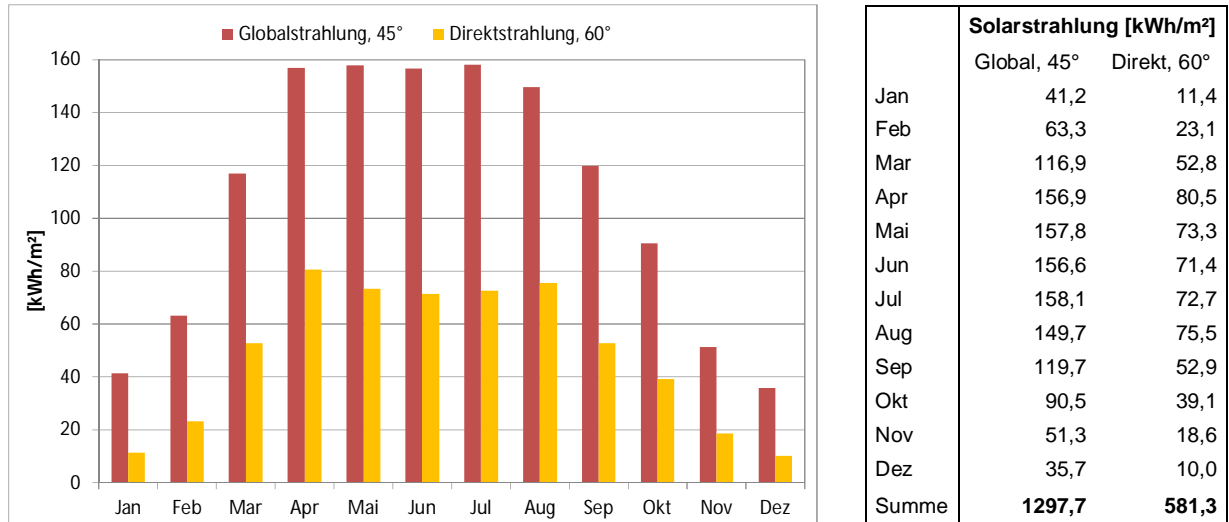


Abbildung 10 monatliche Solarstrahlungswerte für die Region Sauwald (Standort Münzkirchen)
Quelle: PVGIS (2011)

Für die Berechnung des technischen Potenzials wurde bei PV ein Systemwirkungsgrad⁶ von 11,5 % und für ST ein Leistungs-Flächen-Verhältnis⁷ von 0,7 kW_{th}/m² angenommen. Die gebäudegenauen Potenziale wurden nun auf Basis des 100 m x 100 m Rasters aggregiert, um so die gewonnenen Informationen in den unterschiedlichen Energiemodellen verwerten zu können. In der betrachteten Region Sauwald ergaben sich technische Potenziale von 157,9 GWh_{therm}/a für Solarthermie und 57,9 GWh_{el}/a für Photovoltaik. Bei voller Ausnutzung eines der Potenziale müssten somit knapp 39 Hektar an Solarflächen gebaut werden. Die räumlich detaillierten Potenzialkarten sind im Anhang zu finden.

2.2.3.2 Umgebungswärme

Grundsätzliche Überlegungen, Annahmen und Ausschlussgründe:

Da aufgrund des begrenzten Platzes, sowie bereits angelegter Gärten, unterirdischer verlegter Rohre und Leitungen und dem hohen Aufwand, Altbauten auf ein Heizungssystem mit niedrigeren Vorlauftemperaturen umzurüsten, die Wahrscheinlichkeit, dass im Bestand Erdwärmekollektoren als Substitution für eine auszutauschende Heizung herangezogen

⁵ Unter Globalstrahlung versteht man die gesamte, auftreffende Solarstrahlung; unter Direktstrahlung die auf direktem Weg eintreffende Solarstrahlung. Ergänzend sei hier die diffuse Solarstrahlung erwähnt, die zusammen mit der direkten Solarstrahlung die globale Solarstrahlung ergibt. Die Diffusstrahlung ist jene Strahlungsmenge, die nicht direkt sondern indirekt (auf ihrem Weg auf ein Hindernis treffend) auf einer Oberfläche auftrifft, d. h. sie wurde auf ihrem Weg gebrochen, gebeugt, reflektiert, absorbiert oder gestreut.

⁶ bei Wirkungsgrad PV-Modul 15 % und Performance Ratio 75 %, Quelle: Klärle/Langendörfer (2011)

⁷ nach Vereinbarung der International Energy Agency (IEA)

werden, sehr gering ist, wurde die Verwendung dieser Heizungsart nur beim Neubau in der Region angenommen.

Im Falle von Erdwärmesonden kommen der hohe Kostenaufwand zur Umrüstung des Altbaus und dessen Heizungssystems und der zu erwartende höhere Kostenaufwand durch die Bohrungen im Granituntergrund, welcher im Großteil der Untersuchungsregion vorherrscht, zusammen und machen auch diese Form der Umgebungswärmenutzung bei der Sanierung der Gebäude in dieser Region unwahrscheinlich. Aus diesem Grund wurde auch dieses erneuerbare Heizungsenergiepotenzial nur für den Neubau als wahrscheinlich angesehen und im Modell entsprechend nur für den potenziellen Zubau in der Region herangezogen.

Um Rasterzellen zu ermitteln, die für einen Zubau in Fragen kommen, wurde anhand des vorhandenen Adressdatenbestandes das aktuelle Siedlungsgebiet abgegrenzt und daran angrenzende Zellen, sowie Zellen im Siedlungsverbund mit einer geringeren Verbauungsdichte (max. 2 Adressen) als potenzielle Neubau- bzw. Nachverdichtungspotenziale ausgewiesen, für welche wiederum das Wärmepumpenpotenzial ausgewiesen wurde. Über optische Kontrolle mittels Orthofoto-WMS und sofern vorhanden Flächenwidmungs-WMS wurden unplausible Standorte (Wald, vereinzelt Bauerngehöft, etc.) sodann ausgeschlossen.

Wasserschutz- und Wasserschongebiete im Fall von Flächenkollektoren und Sonden, sowie zusätzlich Gebiete mit gespanntem Grundwasser im Fall von Erdwärmesonden wurden ebenfalls ausgeschlossen, da besondere wasserrechtliche Auflagen eine Installation erschweren (Land Oberösterreich, 2011) Außerdem wurden Standorte für Flächenkollektoren ausgeschlossen, wenn dort trockene, ungeeignete Böden mit einer Entzugsleistung von weniger als 10 W/m^2 zu erwarten sind.

Flächenkollektorberechnung

Für jede potenzielle Neubauzelle wurde davon ausgegangen, dass maximal ein 1 Gebäude mit einer freien Grundfläche von 400 m^2 für Erdwärmekollektornutzung zur Verfügung steht bzw. innerhalb des Szenarienzeitraums gebaut wird. Diese 400 m^2 stellen also gekoppelt mit der Entzugsleistung aus dem Boden (Digitale Bodenkarte von Österreich, 1 km-Raster Bundesforschungs- und Ausbildungszentrum für Wald, Naturgefahren und Landschaft (BFW)) das maximale Potenzial dar. Bei einer Entzugsleistung von 20 W/m^2 erreicht man damit eine Leistung von 8 KW , welche ausreichend sein sollte, ein modernes Einfamilienhaus mit Wärme zu versorgen. Bei einer Entzugsleistung von 32 W/m^2 sind 250 m^2 ausreichend um 8 KW zu erreichen, die für die Errichtung anzunehmenden Kosten sind hier somit etwas niedriger anzusetzen.

Die Datensätze, Werte und Annahmen, welche in die Berechnung eingehen, sind folgende:

- Entzugsleistung eigene Ermittlung basierend auf mittlerer Wärmeleitfähigkeit nach VDI 4640, klassifiziert nach Digitale Bodenkarte von Österreich, 1 km-Raster (BFW)
 - Grauer Auboden, Typ. Gley, Typ. Pseudogley, Hanggley – 32 W/m^2
 - Lockersediment Braunerde, Felsbraunerde (feucht bzw. gut versorgt), Bodenformenkomplex (mäßig feucht) – 20 W/m^2
 - Felsbraunerde (trocken), Bodenformenkomplex (trocken) – 8 W/m^2

- 2400 Volllaststunden, monovalente Wärmepumpe, Wärmequelle Sole/Wasser, JAZ 3,8

Erdwärmesondenberechnung:

Für jede potenzielle Neubauzelle wurde davon ausgegangen, dass maximal ein 1 Gebäude mit zwei 100 m tiefen Sonden gebaut wird, welche gekoppelt mit der Entzugsleistung aus dem Untergrund (Hydrogeologie (HAÖ)) das Potenzial darstellen. Für den Neubau wurde eine Heizleistung von 8 kW angestrebt, wodurch sich bedingt durch den unterschiedlichen Untergrund unterschiedliche Bohrlängen und damit Kosten ergeben.

Die Datensätze, Werte und Annahmen, welche in die Berechnung eingegangen, sind folgende:

- Entzugsleistung eigene Ermittlung basierend auf mittlerer Wärmeleitfähigkeit nach VDI 4640, klassifiziert nach Hydrogeologie HAÖ
 - Ton, Mergel, Sand, Kies (lokal) – 47 W/m
 - üw. Granit, Gneis, Schiefer – 58 W/m
 - üw. Kies und Sand, lokal Moräne – 80 W/m
- 2400 Volllaststunden, monovalente Wärmepumpe, Wärmequelle Sole/Wasser, JAZ 3,8

Die Berechnungen ergaben Potenziale von 10,6 GWh/a für Flächenkollektorsysteme und 32,3 GWh/a für Systeme mit Tiefensonden. Die Karten über das räumliche Auftreten der Umgebungswärmepotenziale sind im Anhang zu finden.

2.2.4 Überblick über Bedarf und Potenziale

Abbildung 11 gibt einen abschließenden Überblick über den Wärme- und Strombedarf und die eben behandelten Potenziale erneuerbarer Energien.

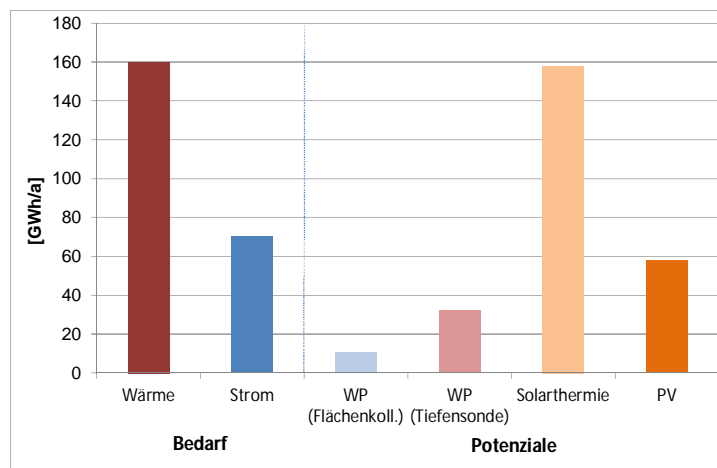


Abbildung 11 Überblick über Energiebedarf und Potenziale erneuerbarer Energien (außer Biomasse) im Sauwald

Es ist auffallend, dass die Potenziale der hier betrachteten erneuerbaren Energien nahezu vollständig ausreichen, um den Energiebedarf, sowohl nach Wärme als auch nach Strom, zu decken. Der größte Anteil der hier abgebildeten Potenziale stammt jedoch aus den Solarenergien, was eine Nutzung (insbesondere der Solarthermie) erschwert, da das größte Aufkommen der Solarpotenziale in den sonnenreichen Frühlings- und Sommermonaten (s. Profil in Abbildung 10) auftritt, in denen wenig Wärme benötigt wird. Die Energieversorgung über die Solartechnologien ist hierdurch in den sonnenärmeren Herbst- und Wintermonaten

stark erschwert. Außerdem spielen bei der Nutzung auch wirtschaftliche Überlegungen eine Rolle, da gerade die Solartechnologien in dieser Hinsicht noch im Nachteil sind.

2.2.5 Technologien

In den folgenden Abschnitten wird ein Überblick über die wichtigsten Kenndaten der berücksichtigten Technologien gegeben. Sämtliche Daten sind als repräsentative Werte zu verstehen, wobei bei den meisten Parametern in der Realität durchaus signifikante Abweichungen möglich sind. Die Auswahl potenziell relevanter Technologien erfolgte zunächst nach allgemeinen Kriterien, d.h. unabhängig von den Rahmenbedingungen in der Region Sauwald. Durch die Struktur der Energienachfrage (Wärmebedarf bzw. – bedarfsdichte) sowie die (Nicht-)Verfügbarkeit bestimmter Biomasse-Rohstoffe kommt es in den Szenarienrechnungen letztlich zu einer deutlichen Reduktion der für die Modellregion tatsächlich in Frage kommenden Technologien auf einige wenige Anlagentypen (s. Abschnitt 3). Der Vollständigkeit halber sind in den folgenden Abschnitten trotzdem sämtliche in der ursprünglichen Technologieauswahl berücksichtigte Anlagentypen angeführt. Es wurden auch sog. Lerneffekte bei den Investitionskosten und den Wirkungsgraden berücksichtigt, um zukünftige Entwicklungen besser abbilden zu können. Aus diesem Grund und um ein optimales Setup eines zukünftigen Energiesystems zu berechnen, wurden die Szenarien mit den angenommenen Daten des Jahres 2020 gerechnet.

Kleinf Feuerungsanlagen und Heizwerke

Im Bereich der Kleinf Feuerungsanlagen und Heizwerke werden neben Bioenergie-Technologien, die Anlagen auf Basis verschiedener Brennstoffe (Hackgut, Stückholz, Stroh, Pellets, Pflanzenöl) beinhalten, auch Daten der auf fossilen Brennstoffen basierenden Referenztechnologien dargestellt. In Tabelle 2 sind repräsentative Werte der Jahresnutzungsgrade, Investitions-, Betriebs und Wartungskosten, sowie die spezifischen kumulierten Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) zusammengefasst. Die in Tabelle 2 angegebenen Leistungen sind als typische Werte eines entsprechenden Leistungsbereichs zu verstehen.

Bei den THG-Emissionen handelt es sich um den „nicht erneuerbaren“ Anteil, der der Erzeugung einer MWh thermischer Energie mit der jeweiligen Technologie zugeschrieben werden kann. Da die Verbrennung von Biomasse als CO₂-neutral angenommen wird, ergeben sich die kumulierten THG-Emissionen von Bioenergie-Anlagen in erster Linie aus den Bereitstellungsketten der Energieträger bzw. der Nutzung von Hilfsenergie. Im Fall von Biomasse-Heizwerken kann davon ausgegangen werden, dass zur Deckung von Lastspitzen Gaskessel eingesetzt werden, wobei für die hier angegebenen Werte (in Klammern) unterstellt wurde, dass 10 % des Jahresbedarfs durch den Spitzenlastkessel gedeckt werden.

Tabelle 2 Kenndaten von Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen und –Heizwerken (Basisjahr: 2010)
 Quellen: Zusammenstellung nach Kalt (2011) bzw. Kalt et Kranzl (2011)

	Jahres- nutzungs- grad ^a	Investitions- kosten ^b	Betriebs- und Wartungs- kosten	Spezifische Treibhausgas- emissionen ^c	Quellen (basierend auf)
Einheit	%	€·kW ⁻¹	€·(kW·a) ⁻¹	kg CO ₂ -equ·MWh _{therm} ⁻¹	
Kessel 12 kW					
Ölkessel	85%	747	14,93	346,04	[1], [2], [3]
Gaskessel	85%	547	10,93	265,96	[4]
Scheitholzkessel	75%	1130	22,61	27,77	[1]
Pelletkessel	84%	1423	28,47	27,15	[1]
Pflanzenölkessel	91%	847	16,93	229,94	[1]
Kessel 25 kW					
Ölkessel	85%	541	10,83	346,04	[1], [2], [3]
Gaskessel	85%	311	6,23	265,96	[4]
Scheitholzkessel	75%	727	14,54	27,77	[1]
Pelletkessel	84%	961	19,23	27,15	[1]
Pflanzenölkessel	91%	591	11,83	229,94	[1]
Hackgutkessel	80%	1190	23,80	24,14	[1]
Kessel 50 kW					
Ölkessel	85%	242	4,84	346,04	[1], [2], [3]
Gaskessel	85%	159	3,18	265,96	[4]
Scheitholzkessel	75%	449	8,98	27,77	[1]
Pelletkessel	84%	448	8,95	27,15	[1]
Pflanzenölkessel	91%	259	5,18	229,94	[1]
Hackgutkessel	80%	489	9,78	24,14	[1]
Heizwerke 0,5 MW					
Ölkessel	85%	200	6,00	382,52	[5], [6]
Gaskessel	85%	200	6,00	278,03	[5], [6]
Hackgutkessel	85%	750	22,50	24,50 (+27,80)	[5], [6]
Strohkessel	85%	1125	28,80	21,76 (+27,80)	[5], [6] ^d
Heizwerke 2 MW					
Ölkessel	85%	150	4,50	382,52	[5], [6]
Gaskessel	85%	150	4,50	278,03	[5], [6]
Hackgutkessel	85%	510	15,30	24,50 (+27,80)	[5], [6]
Strohkessel	85%	765	19,58	21,76 (+27,80)	[5], [6] ^d
Heizwerke 5 MW					
Ölkessel	85%	130	3,90	382,52	[5], [6]
Gaskessel	85%	130	3,90	278,03	[5], [6]
Hackgutkessel	85%	470	14,10	24,50 (+27,80)	[5], [6]
Strohkessel	85%	705	18,05	21,76 (+27,80)	[5], [6] ^d

Kommentare:

- a) Jahresnutzungsgrade beziehen sich auf den (unteren) Heizwert bei Biomasse-Anlagen bzw. den Brennwert (oberen Heizwert) bei fossil befeuerten Anlagen
- b) Bei Kesseln beinhalten die Investitionskosten sämtliche Anlagenkosten inkl. Wärmespeicher, Peripherie, Brennstoffspeicher etc. Im Fall von Heizwerken beinhalten sie ebenfalls die gesamte Anlage inkl. Peripherie, Gebäude, Spitzenlastkessel, Brennstoffspeicher etc.
- c) Sämtliche Daten zu kumulierten Treibhausgasemissionen basieren auf Datensätzen der GEMIS-Datenbank (Oeko-Institut, 2010), Daten in Klammern: zusätzliche Treibhausgasemissionen durch Spitzenlastdeckung mit Gas (10% der jährl. Gesamtzeugung angenommen)
- d) Die Investitionskosten von Strohkessel sind um 50% höher angenommen als Hackgutkessel im jeweiligen Leistungsbereich (vgl. Leuchtweis, 2008)

Quellen:

- [1] Hartmann et al. (2007), [2] Austrian Energy Agency (2004) [3] Konsument (2008), [4] Erdgas OÖ (2006), [5] Karl (2006), [6] FNR (2007)

Biomasse-KWK-Anlagen

Die Gruppe der Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) beinhaltet Biogas- und Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke, Heizkessel mit Stirlingmotoren und ORC-Anlagen⁸, Dampfturbinenanlagen und „innovative“ Anlagen zur integrierten Vergasung und Verstromung, die sich derzeit noch im Entwicklungs- bzw. Demonstrationsstadium befinden. In Tabelle 3 sind die Kenndaten von Biomasse-KWK-Anlagen zusammengefasst, von denen im Rahmen des Projektes ausgegangen wurde. Generell ist zu beachten, dass es sich hier um (mehr oder weniger) konkrete Anlagentypen bzw. -konfigurationen handelt, die in der Regel nicht auf eine Maximierung der Stromerzeugung sondern ein sinnvolles Gesamtkonzept abzielen. Hinsichtlich der elektrischen Wirkungsgrade sind in der Praxis bei unterschiedlichen Konfigurationen mitunter deutlich höhere Werte realisierbar (z.B. bei Dampfturbinenanlagen)⁹.

⁸ Der ORC-Prozess (Organic Rankine Cycle) ist ein Dampfturbinenprozess, bei dem im Gegensatz zum herkömmlichen Dampfturbinenprozess organische Flüssigkeiten mit niedrigen Verdampfungstemperaturen verwendet werden. Dadurch eignet sich diese Technologie wie auch der Stirlingmotor besonders zur Nutzung von geringen Temperaturunterschieden und kann an die relativ niedrigen Verbrennungstemperaturen von Biomasse angepasst werden.

⁹ Darüber hinaus ist die Unterscheidung zwischen Wirkungs- und Jahresnutzungsgraden zu beachten. Im Gegensatz zum Wirkungsgrad, der sich auf einen konstanten Betrieb bei Nennleistung bezieht, sind im Jahresnutzungsgrad auch weniger effiziente Betriebspunkte (im Mittel über ein Jahr) berücksichtigt.

Tabelle 3 Kenndaten von Biomasse-KWK-Anlagen (Basisjahr: 2010)
 Quellen: Zusammenstellung nach Kalt (2011) bzw. Kalt et Kranzl (2011)

	Typische Leistung	Jahres-nutzungs-grad elektrisch	Jahres-nutzungs-grad thermisch	Investitions-kosten	Betriebs- und Wartungs-kosten	Spezifische THG-emissionen exkl. Wärmegutschrift ^a	Quellen
Einheit	MW _{el}	%	%	€·kW _{el} ⁻¹	€·(kW _{el} ·a) ⁻¹	kg CO ₂ -equ·MWh _{el} ⁻¹	-
Biogas-Blockheizkraftwerke ^b	0.050	22%	32%	6.000	300	279	[8], [9]
	0.200	23%	32%	4.515	224	262	[8], [9]
	0.500	24%	32%	3.833	179	255	[8], [9]
	1.500	26%	32%	2.700	135	234	[10]
Pflanzenöl-Blockheizkraftwerke ^c	0.015	31%	61%	2.567	77	505	[11]
	0.200	31%	61%	1.120	34	505	[11]
	1.000	31%	61%	949	28	505	[11]
Hackgutkessel m. Stirlingmotor	0.035	11%	76%	14.001	314	99	[12]
	0.070	11%	76%	11.143	251	99	[12]
Hackgutkessel mit ORC	0.650	14%	72%	8.120	274	74	[12]
	1.600	14%	72%	5.443	229	74	[12]
Dampfturbinen-Anlagen (Hackgut)	1.000	11%	74%	6.056	302	85	[13]
	5.000	18%	65%	3.992	191	57	[12]
	10.000	24%	62%	3.033	148	45	[14]
Strohkessel mit ORC	0.650	14%	72%	9.329	466	67	[12] ^d
	1.600	14%	72%	6.600	330	67	[12] ^d
Dampfturbinen-Anlagen (Stroh)	1.000	11%	74%	7.070	353	89	[13] ^d
	5.000	18%	65%	4.712	236	59	[12] ^d
Festbettvergasung & Gasmotor	0.600	28%	36%	6.734	383	94	[12]
Wirbelschichtvergasung & Gasmotor & ORC	5.000	34%	37%	5.159	388	72	[12]
Biomasse-IGCC 50 MW	50.000	43%	47%	2.300	58	57	[15]

Kommentare:

- a) Sämtliche Daten zu kumulierten Treibhausgasemissionen basieren auf Datensätzen der GEMIS-Datenbank (Oeko-Institut, 2010); Bei diesen Daten ("exklusive Wärmegutschriften") sind die durch die Nutzung der Abwärme eingesparten Treibhausgasemissionen nicht berücksichtigt.
- b) Hinsichtlich der spezifischen Treibhausgasemissionen ist ein Substratmix, bestehend aus 90% Mais und 10% Gülle (heizwertbezogen) unterstellt.
- c) Hinsichtlich der spezifischen Treibhausgasemissionen ist Rapsöl als Brennstoff unterstellt.
- d) Die Investitionskosten von Strohkessel sind um 50% höher angenommen als Hackgutkessel im jeweiligen Leistungsbereich (s. Leuchtweis, 2008).

Quellen:

[8] Walla (2008), [9] Walla (2006), [10] Hagauer et al. (2007), [11] Prankl et al. (2006), [12] Oberberger et al. (2008), [13] Kirjavainen (2004), [14] Wahlund et al. (2000), [15] Wetterlund (2010)

Solarthermie

Abbildung 12 zeigt die historische Entwicklung der Bandbreiten von Investitionskosten von Warmwasseranlagen (Kollektorpreise bzw. Systempreise) im Zeitraum 1997 bis 2010. Die hier dargestellten Kosten pro kW_{thermisch} (kW_{th}) können entsprechend einer Vereinbarung der Internationalen Energieagentur über den Faktor 0,7 in Kosten pro m² Kollektorfläche umgerechnet werden (Biermayr et al., 2011). D.h. gemäß Konvention entspricht ein m² Kollektorfläche einer installierten Leistung von 0,7 kW_{th}. Für das Jahr 2010 kann also für ein Gesamtsystem von typischen Investitionskosten in der Höhe von etwa 900 €/kW_{th} bzw. ca. 650 €/m² ausgegangen werden, wobei aufgrund von „Skaleneffekten“ (*economies of scale*) bei kleinen Anlagen (etwa unter 20 m² Kollektorfläche) von etwas höheren und bei größeren Anlagen von etwas niedrigeren Kosten ausgegangen werden kann.

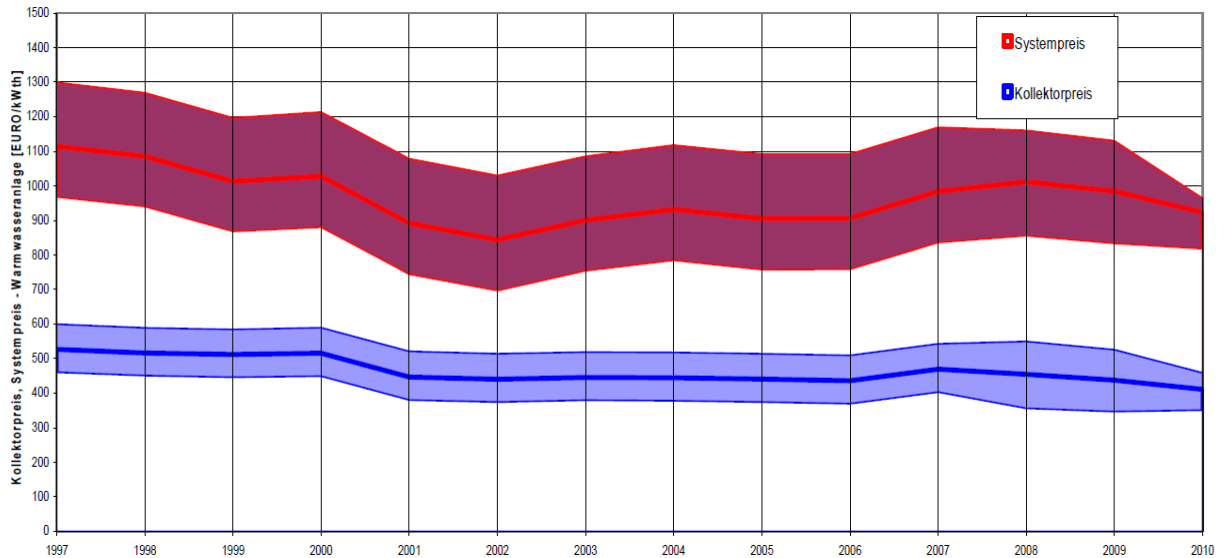


Abbildung 12 Repräsentative Bandbreiten der Systempreise und Kollektorpreise für Solarthermische Anlagen zur Warmwasserbereitung (Preise inflationsbereinigt mit der Basis 2010 und exkl. USt.)
Quelle: AEE INTEC in Biermayr et al. (2011)

Wärmepumpen

In Abbildung 13 sind repräsentative Bandbreiten der Investitionskosten von Wärmepumpen in unterschiedlichen Leistungsbereichen dargestellt. Die relativ großen Bandbreiten ergeben sich nicht zuletzt aufgrund der unterschiedlichen Bauarten bzw. Wärmequellen, wobei Anlagen mit Erdsonden am oberen Ende und Luft/Wasser-Wärmepumpen am unteren Ende der Bandbreiten angesiedelt sind. Typische Investitionskosten von Wasser/Wasser-Wärmepumpen und Anlagen mit flächig verlegten Erdwärmekollektoren liegen grob gesprochen im mittleren Bereich der in Abbildung 13 dargestellten Bandbreiten. Als Jahresarbeitszahl wurde ein Wert von 3,8 angenommen.

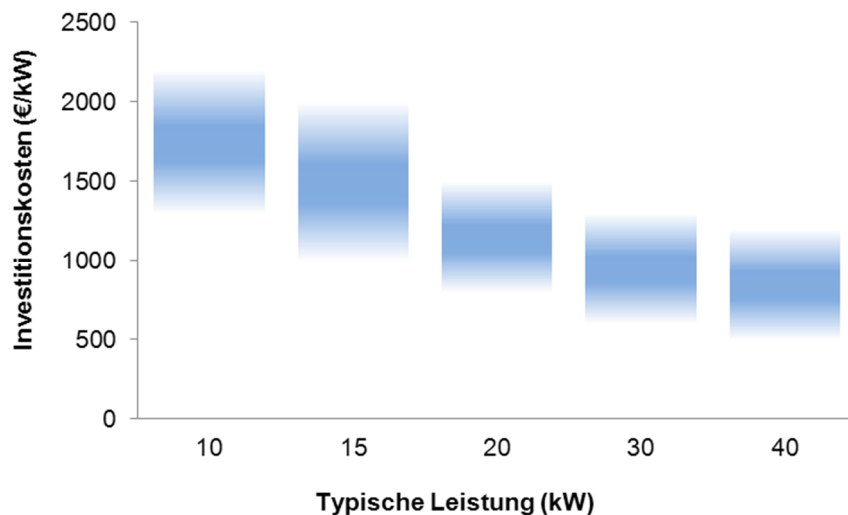


Abbildung 13 Repräsentative Bandbreiten der spezifischen Investitionskosten von Wärmepumpen (Basisjahr: 2010)
Quelle: eigene Darstellung basierend auf Müller et al. (2010) und Kranzl et al. (2011)

Photovoltaik

In Abbildung 14 sind die lt. Biermayr et al. (2011) durchschnittlichen Systempreise von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) unterschiedlicher Leistungen in € pro kW_{peak} (kWp) sowie die Bandbreiten der Herstellerangaben in den Jahren 2008 bis 2010 dargestellt. In diesem Zeitraum ist es zu einer deutlichen Reduktion der Systempreise gekommen: um etwa 1.500 €/kW_{peak} bzw. 27 bis 33 %. Werte von knapp 3700 €/kW_{peak} für das Jahr 2010 sind bei den Investitionskosten von PV-Anlagen mit einer Leistung von 5 kW_p zu beobachten.

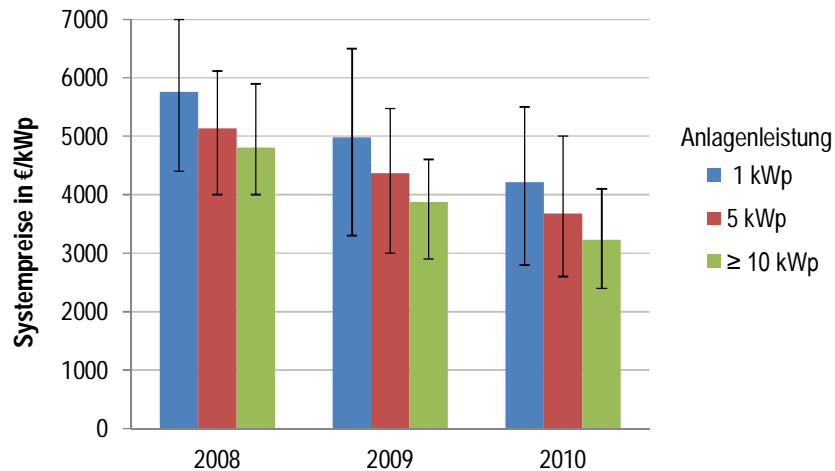


Abbildung 14 Bandbreiten (Fehlerindikatoren) und Mittelwerte (Balken) der Systempreise von fertig installierten PV-Anlagen mit Leistungen von 1, 5 und größer/gleich 10 kW_{peak}
Quelle: eigene Darstellung basierend auf Biermayr et al. (2011)

Technologisches Lernen

Im folgenden Abschnitt wird auf die zu erwartenden (bzw. in den Szenarien unterstellten) zukünftigen Kostenentwicklungen eingegangen, wobei für die verschiedenen Technologien zum Teil von sehr unterschiedlichen Kostensenkungen auszugehen ist.

Wie bereits in den vorigen Abschnitten anhand empirischer Daten dargestellt wurde, sind die Kostensenkungen infolge von „technologischen Lerneffekten“ im Fall von Photovoltaik von großer Bedeutung; bei solarthermischen Anlagen zeigen die in den letzten Jahren beobachteten Preisentwicklungen deutlich geringere Kostenreduktionen.

Für die Szenarien (s. Abschnitt 3) wurden auf Basis empirischer Daten sowie Literaturdaten zu zukünftigen Entwicklungen technologiespezifische Kostenentwicklungen abgeleitet. Obwohl für die Szenarien nur die Kostenentwicklung bis 2020 relevant ist, sind zur Veranschaulichung Entwicklungen bis 2030 dargestellt. Abbildung 15 zeigt die Entwicklung für Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von 3 kW_{peak} nach Haas et al. (2008), die aufgrund der guten Übereinstimmung mit empirischen Daten der letzten Jahre als Grundlage für diese Technologie herangezogen wurde. Für das Jahr 2020 wurde nach der Trendlinie in Abbildung 15 mit Investitionskosten von 1875 €/kW_p gerechnet, was nahezu einer Halbierung der Kosten gegenüber dem Jahr 2010 entspricht.

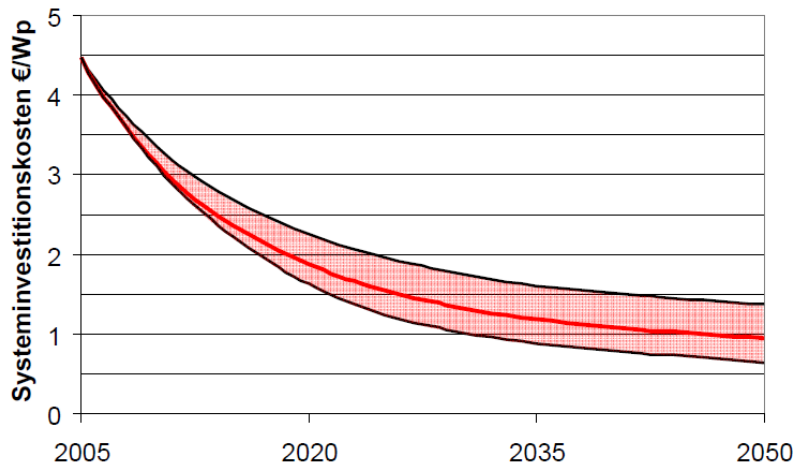


Abbildung 15 Abschätzung der zukünftigen Entwicklung von PV-Systempreisen mit einer Leistung von 3 kW_{peak}
Quelle: Haas et al. (2008)

Abbildung 16 zeigt die unterstellten relativen Änderungen der Investitionskosten aller übrigen Technologiegruppen bis 2020 bzw. 2030. Wie aus der Darstellung hervorgeht, reichen die unterstellten Kostenentwicklungen von konstanten (realen) Werten bei fossil befeuerten und Biomasse-Heizwerken zu Kostenreduktionen bis 2030 um 25 % (Heizkessel mit Stirlingmotor). Bei den übrigen Bioenergie-Technologien wird mit Ausnahme von integrierten Vergasungs- und Verstromungskonzepten von relativ geringen Reduktionen ausgegangen, während bei Wärmepumpen und solarthermischen Anlagen bis 2030 Kostensenkungen von bis zu 20% erwartet werden.

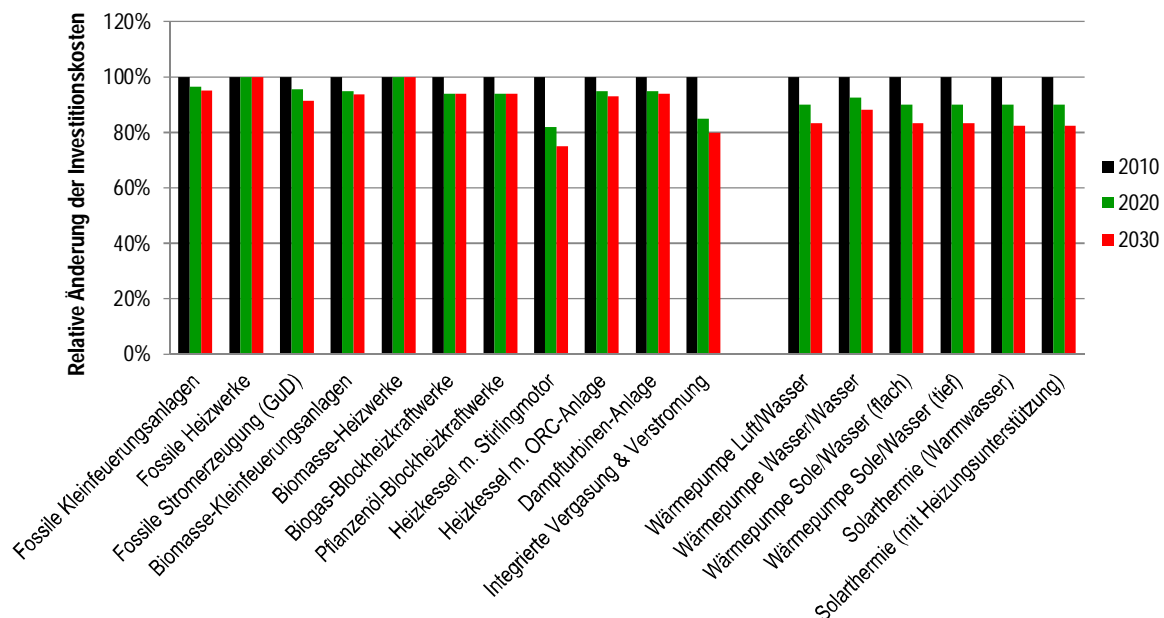


Abbildung 16 Relative Änderungen der Investitionskosten der verschiedenen Technologien bis 2020 bzw. 2030 (Investitionskosten im Jahr 2010 = 100%)
Quellen: basierend auf Öko-Institut (2010) (Bioenergie-Anlagen), Müller et al. (2010) und Kranzl et al. (2011) (Wärmepumpen und Solarthermie)

Es wird davon ausgegangen, dass neben den Investitionskosten auch die Jahresnutzungsgrade von Bioenergie-Technologien einer zeitlichen Dynamik, d.h. in diesem Fall einer Steigerung durch technologische Weiterentwicklung, unterworfen sind. Während

bei Biomasse-Kleinanlagen nur minimale Steigerungen (3% bis 2030) erwartet werden, wird bei den elektrischen Jahresnutzungsgraden insbesondere von „innovativen“ Biomasse-KWK-Technologien von signifikanten Steigerungen ausgegangen. Die unterstellten Entwicklungen der Jahresnutzungsgrade von KWK-Anlagen sind in Abbildung 17 dargestellt.

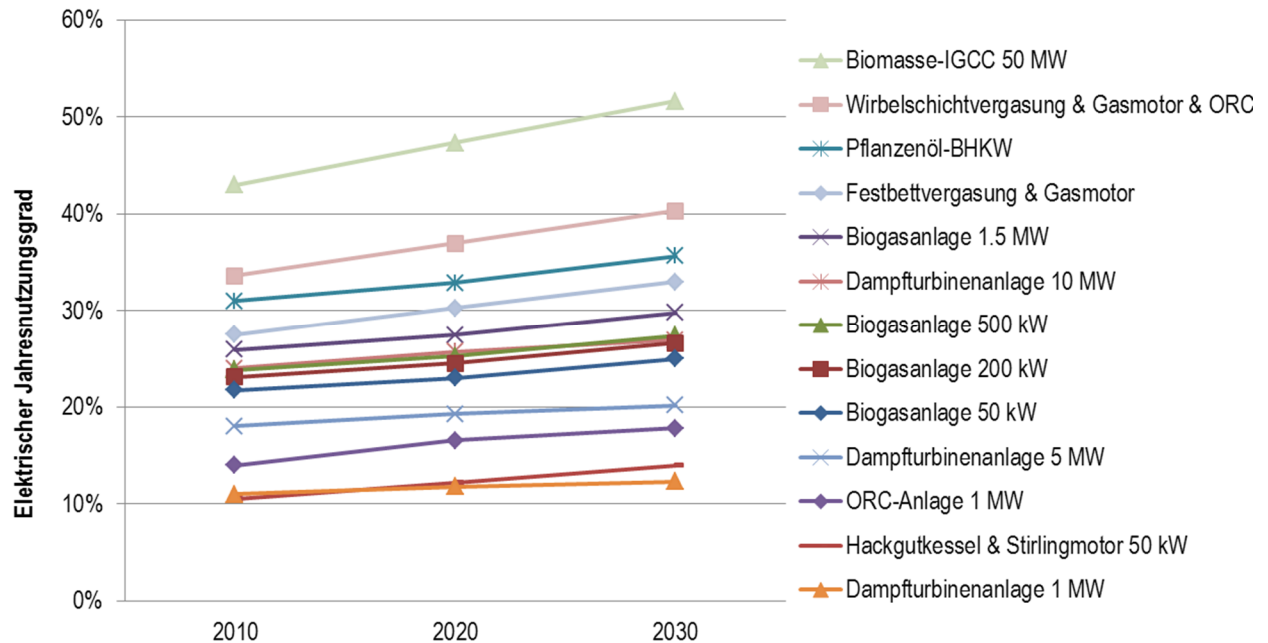


Abbildung 17 Elektrische Wirkungsgrade der Bioenergie-KWK-Technologien
Quellen: s. Tabelle 3, Steigerungsraten basieren auf Öko-Institut (2010)

3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien präsentiert, in denen der Fokus auf der Optimierung der Biomassenutzungsketten und der Autarkie lag und anhand derer Empfehlungen ausgesprochen werden. Beginnend mit den Ergebnissen aus dem BeWhere Modell, werden in Abschnitt 3.2 die Ergebnisse des RESRO Modells präsentiert, wobei dessen Eingangsdaten teils aus den BeWhere Resultaten generiert wurden. Anschließend werden die Ergebnisse mit AGS evaluiert und Schlussfolgerungen aus den Ergebnissen abgeleitet.

Es soll erwähnt werden, dass vor den hier dargestellten Optimierungen bereits umfangreiche Vorarbeiten durchgeführt wurden, welche auch zu den Ergebnissen gezählt werden können. Hierzu zählen insbesondere die Erstellung der regionsspezifischen Biomasse-Angebotskurven (s. Abschnitt 2.1.2.1) sowie die in Abschnitt 2.2 vorgestellten Ergebnisse zu Energiebedarf, Potenzialen und Technologiedaten, welche als Grundlage der folgenden Abschnitte dienen.

3.1 Optimierung mit BeWhere

In BeWhere wurden ein Baseline Szenario und mehrere Energieautarkieszenarien gerechnet. Außerdem wurde eine Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die wichtigsten Inputparameter durchgeführt. Die Energieautarkieszenarien folgen dem Konzept der relativen Energieautarkie, welches Importe- und Exporte von Energie zulässt, um die Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage in der zeitlichen Verfügbarkeit regionaler Energieträger auszugleichen. In den Szenarien müssen Angebot und Nachfrage über das gesamte Jahr ausgeglichen werden. Ausschließlich die Strom- und Wärmenachfrage wurden in der Analyse berücksichtigt, da eine lokale Treibstoffproduktion aufgrund der geringen nachgefragten Mengen nicht sinnvoll erscheint und die lokal vorhandenen Primärenergiepotentiale eine vollständige Deckung der Nachfrage nicht erlauben.

Das Optimierungsmodell wurde statisch für das Jahr 2020 gerechnet und unterstellt eine vollständige Anpassung des Energiesystems an die vorherrschenden Marktbedingungen – eine Annahme, die in Realität durch die notwendigen langjährigen Investitionen nicht erfüllt ist.

3.1.1 Szenarienbeschreibung

Es wurden vier Szenarien für das Jahr 2020 entwickelt. Im Baselineszenario gibt es keine Einschränkungen bezüglich der Verwendung von importierter Energie. Im Szenario S2 wird eine vollständig auf regionalen Energiequellen basierende Wärme- und Stromversorgung unterstellt und im Szenario S3 ein zusätzlicher Strombedarf für Elektromobilität. Dabei wird unterstellt, dass 10% des PKW-Verkehrs durch elektrische Fahrzeuge gedeckt wird. In S4 muss ausschließlich der Wärmebedarf durch regionale Energiequellen gedeckt werden. Aufgrund der geringen Potentiale von Energiepflanzen sowie verhältnismäßig hoher Kosten wird die regionale Produktion von Treibstoffen nicht berücksichtigt. In allen Szenarios wird ein Ölpreis von 80 \$/bbl (nur für S1 relevant) unterstellt sowie ein Haushaltsstrompreis von 16 €Cent/kWh. Der niedrige Ölpreis wurde gewählt, um den Übergang von Szenarien mit Öleinzelfeuerungen zu Szenarien ohne Einsatz von Heizöl darzustellen. Derzeitige Steuern auf fossile Treibstoffe und Strom mit Ausnahme der Mehrwertsteuer sind in der Analyse inkludiert. Alle Autarkieszenarien werden mit zwei unterschiedlichen Nachfrageszenarien kombiniert: In den Nachfragebaseline Szenarien wird keine Änderung der Wärmenachfrage im Vergleich zu der auf Datenbasis berechneten Nachfrage (für das Jahr 2010) unterstellt. Basierend auf dem Referenz-Szenario des österreichischen Aktionsplans für erneuerbare Energien (Karner et al., 2010) wurde angenommen, dass die Stromnachfrage um 18 % steigt. In den Energieeffizienzzenarien wird angenommen, dass die Wärmenachfrage um 25 % abnimmt (eigene Annahme basierend auf den Zielen des regionalen Energieplans) und die Stromnachfrage um nur 13 % steigt (Effizienz-Szenario nach Karner et al., 2010).. Eine Senkung der Wärmenachfrage um 25 % bis 2020 muss als ambitioniertes Ziel gelten, weil dafür etwa 50 % aller bestehenden Gebäude saniert werden müssten.

Tabelle 4 Jährliche Energienachfrage (in GWh) in den 2020 Szenarien. S_i beschreibt unterschiedliche Szenarien. Sie werden mit E_i den Effizienzszenerarien, kombiniert. Fett gedruckte Zahlen müssen in dem entsprechenden Szenario über lokale, erneuerbare Energien bereitgestellt werden.

	E1			E2		
	Wärme- nachfrage	Strom- nachfrage	Strom für Elektro- mobilität	Wärme- nachfrage	Strom- nachfrage	Strom für Elektro- mobilität
S1	160	82	0	120	79	0
S2	160	82	0	120	79	0
S3	160	82	7	120	79	6
S4	160	82	0	120	79	0

3.1.2 Energiemix

Abbildung 18 zeigt den Mix aus Konversionstechnologien, die in den vier verschiedenen Szenarien im Wärme- und Stromsektor berechnet wurden. Im Baseline-Szenario S1-E1 dominieren importierter Netzstrom und Heizöl die Sektoren Strom und Wärme. Nicht-fossile Energieformen tragen vor allem zur Wärmeproduktion bei; Biomasse-Einzelf Feuerungen, Heizwerke und KWK-Anlagen zur Speisung der Nahwärmenetze und ein kleiner Anteil an Wärmepumpen. Der Beitrag von Biomasse-KWK-Anlagen zur Stromversorgung ist sehr gering. Das Energieeffizienzzenario S1-E2 ähnelt vom technologischen Mix her S1-E1. Durch die geringere Wärmedichte werden Nahwärmenetzwerke allerdings weniger attraktiv und gehen zugunsten von Biomasse-Einzelf Feuerungen zurück. Heizöl wird im Vergleich zum S1-E1 Szenario zurückgedrängt.

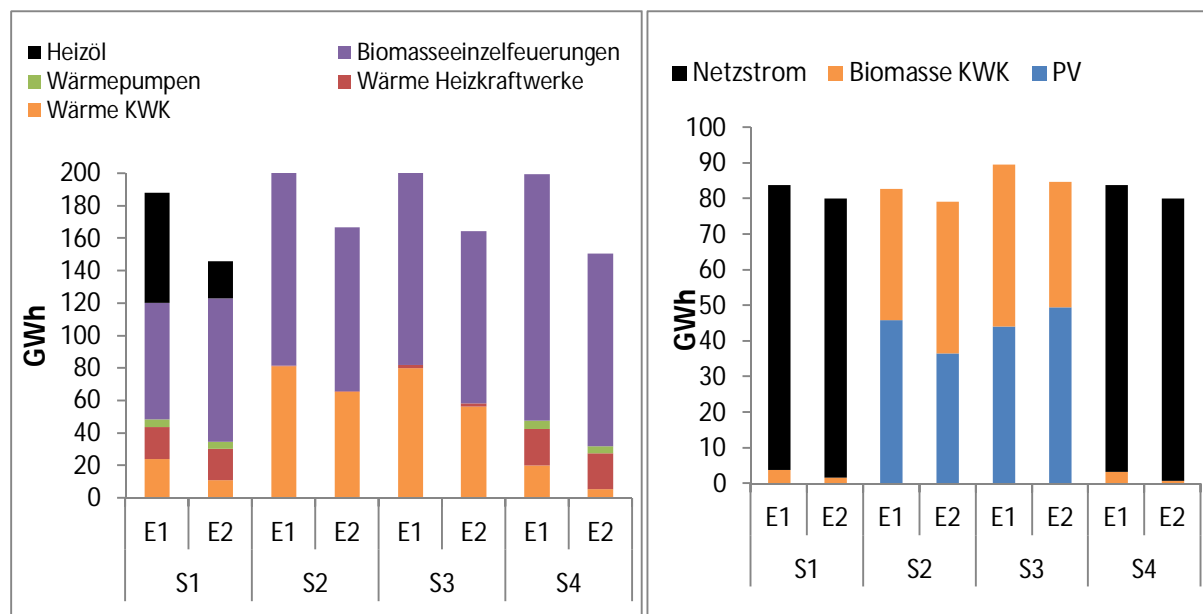


Abbildung 18 Jährliche Wärme- (links) und Stromproduktion (rechts) in den acht Szenarien

Im Autarkieszenario S2-E1 wird die Produktion von Strom aus KWK-Anlagen deutlich ausgebaut und trägt fast 50 % zur Deckung der Nachfrage bei. Das hat zur Folge, dass Fern- und Nahwärme fast ausschließlich in KWK-Anlagen erzeugt und die Nahwärmenetze

zusätzlich ausgebaut werden. Die andere Hälfte der Stromnachfrage wird über PV-Anlagen gedeckt. Zusätzlich zur Fernwärmeproduktion aus KWK-Anlagen werden Biomasse-Einzelfeuerungen zur Wärmeproduktion eingesetzt. Das Effizienzscenario S2-E2 ist ähnlich dem Szenario S2-E1. Eine Steigerung der Nachfrage nach Strom durch die Einführung elektrischer Autos in S3-E1 erhöht die Biomasse-KWK Produktion. Fernwärmenetze werden weiter ausgebaut, um die in den KWK-Anlagen erzeugte Wärme einsetzen zu können. Dadurch werden auch Gebiete mit relativ geringer Wärmenachfragedichte angeschlossen, was Kosten und Verluste in den Fernwärmenetzwerken erhöht. Zusätzlich kann nicht die gesamte in den KWK-Anlagen anfallende Wärme zu Heizzwecken verwendet werden. Im Szenario S4-E1 wird nur der Wärmesektor über lokale, erneuerbare Energieträger versorgt. Die KWK-Produktion fällt daher sehr gering aus, ähnlich wie in S1. Die Wärmeversorgung wird vor allem durch einen Ausbau von Biomasseeinzelfeuerungen sichergestellt, Fernwärme gewinnt gegenüber dem Baseline-Szenario nicht an Bedeutung.

In keinem der Szenarien werden Biogasanlagen oder Pflanzenölpresen gebaut. Der Grund sind die hohen Rohstoffkosten. Da in der Region eine große Anzahl an Viehbetrieben angesiedelt ist, sind lokal große Mengen an Gülle verfügbar. Allerdings sind die Mengen über die gesamte Region verteilt und das ökonomische Potenzial von Biogasproduktion aus Gülle wird aufgrund der damit verbundenen hohen Logistikkosten als sehr gering eingeschätzt. Diese Option wurde daher nicht im Detail evaluiert. Es wird jedoch nicht ausgeschlossen, dass Biogas aus landwirtschaftlichen Reststoffen und getrennt gesammelten Abfällen einen geringen, aber dennoch sinnvollen Beitrag zur Energieversorgung in der Region leisten kann.

Als Biomasseeinzelfeuerungsanlagen werden vor allem Hackschnitzelfeuerungen installiert. In den Szenarien S1 und S4 werden zur Stromproduktion zum größten Teil Stirling-Motoren eingesetzt, während in S2 und S3, aufgrund der höheren Stromnachfrage, Gasifizierungstechnologien zum Einsatz kommen, die eine höhere Stromausbeute im Vergleich zu Stirling Motoren und ORC Kraftwerken erlauben.

3.1.3 Kosten

Abbildung 19 zeigt die Kostenunterschiede zwischen den Baselineszenarien S1 und den Autarkieszenarien S2-S4 pro Person pro Jahr. Alle Autarkieszenarien führen zu Nettokosten zwischen 17 €/Person-a) und 294 €/Person-a). Kosten für die Energiebereitstellung sind naturgemäß in den Effizienzscenarien geringer. Da die Kosten von Energieeffizienzmaßnahmen allerdings im Modell nicht berücksichtigt werden, könnten die Gesamtkosten der Effizienzscenarien größer sein. Die Ergebnisse zeigen, dass die regionale Wertschöpfung in Land- und Forstwirtschaft nur einen geringen Anteil der Gesamtkosten ausmachen - so fallen in S3 – E2, dem teuersten Szenario, nur 20 % der Kosten im Biomassebereich an. Daraus folgt, dass die regionale Wertschöpfung möglicherweise durch den Ausbau der lokalen Energieproduktion nicht steigen würde, weil ein Großteil der zusätzlichen finanziellen Ressourcen in Investments für Anlagen fließen würde. Anlagen müssten aber von außerhalb der Region importiert werden, während nur ein kleiner Teil der Investmentkosten in Form von Baumaßnahmen an lokale Betriebe vergeben werden könnte.

Die Auswirkungen auf die lokale Wertschöpfung sind daher möglicherweise deutlich geringer als von Proponenten regionaler Energieversorgung angenommen. Da die Ausgaben für Energiedienstleistungen um bis zu 217 (294) €/Person-a in S2-E1 (S3-E1) ansteigen würden, könnten die gesamten regionalen Einkommenseffekte sogar deutlich negativ werden.

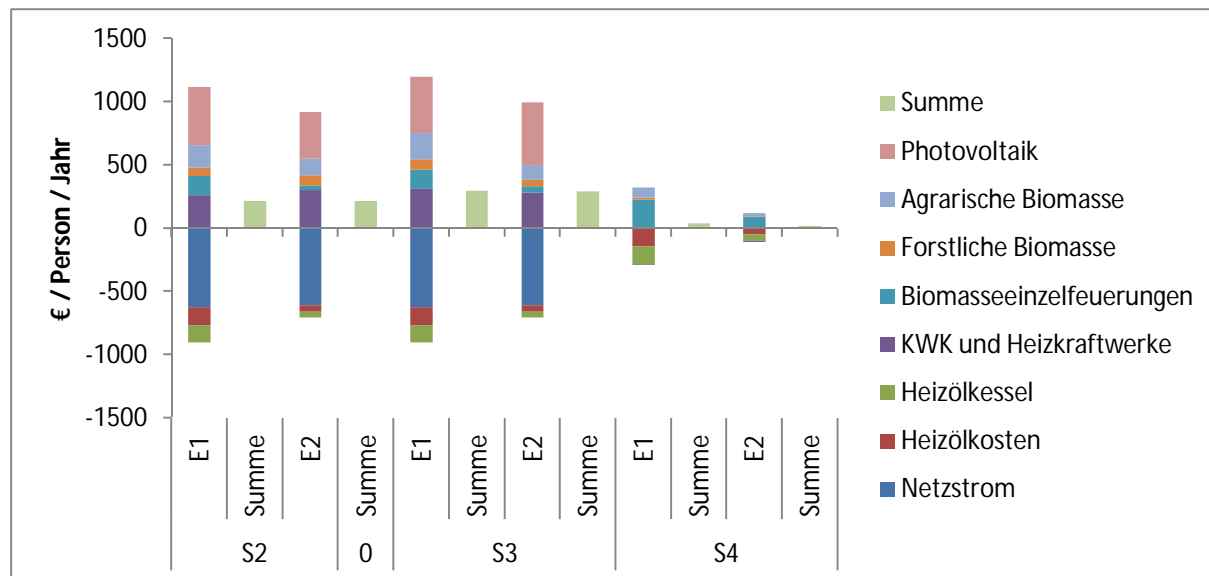


Abbildung 19 Jährliche Unterschiede in den Kosten zwischen den Baseline- und den Autarkieszenarien
 Kommentar: „Summe“ bezeichnet die Summe aus Einsparungen und Kosten.

Abbildung 19 zeigt gleichzeitig, dass Energieautarkie im Wärmesektor zu sehr geringen Kosten möglich wäre. Die Kostendifferenz zwischen S1 und S4 ist 19 €/Person-a (Effizienzscenario) und 17 €/Person-a (Keine Effizienz). Die Sensitivitätsanalyse zeigt außerdem, dass eine Steigerung des Ölpreises über 80 \$/bbl, welches dem in den Szenarien unterstellten Preisniveau entspricht, dazu führt, dass die Region vollständig mit erneuerbarer Wärme versorgt wird. Ein Anhalten derzeitiger hoher Ölpreise oder weitere Energiepreissteigerungen können Wärmeautarkiebestrebungen also begünstigen.

3.1.4 Änderungen in der Bereitstellung von Biomasse aus dem Agrar- und Forstbereich

Abbildung 20 zeigt die Unterschiede in der Verwendung von Biomasseressourcen aus dem Forst und vom Acker zwischen dem Baselineszenario und den Autarkieszenarien. Die Erhöhung des Konsums von Forstressourcen ist signifikant für S2 (S3) und beträgt 21 GWh (28 GWh). Das entspricht einer Erhöhung der Produktion um 24 % (30 %) im Vergleich zum Baselineszenario. Die zusätzliche Verwendung von Forstbiomasse ist in S4 gering. Die Veränderungen im Konsum von agrarischer Biomasse sind sowohl relativ als auch absolut deutlich signifikanter als jene im Konsum von Forstbiomasse. Im Baselineszenario kommt eine hohe Menge an Forstbiomasse zum Einsatz. Eine weitere Steigerung der Produktion im Forst ist deswegen teurer als ein Rückgriff auf agrarisch produzierte Biomasse, wie auch aus Abbildung 6 (Biomasseangebotskurven) folgt. Alle Szenarien zeigen einen deutlichen Anstieg der Produktion von Kurzumtriebsholz. In S2 (S3) werden knapp 142 GWh (156 GWh) an zusätzlicher Biomasse erzeugt, was einer Steigerung um 490 % (530 %)

entspricht – die hohe relative Steigerung entsteht vor allem aufgrund des relativ geringen Konsums von 36 GWh im Baselineszenario.

Das Wärmeautarkieszenario S4 benötigt geringere zusätzliche Mengen. In S4-E1 ist eine Steigerung von 300 % nötig, um die Nachfrage nach Biomasse zu decken.

Die Steigerung der Entnahme von Biomasse aus dem Forst für energetische Zwecke ist signifikant und die notwendigen Preissteigerungen für Energieholz könnten dazu führen, dass teilweise höherwertige Holzsortimente wie Sägeholz und Industrieholz der energetischen Verwertung zugeführt werden. Die genauen Effekte können allerdings aufgrund der verwendeten Methodik, die auf geschätzten Preiselastizitäten beruht, nicht dargestellt werden.

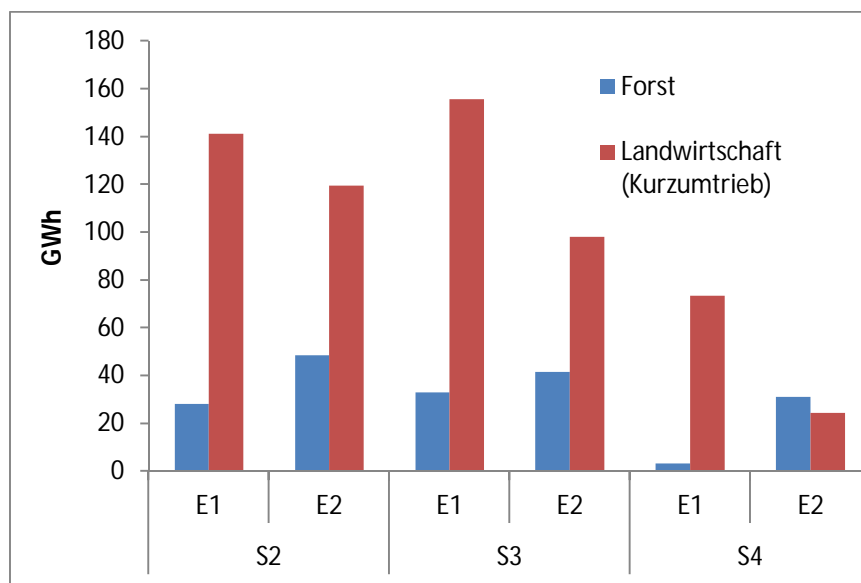


Abbildung 20 Jährliche Differenz im Konsum von Biomasse für energetische Zwecke zwischen S1 und den Autarkieszenarien

3.1.5 Effekte im Agrarsektor

Aus den im vorigen Abschnitt präsentierten Ergebnissen folgt, dass eine deutliche Ausweitung der agrarischen Produktion von Biomasse notwendig ist, um das Ziel der Energieautarkie zu erreichen. Der signifikante Zuwachs in der Produktion von Kurzumtriebsholz im Vergleich zum Baselineszenario führt zu einem Rückgang in der Produktion von anderen Ackerkulturen (s. Abbildung 21). Die linke Abbildung zeigt die Flächenverwendung während rechts die Mengen an am Markt verwerteten Ackerkulturen dargestellt werden. Die linke Abbildung enthält nicht gehandelte Futtermittel, die rechts nicht inkludiert sind. Die Viehhaltung geht in den Autarkieszenarien nicht zurück, weil die Abnahme in der regionalen Produktion von Futtermitteln über den Import von Futtermittelkonzentraten substituiert wird. Die Erhöhung des Selbstversorgungsgrad in der Energieproduktion führt also zu einer Reduktion des Selbstversorgungsgrads im Bereich Futtermittel.

Bei einem Vergleich der Landnutzung mit den Produktionsmengen wird deutlich, dass die Ausweitung der Produktion von Kurzumtriebsholz höher ist als die Inanspruchnahme von zusätzlichem Ackerland. Der Grund dafür ist die höhere durchschnittliche Produktivität von

Kurzumtriebsholz. Trotzdem werden in den Szenarien S2 und S3 um bis zu 50 % weniger Lebens- und Futtermittel produziert.

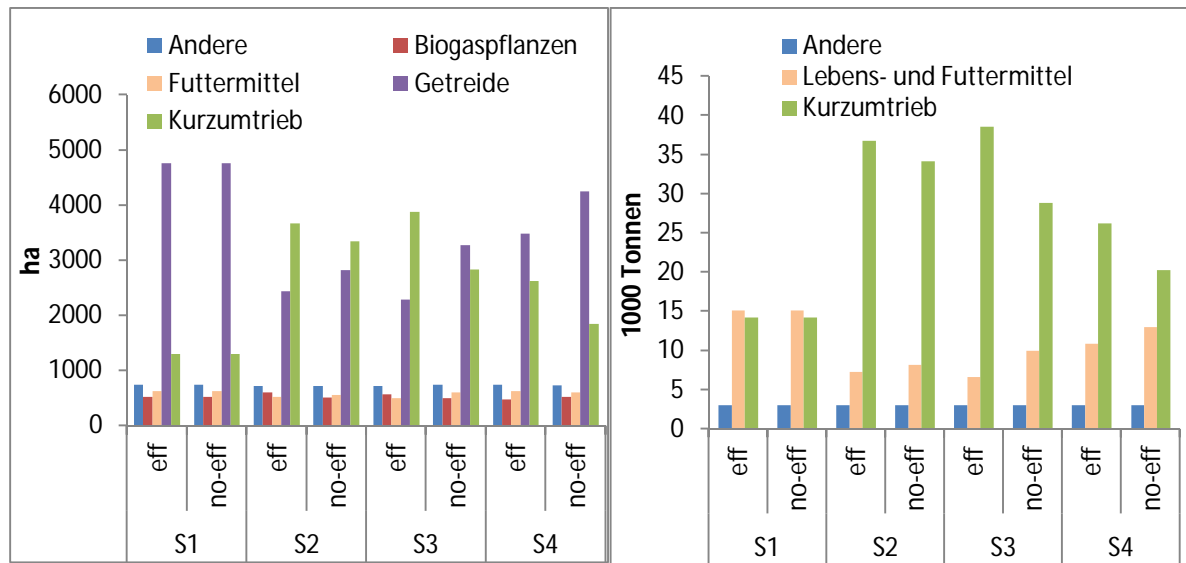


Abbildung 21 Effekte auf die Landnutzung (links) und die jährliche Produktion von Ackerkulturen (rechts) in den acht Szenarien. Rubrik „Biogaspflanzen“ (z.B. Silomais) wird hier nicht energetisch genutzt.

Effekte auf die Produzentenrente von Landwirten sind in den Autarkieszenarien gering (s. Abbildung 22). Die erhöhten Preise für agrarische Biomasse müssen zusätzliche Produktionskosten, z.B. durch die Importe von Futtermittel und den Entgang von agrarischen Subventionen (d.h. Zahlungen für ÖPUL Maßnahmen und benachteiligte Regionen), kompensieren. Die Erhöhung der regionalen Biomasseproduktion reduziert also nationale und EU-weite Förderungen, deren Wegfall durch die BiomassekonsumentInnen kompensiert werden muss.

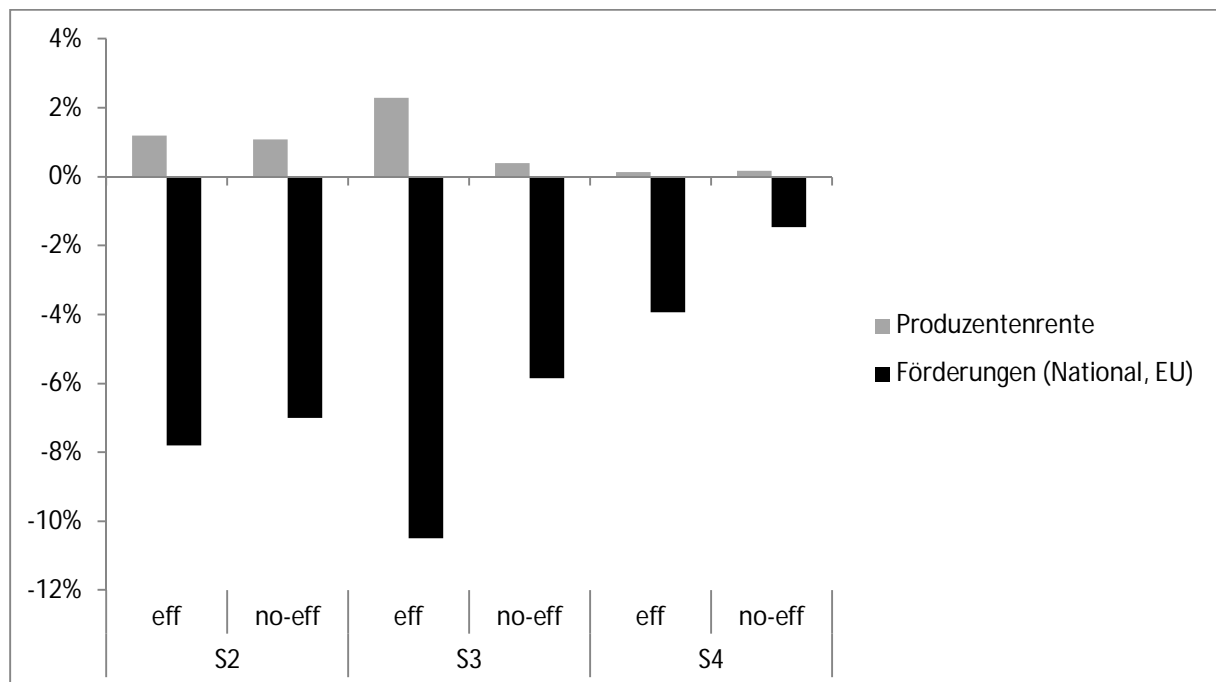


Abbildung 22 Relative Änderungen in Produzentenrenten und Subventionen zwischen dem Baseline- und den Autarkieszenarien

3.1.6 Sensitivitätsanalyse

Unter Verwendung einer lokalen Sensitivitätsanalyse testeten wir den Einfluss der Veränderung von Modellparametern auf die Ergebnisse. Der Einfluss des Ölpreises, des Elektrizitätspreises und der Wärmenachfrage auf den Anteil fossiler Energieträger im Gesamtportfolio wurde untersucht. Abbildung 23 zeigt die Ergebnisse dieser Analyse. Während Strompreis und Wärmenachfrage nur einen sehr geringen Einfluss zeigen, beeinflusst eine Änderung des Ölpreises den Konsum von Heizöl überproportional. Der Preis im Baselineszenario (d.h. 80 \$/bbl) liegt in einer sehr sensitiven Region: kleine Steigerungen im Ölpreis führen dazu, dass Heizöl vollständig substituiert wird, während der Biomassekonsum überproportional abnimmt, wenn der Ölpreis fällt. Diese Ergebnisse zeigen, dass vor allem der Wärmesektor stark sensitiv auf zukünftige Änderungen der Energiepreise reagiert, während im Strombereich kein Vordringen von Erneuerbaren basierend auf Preissteigerungen alleine erwartet werden kann. Dieses Ergebnis wird durch die derzeitige Lage in der Region bestätigt: erneuerbare Energien werden vor allem im Wärmesektor eingesetzt - der Beitrag ist in den letzten Jahren deutlich gestiegen - während die regionale erneuerbare Stromproduktion sehr niedrig ist.

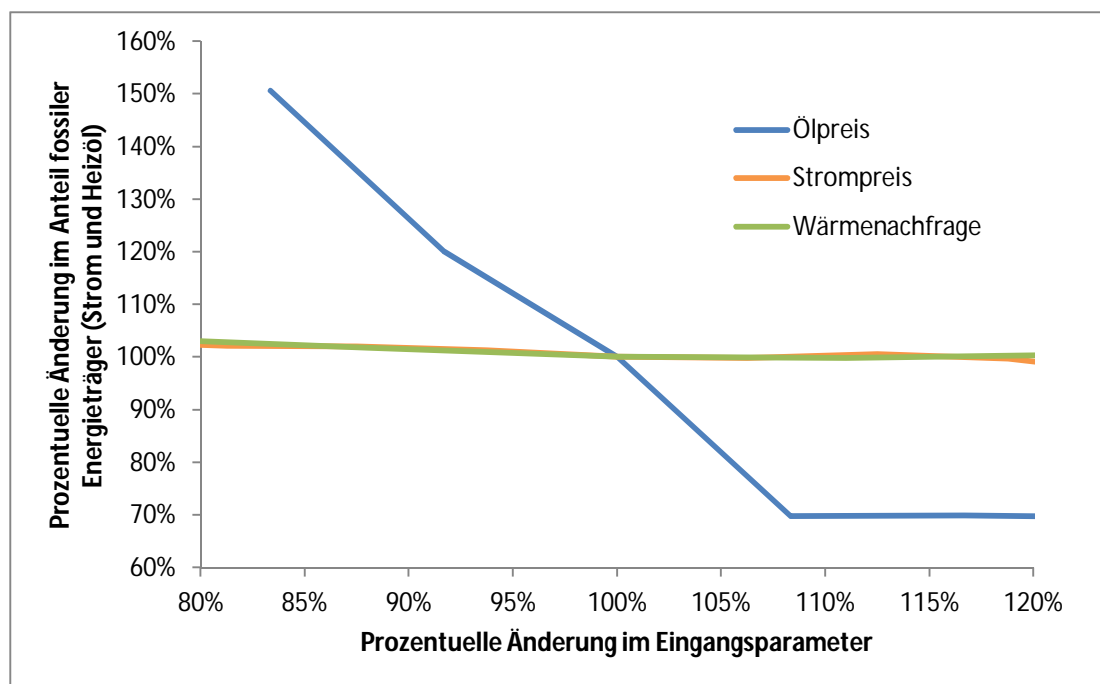


Abbildung 23 Sensitivität des Anteils von Heizöl und Netzstrom gegenüber Änderungen in den Inputparametern

3.2 Optimierung mit RESRO

RESRO ist ein Energiesystemmodell, welches im Studio iSPACE entwickelt und für das Projekt BioSpaceOpt genutzt und angepasst wurde. Ziel einer Optimierung mit RESRO ist die Minimierung der innerhalb eines Jahres kumulierten Gesamtkosten eines Energiesystems (hier: Energiesystem Region Sauwald) unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen. Die Kostenfunktion beinhaltet die Kosten für Brennstoffe, Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten der Anlagen, ebenso Ausgaben und Erträge aus Stromzukauf bzw. -verkauf. Wesentlichste Nebenbedingung ist die Deckung des Strom- und Wärmebedarfs.

Im Bereich Wärme ist bedingt durch hohe Transportverluste die räumliche Nähe zwischen Erzeugung und Bedarf wichtig. Deshalb wird die Wärmeversorgung unter räumlichen Gesichtspunkten behandelt, wobei ein 100 m x 100 m Raster als Grundlage verwendet wird. Sowohl die Potentiale an erneuerbaren Energien als auch die Versorgung mit Fernwärme werden in dieser hohen Auflösung betrachtet. Um den Fernwärmefluss zwischen benachbarten Zellen korrekt abzubilden, werden auch Bilanzgleichungen zwischen benachbarten Rasterzellen im Modell berücksichtigt. Der Ausbau des Fernwärmenetzes wird somit detailliert modelliert. Die Fernwärme (FW) steht in Konkurrenz zu dezentralen Kleinf Feuerungsanlagen. Der betrachtete Modellierungszeitraum umfasst ein Jahr, welches in zwölf Monate aufgeteilt wird. In Abbildung 24 ist eine Grafik, die den Resro Modellverbund beschreibt, zu sehen.

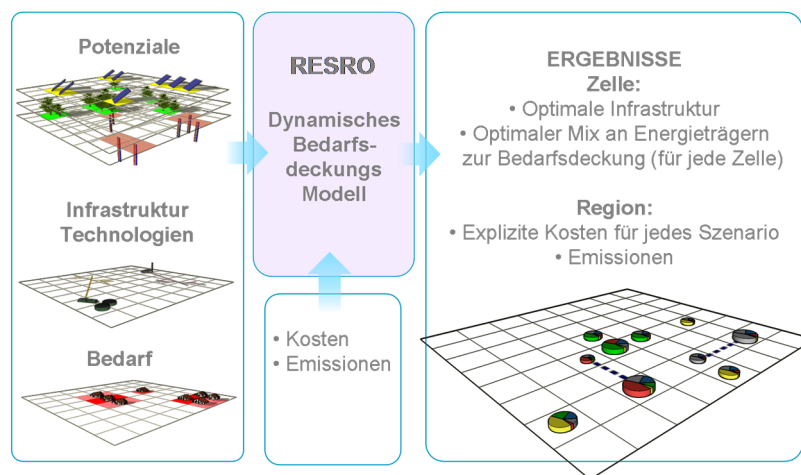


Abbildung 24 Überblick über Modellframework von RESRO

RESRO wurde in diesem Projekt an das BeWhere Modell gekoppelt. Die primären Übergabeparameter von BeWhere zu RESRO sind hierbei verfügbare Biomasse mengen und deren Bezugspreise aus Konsumentensicht, welche in RESRO als konstant angenommen werden¹⁰., Außerdem fließen potentielle Standorte von zentralen Bioenergieanlagen in RESRO ein. Diese Standorte auf dem 1 km x 1 km Raster wurden vorerst in eigenständigen

¹⁰ In BeWhere entstehen die Preise für Biomasse abhängig von der Nachfrage. Zu einem bestimmten Preisniveau gibt es eine fixierte Menge an Biomasse, die zur Verfügung steht. In BeWhere wird diese Preis-Mengenrelation endogen bestimmt, während RESRO diese als exogene Modellparameter nutzt.

Optimierungen auf den 100 m x 100 m Raster umgelegt. In den eigentlichen Optimierungsläufen wurde dem Modell dann freigestellt, ob in diesen Rasterzellen die durch BeWhere vorgeschlagenen zentralen Anlagen gebaut werden sollten oder nicht. Als weitere Alternative standen kleinere Anlagen gleichen Typs oder Anlagen anderen Typs mit ähnlicher Größe zur Verfügung, so dass eine geeignete Dimensionierung der zentralen Anlagen inkl. dazugehöriger Fernwärmenetze möglich war. Diese Maßnahmen bewirkten, dass die Erkenntnisse zur Biomassenutzung aus dem umfassenderen BeWhere Modell genutzt werden konnten und in Folge eine verfeinerte Darstellung in RESRO möglich wurde.

3.2.1 Szenarienbeschreibung

Im Folgenden sollen nun vier Szenarien beschrieben und deren Ergebnisse detailliert vorgestellt werden. Die Annahmen zu den Szenarien basieren auf den entsprechenden BeWhere Szenarien, so dass hier eine konsistente Modellprozesskette vorliegt. Die Nummerierung der Szenarien steht jedoch in keinem Zusammenhang mit den bereits vorgestellten BeWhere Szenarien. Verfügbare Biomasse und deren Preise (s. Tabelle 5) sind Ergebnisse¹¹ aus BeWhere. Als Modellierungsjahr wurde das Jahr 2020 gewählt, wobei mit gleichbleibendem Wärmebedarf (160 GWh/a) bei um 18 % gesteigertem Strombedarf (auf 82,7 GWh/a) gerechnet wurde.

Der modellexogene Strombezugspreis wurde bei allen Szenarien zu 16 Cent/kWh festgelegt. Szenario 1 und Szenario 2 unterscheiden sich durch den vorgegebenen Ölbezugspreis, wobei der höhere Ölpreis in Szenario 2 bewirkt, dass Öl nicht mehr genutzt wird (s. Ergebnisse in Abschnitt 3.2.2) und deshalb quasi bereits eine Autarkie im Wärmebereich vorliegt. Die Ölpreise wurden bewusst aus entsprechenden BeWhere Szenarien gewählt, zwischen denen der Anstieg des Ölpreises zu starken Umwälzungen, genauer gesagt dem Wegfall des Öls aus dem optimalen Energiemix, führt. Bei Szenario 3 werden die Daten aus Szenario 2 übernommen, wobei neben der Wärmeautarkie (durch den hohen Ölpreis) eine 50 %-ige Stromautarkie angestrebt wird, so dass hier mindestens die Hälfte des Strombedarfs regional erzeugt werden muss. Szenario 4 ist ein reines Autarkie-Szenario, was bedeutet, dass nur regional verfügbare Energieträger (also keine fossilen Energieträger wie Öl) verwendet werden dürfen und die regionale Stromerzeugung dem Strombedarf in der Region Sauwald entsprechen muss. Es wird wie in den BeWhere Szenarien eine relative Autarkiedefinition eingesetzt. Tabelle 5 zeigt die den Szenarien zugrunde gelegten Annahmen im Überblick. In der Spalte „Biomasse“ sind die in den Szenarien genutzten Mengen an Biomasse zu sehen.

¹¹ Mengen genutzter forstlicher und agrarischer Biomasse wurden addiert; für die Preise wurde ein nach Mengen gewichteter Durchschnitt berechnet.

Tabelle 5 Definition der Szenarien

Name	Beschreibung	Ölpreis [€/MWh]	Strompreis [Cent/kWh]	Autarkie Wärme	Autarkie Strom	Biomasse [GWh/a]	Biomassepreis [€/MWh]
Szenario 1	niedriger Ölpreis	44	16	-	-	128	17,5
Szenario 2	hoher Ölpreis (Wärmeautarkie)	> 50	16	(100%)	-	192	19,9
Szenario 3	Szen. 2 + 50%-Stromautarkie	> 50	16	(100%)	50%	194	19,9
Szenario 4	Autarkie	-	16	100%	100%	255	23,6

3.2.2 Energiemix

Die detaillierten Ergebnisse zum optimalen Energiemix in den Szenarien sind in Abbildung 25 dargestellt.

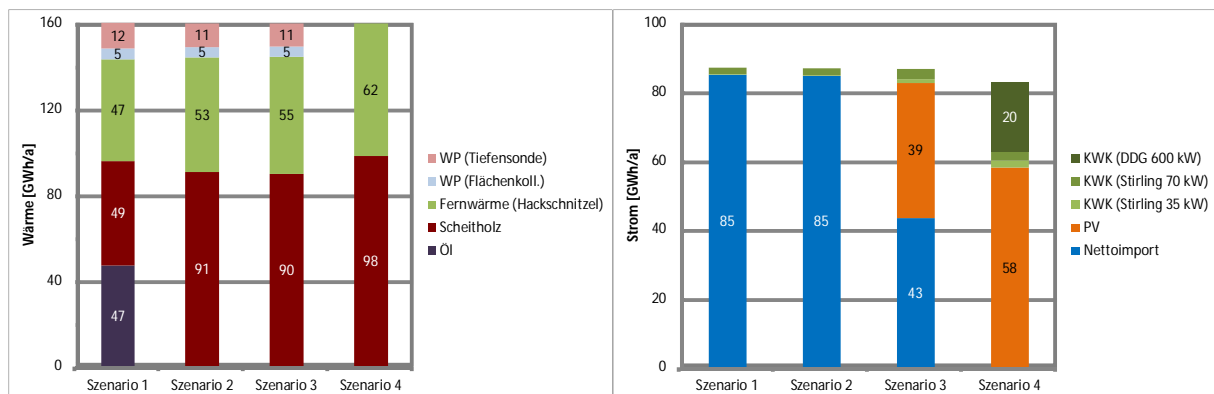


Abbildung 25 Wärmearzeugung auf Nutzenenergieebene (links) & Deckung des Strombedarfs (rechts)

In allen Szenarien dominiert hölzerne Biomasse die Wärmearzeugung, teils unterstützt durch Wärmepumpen und Öl. Der niedrige Ölpreis in Szenario 1 führt zu einer Nutzung dieses fossilen Brennstoffs, während Öl ab Szenario 2 kein Teil der optimalen Lösung ist. Die Wärmearzeugung aus Hackschnitzeln in zentralen Anlagen ist bis zu einem gewissen Grad günstiger als die Erzeugung aus Öl oder dezentralen Bioenergieanlagen (Scheitholz), jedoch sinkt die Wirtschaftlichkeit mit einer Vergrößerung der Transportdistanz von den zentralen Erzeugungsanlagen zum Abnehmer, da dadurch die Verteilungsverluste zunehmen. Heizungen mit Scheitholz sind bei den dezentralen Bioenergieanlagen dominierend, da sie die günstigste Option darstellen.

Umgebungswärmenutzung mit Hilfe von Wärmepumpen (WP) ist die kosteneffizienteste Möglichkeit der Wärmearzeugung, weshalb deren Potenziale in den Szenarien 1 bis 3 – falls Wärmebedarf in der jeweiligen Rasterzelle vorhanden ist – weitläufig ausgeschöpft werden und hierdurch Wärme im Umfang von 16 GWh/a erzeugt wird. Nur in Autarkie-Szenario 4 wird diese Technologie nicht genutzt, da die Wärmepumpen durch Strom betrieben werden, somit den Strombedarf erhöhen und damit der Stromautarkie-Bedingung entgegenwirken. Der Einsatz der WP in den Szenarien 1 bis 3 führt zu einer Erhöhung des Strombedarfs um ca. 4 GWh/a gegenüber Szenario 4 (rein exogen vorgegebener Strombedarf), was einem Anstieg von etwa 5 % entspricht. Dies zeigt auch die Notwendigkeit auf, den Wärme- und Strombereich kombiniert zu betrachten, da durch WP- und KWK-Einsatz eine Kopplung der beiden Bereiche vorhanden ist.

Wird keine Stromautarkie-Bedingung vorgegeben (Szenario 1 und 2), so zeigt sich, dass die regionale Stromerzeugung aus PV und zumeist auch aus KWK nicht wirtschaftlich ist gegenüber dem Stromimport, der eindeutig dominiert. Nur geringe Stromanteile aus KWK-Anlagen sind im Strommix enthalten. In Szenario 3 genügt die Nutzung eines Großteils der PV-Potenziale und geringer, ökonomisch sinnvoller¹² KWK-Anteile, um die 50 %-Stromautarkie-Bedingung zu erfüllen. Dennoch ist der Beitrag der KWK zur Stromerzeugung ähnlich wie in den Szenarien 1 und 2 gering. Ist wie in Szenario 4 eine vollständige Stromautarkie gefordert, so wird dies vorrangig durch PV ermöglicht, wobei die PV-Nutzung hier an ihre durch die Potenziale vorgegebenen Obergrenzen stößt. Der übrige Strombedarf wird aus Mangel an Alternativen über KWKs bereitgestellt. Hier dominieren Anlagen mit integrierter Vergasung und Verstromung (DDG), welche zwar eine geringe Gesamteffizienz und hohe Investitionskosten, jedoch einen höheren Stromwirkungsgrad als die sonst verfügbaren Anlagen aufweisen. Ebenso werden KWKs mit Stirling Motor verwendet, welche hier geringe Volllaststunden (ca. 5000 h bei Nennvolllaststunden von 7000 h) und somit eine schlechte Ausnutzung aufweisen. Hier kann von einer durch die Stromautarkie hervorgerufenen Überdimensionierung gesprochen werden, da die von diesen Anlagen erzeugte Wärme auch von herkömmlichen Heizwerken (HW) bereitgestellt hätte werden können. Die der Wärmeerzeugungskapazität nach größeren KWK-Anlagen werden jedoch bevorzugt, um die Stromautarkie-Bedingung zu erfüllen. Ein weiteres Merkmal dieser Entwicklung ist der größere Ausbau des Fernwärmenetzes in Szenario 4, welcher durch den großen KWK-Ausbau verursacht wird. Die als Nebenprodukt zur KWK-Stromerzeugung erzeugte Wärme wird genutzt, indem der FW-Netzausbau weit ausgedehnt wird. So werden auch Regionen an das FW-Netz angeschlossen, in denen keine hohe Wärmebedarfsdichte vorliegt bzw. die Entfernung zu den zentralen Anlagen zu groß ist und somit ein FW-Netz eigentlich nicht sinnvoll wäre (s. hierzu Abschnitt 3.2.4). Im BeWhere Modell ist dieser übermäßige Anschluss an das FW-Netz nicht zu beobachten, da Teile der erzeugten Wärme dort stattdessen nicht genutzt werden. Dies resultiert aus modelltechnischen Unterschieden.

Die Zusammensetzung der Fernwärme aus den unterschiedlichen zentralen Anlagen in den Szenarien ist in Abbildung 26 aufgeführt. Man kann deutlich die Zunahme des KWK-Anteils bei den Autarkieszenarien, v.a. bei Szenario 4, erkennen. Die reinen Fernwärme-Transportverluste von den zentralen Anlagen zu den Abnehmern liegen zwischen 5,6 % in Szenario 1 und 7 % in Szenario 4. Bei Wärmeübergabe zu den Gebäuden entstehen zusätzliche Verluste von 3,5 %.

¹² falls ausreichende Wärmebedarfsdichte in der Umgebung vorhanden ist

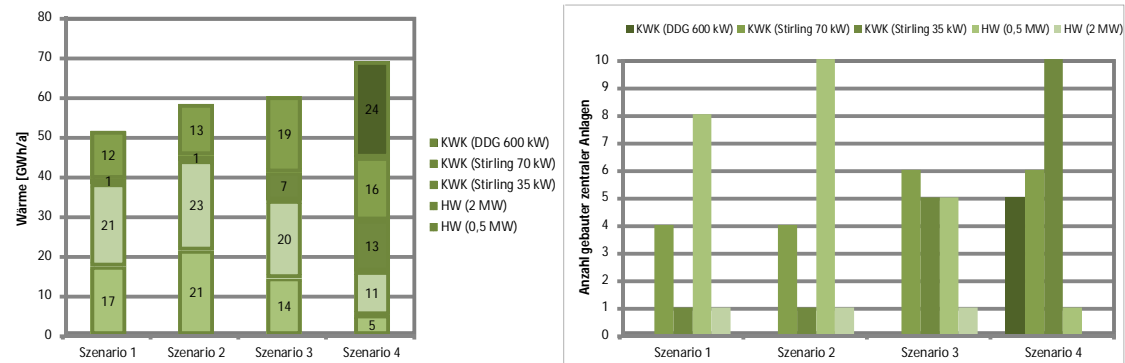


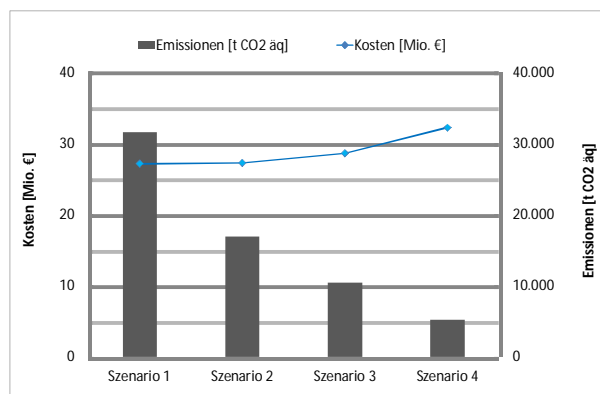
Abbildung 26 Wärme-Output (links) und Anzahl gebauter zentraler Bioenergieanlagen¹³ (rechts)
 Kommentare: KWK-Angaben in elektrischer Leistung kW_{el}, Heizwerk (HW)-Angaben in thermischer Leistung MW_{th}
 Die aufgeführten KWKs haben übrigens durch ihre sehr hohen Volllaststunden höhere Wärmeerzeugungskapazitäten als das HW mit 0,5 MW Leistung. Im linken Diagramm zum Wärme-Output sind bei den Kategorien HW auch bereits in der Region vorhandene Heizwerke integriert.

3.2.3 Kosten und Treibhausgasemissionen

Kosten und Treibhausgasemissionen eines Energiesystems sind von großem Interesse bei der Unterstützung des Entscheidungsfindungsprozesses. Die in der Einleitung zu Abschnitt 3.2 schon erläuterten Gesamtkosten stellen die sog. Zielfunktion dar, welche zu minimieren ist. Die Szenarienergebnisse zu Kosten und THG-Emissionen sind in Tabelle 6 dargestellt. Die Gründe für die Änderungen bei den Kosten und THG-Emissionen können mit Hilfe der obigen Ergebnisse zum Wärme- und Strommix erläutert werden.

Tabelle 6 Jährliche Kosten und THG-Emissionen des Energiesystems (absolut und relative Veränderung gegenüber Szenario 1)

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Kosten [Mio. €]	27,1	27,2 +0,4%	28,6 +5,4%	32,2 +18,7%
Emissionen [t CO ₂ äq]	31.565	16.905 -46%	10.411 -67%	5.240 -83%



Bei den Szenarien 2 bis 4 ist ein typischer Zusammenhang zwischen sinkenden THG-Emissionen und gleichzeitig steigenden Kosten zu beobachten, welcher durch den vermehrten Ausbau erneuerbarer Energien hervorgerufen ist. Durch den Anstieg des Ölpreises von Szenario 1 zu Szenario 2 kommt es zu einer sprunghaften Änderung der optimalen Lösung hin zu einem Energiemix ohne Öl, der jedoch nur geringfügig höhere

¹³ DDG: downdraft gasifier (integrierte Vergasung und Verstromung), hackgutbetrieben
 Stirling: Hackgut-Kessel mit Stirling-Motor

Gesamtkosten aufweist. Dieser Effekt kommt dadurch zustande, dass die Wärmegestehungskosten aus Ölheizungen durch den Ölpreisanstieg teurer werden als die Wärmegestehungskosten aus Scheitholzbrenner, so dass Öl auch aus ökonomischer Sicht nicht mehr benötigt wird. Der starke Rückgang der THG-Emissionen von Szenario 1 zu 2 kann mit dem Rückgang der emissionsreichen Nutzung von Öl in Szenario 1 erklärt werden. Der Kostenanstieg in Szenario 3 wird durch den Einsatz von Photovoltaik (PV) hervorgerufen, ebenso kann auch der Emissionsrückgang begründet werden, da weniger Strom importiert wird, welcher in der Bilanz mit CO₂ behaftet ist¹⁴, während PV-Strom als CO₂-neutral angenommen wird. Gleiches gilt für die Änderungen bei Szenario 4, wobei hier noch zusätzliche Kosten durch den stärkeren Ausbau der KWK hinzukommen, die den linearen Kostenanstieg durch PV noch erhöhen. Zwischen den Szenarien 2 bis 4 ist eine starke Korrelation zwischen steigendem Stromautarkiegrad auf der einen Seite und steigenden Kosten bei sinkenden THG-Emissionen auf der anderen Seite zu beobachten.

3.2.4 Überlegungen zur Autarkie

Neben den bereits erläuterten Ergebnissen der Autarkieszenarien werden in diesem Abschnitt nochmals detailliertere Teilergebnisse präsentiert, die einige Auswirkungen der Autarkieziele genauer beleuchten. Hierzu zeigt Abbildung 27 den Jahresverlauf der Deckung des Strombedarfs in Szenario 3 und Szenario 4.

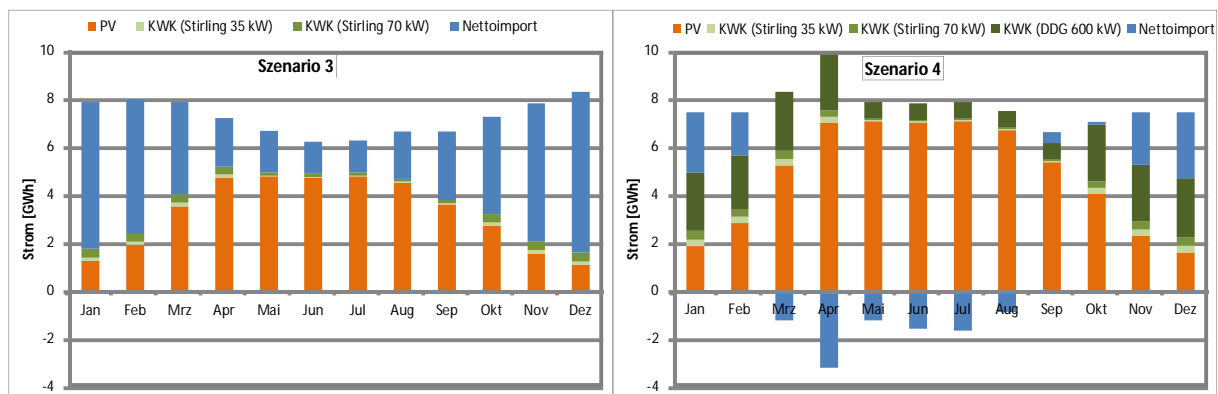


Abbildung 27 Jahresverlauf der Strombedarfsdeckung in Szenario 3 (links) und Szenario 4 (rechts)

In Szenario 3 sind bereits umfangreiche PV-Flächen (26 ha bzw. 39 MW_p) zu installieren, um die 50 %-ige Stromautarkie zu gewährleisten. Der Stromimport liegt exakt bei 50 % des gesamten Jahresstrombedarfs. Man sieht, dass kaum KWK benötigt wird und dass in keinem der Monate Strom exportiert wird, da zu keinem Zeitpunkt (auf Monatsebene gesehen) Stromüberangebot herrscht. Ein anderes Bild ergibt sich in Szenario 4, wo in noch größerem Umfang PV (39 ha bzw. 59 MW_p) und zusätzlich noch weitere KWKs zugebaut werden, um die 100 %-ige Stromautarkie zu erfüllen. Durch die verstärkt auftretende Solarstrahlung kommt es in den Frühlings- und Sommermonaten zu einem Überangebot an PV-Strom, so dass Strom exportiert wird (negativer Nettoimport), während in den Herbst- und Wintermonaten wenig PV-Strom erzeugt werden kann, was hier durch einen Stromimport

¹⁴ Es wurde ein Wert von 155 g/kWh für Stromimporte verwendet, welcher sehr gering ist. Bei Stromexport wird dieser Wert gutgeschrieben. Quelle: Anzengruber (2011)

ausgeglichen werden muss. Verrechnet man jedoch die Stromimporte und –exporte, so gleichen sich diese über das Jahr hinweg aus.

Dies verdeutlicht den Charakter der verwendeten relativen Autarkie, welche eine bilanzielle Sichtweise vertritt, durch die Unterschiede zwischen zeitlichem Aufkommen von Erzeugung und Verbrauch hinsichtlich der Autarkiebilanz ausgeglichen werden können. Somit ist die Region hier auch nicht unabhängig, wie es der klassische Autarkiebegriff nahelegen würde, sondern ist auf Stromimporte angewiesen. Gleichzeitig entspricht jedoch die regionale Erzeugung dem regionalen Bedarf. Eine sog. absolute Autarkiedefinition, bei der die regionale Erzeugung zu jedem Zeitpunkt mindestens dem regionalen Bedarf entsprechen müsste, wäre unter den gemachten Annahmen und ohne Nutzung der Windkraft indes kaum möglich, da im Winter nicht genügend Strom zur Verfügung stehen würde.

Am Ende des Abschnitts 3.2.2 wurde bereits auf den übermäßigen Ausbau des FW-Netzes in Autarkieszenario 4 hingewiesen. Abbildung 28 verdeutlicht diesen Umstand. Hier wird für die Szenarien 3 und 4 ein Ausschnitt des Orts Münzkirchen gezeigt.

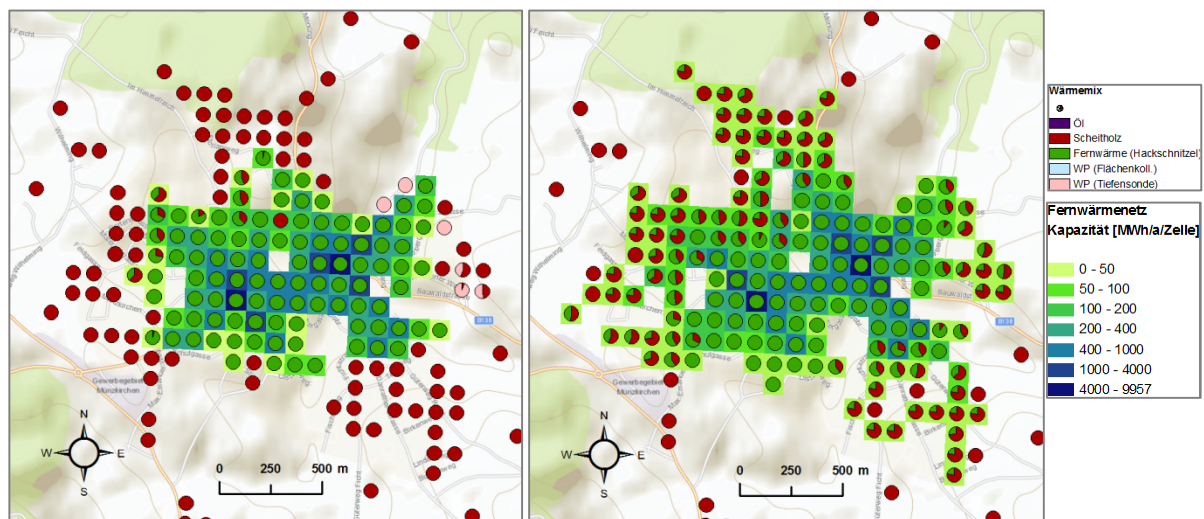


Abbildung 28 Wärmemix und Fernwärmenetz je Zelle in Szenario 3 (links) und Szenario 4 (rechts), Ausschnitt: Münzkirchen

Sehr deutlich ist die unterschiedliche Ausdehnung des FW-Netzes zu sehen. Während sich der FW-Netzausbau in Szenario 3 (Abb. links) auf den Ortskern mit relativ hoher Wärmebedarfsdichte beschränkt, dehnt sich das Netz in Szenario 4 (Abb. rechts) bis an die Ortsgrenzen aus, wo sehr geringe Wärmebedarfsdichten vorliegen. Dies resultiert wie bereits erläutert aus dem starken KWK-Ausbau, welcher wiederum von der geforderten 100 %-igen Stromautarkie in Szenario 4 hervorgerufen ist. Das Ergebnis von Szenario 3 erscheint sinnvoller als das von Szenario 4, da sich das FW-Netz in Szenario 3 eher nach der vorliegenden Wärmebedarfsdichte entwickelt, während das FW-Netz in Szenario 4 „künstlich“ durch die Stromautarkie bedingt großflächig ausgebaut wird. Zusätzlich weist Szenario 4 sowohl ökologische als auch ökonomische Nachteile auf, wie etwa die Überdimensionierung der KWKs, zu sehen an deren niedrigen Volllaststunden. Geringe Volllaststunden implizieren häufigeren Teillastbetrieb, der wiederum mit geringerem Wirkungsgrad einhergeht. Dies und die höheren Leitungsverluste durch größere

Entfernungen in Szenario 4 führen letztlich zu einem ineffizienteren und teureren Energiesystem als in Szenario 3.

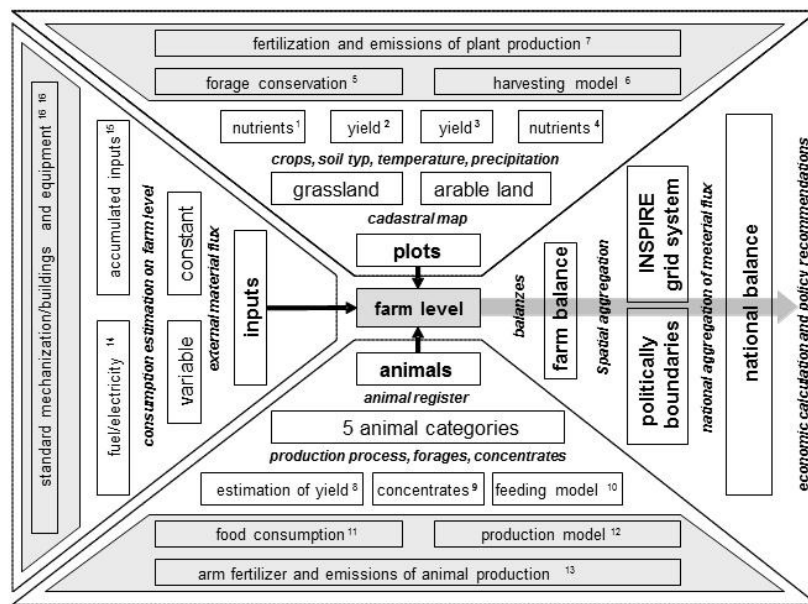
3.3 Evaluierung mit AGS

3.3.1 Systembeschreibung

Das Modell der Agricultural GIS Sphere (AGS) ist eine feingliedrige Abbildung aller landwirtschaftlichen Produktionssysteme in Österreich. AGS arbeitet auf der Ebene des Einzelbetriebes und stützt sich hochgradig auf Echtdaten. Teilmodelle werden nur dann eingeführt, wenn weder Daten aus dem Integrierten Verwaltungs- und Kontrollsystem (INVEKOS) noch aus den laufenden Erhebungen der Statistik Austria zur Verfügung stehen. Die bedeutendsten integrierten Datenquellen sind die feldstückgenauen Geodaten aus dem AMA-Gis und die damit verbundenen Informationen über die Schlagnutzung, sowie die betriebspezifischen Tierliste in Verbindung mit deren Milch- und Mastleistung. Im Bereich der Ertragsfeststellung stützt sich das Modell im Ackerbau auf die jährliche Erhebung der Statistik Austria und im Grünland auf eine räumliche Simulation des Futterbedarfes von ca. 15.000 regionalen Leitbetrieben. Die Bewertung der Nährstoffgehalte pflanzenbaulicher Erträge ruht auf einem ständig wachsenden Datensatz des Futtermittellabor Rosenau, welcher aus derzeit ca. 35.000 regional gut verteilter Untersuchungen besteht. Der tierische Futtermittelbedarf wird feingranular über individuelle Rationsmodule in Verbindung mit der nationalen Kraffuttermittelbilanz der Statistik Austria bewertet. Zusätzlich berücksichtigt das Modell die betriebliche Grundstruktur hinsichtlich Lage (Gelände und Klima) und Struktur (Personen, Maschinen, Gebäude) sowie diverse Managementaspekte (Öpul-Maßnahmen, Almwirtschaft). Die Ergebnisse der AGS werden in pflanzenbaulichen Fragen und im Bereich der N-Bilanzierung schlagbezogen und auf der Ebene der Energiebilanz auf der Hofschwelle bilanziert.

Jeder angesprochene Datensatz besitzt neben seinem jahresaktuellen Wert einen Verschiebungsvektor. Dieser ist üblicherweise null, kann aber wie im vorliegenden Projekt, von bestehenden Simulationsmodellen (z.B. BeWhere) verändert werden. AGS besitzt derzeit kein eigenes Simulationsmodul, kann aber externe Veränderungsparameter in verschiedenen Richtungen des landwirtschaftlichen Produktionssystems weiterleiten. Dort entstehende Folgeeffekte bilden sich iterativ neu ab. Als Black-Box steht AGS allen Prognose- und Optimierungsprojekten zur Verfügung und bietet als Schnittstellen sowohl einen betrieblichen Zugang (Betriebsnummer) als auch drei verschiedene räumliche Zugänge an. Veränderungswerte können räumlich über bestehenden Gliederungen (politisch bis auf die Gemeindeebenen, landwirtschaftlich bis zu den Kleinproduktionsgebieten) oder frei über das INSPIRE-Grid mit einer minimalen Auflösung von 100 Metern eingebracht werden.

AGS – Structural Design



AGS – Dynamic-Entity

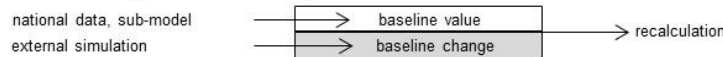


Abbildung 29 AGS-Aufbau (Guggenberger et al., 2009)

AGS bildet seinen Datenbestand jährlich mit einer Verschiebung eines Kalenderjahres neu ab und berücksichtigt dabei alle landwirtschaftlichen Betriebe die staatliche Förderungen erhalten und deshalb im INVEKOS abgebildet werden. Bei der land- und forstwirtschaftlichen Betriebszählung im Jahr 2007 wurde eine Quote von 91 % erreicht (Grüner Bericht, 2010). Diese Betriebe verfügen aber über mehr als 95 % der Agrarfläche. Das aktuelle Modelljahr und damit Basisjahr dieser Studie ist das Antragsjahr 2010.

3.3.2 Integration des Referenzenergiesystems

Die Systemkonzeption von AGS ist dem Modellverbund EPIC – CropRota – PASMA sehr ähnlich und kann deshalb das gleiche Referenzenergiesystem (RS) adressieren. Dies betrifft vor allem die Ebenen des Anbaus und der Ernte von Kulturpflanzen, Gras und Holzpflanzen und deren Konvertierung in weitere Stoffgruppen. Im Gegensatz zu den 8 pflanzenbaulichen Stoffgruppen des vorgegebenen RS spaltet RS_{AGS} die pflanzenbaulichen Erträge in 17 Stoffgruppen auf. Diese Aufspaltung dient später einer genaueren Zuordnung zu einzelnen Zielmärkten (s. Tabelle 9). Die dem Produktionsprozess auf Betriebsebene vorgelagerten Energiequellen (Futtermittel, Handelsdünger, Strom, Diesel, graue Energie in Maschinen und Gebäuden) werden ebenso berücksichtigt wie die erstellte Leistung im Bereich der Futtermittelmärkte und der Nahrungsproduktion. Forstliche Biomassequellen, sowie die Verwertung der Biomasse mengen auf den Energiemärkten liegen außerhalb des RS_{AGS}. Als beratungsorientierten Schwerpunkt im Ressourcenmanagement bietet AGS verschiedene Kennzahlen innerhalb der landwirtschaftlichen Produktion an (N-Bilanz, kumulierter fossiler Energieaufwand, etc.).

3.3.3 Evaluierungsziel

Der Modellverbund (EPIC – PASMA – BEWHERE – RESRO) empfiehlt in den verschiedenen Szenarien ein starke Nutzung landwirtschaftlicher Flächen zum Anbau von Kurzumtriebsholz. AGS soll folgende Aspekte prüfen:

- Vollständigkeit der Agrardaten und resultierende Stoffgruppen
- Auswirkungen der gewählten Szenarien auf die innerlandwirtschaftlichen Stoffströme
- Auswirkungen auf die verschiedenen Märkte. Die vorliegende Analyse berücksichtigt dabei drei Ebenen (Biomasseangebot, Tierhaltung, Verbrauchermarkt).

Die Evaluierung wird dabei das Konzept der relativen Energieautarkie berücksichtigen, sich aber auch einer absoluten Autarkie annähern.

3.3.4 Leistungsdaten der Landwirtschaft in der Region Sauwald

Der Vergleich der pflanzenbaulichen Stoffgruppen ergibt eine hochgradige Deckung mit den Ergebnissen des Modellverbundes. AGS integriert derzeit ertragsmäßig noch keine Feldgemüsekulturen und öffnet hier eine kleine Vollständigkeitslücke. Die in Tabelle 7 angeführten Erträge (in Tonnen Trockenmasse) stellen Bruttoertragsmengen dar, die bei der späteren Aufteilung auf ihre Märkte noch um verschiedene Verluste bereinigt werden. Die Ertragserwartung von Futtergetreide liegt derzeit bei 7,2 t/ha, die von Grünland bei 7,9 t. Der regionale Silomaisertrag liegt mit 14,8 t im Erwartungsbereich. Der Eiweißgehalt (in Tonnen) beruht auf der Analyse des Rohproteins und erreicht im regionalen Mittel einen Gehalt von 138 g/(kg-t). Der Energiegehalt stellt den kalorimetrischen Brennwert (in Gigawattstunden) dar. Dieser beträgt im Mittel 18,1 MJ/(kg-t). Jede Stoffgruppe wird in ihrer Verwertung einem Hauptadressaten zugeteilt, wobei aber auch eine Aufteilung auf mehrere weitere möglich ist (z.B. Öl und Futtermittel).

Tabelle 7 Ebene 1: Biomasseangebot der Landwirtschaft und Verwertungslinien

Stoffgruppe	Fläche ha	Ertrag t	Eiweiß t	Brennwert GWh	Adressat
Brotgetreide	543	1.831	246	9.483	Nahrung pflanzlich
Futtergetreide	2.580	18.393	2.376	95.071	Tierproduktion
Eiweißfrüchte	56	111	26	586	Tierproduktion
Industrieprodukte	-	-	-	-	Industrie
Ölfrüchte	121	383	83	2.841	Tierproduktion/Industrie
Feldfutter	1.587	13.282	1.944	66.760	Tierproduktion
Gemüse, Speisekartoffel	64	346	33	1.672	Nahrung pflanzlich
Blüh- und Ausgleichsflächen	-	-	-	-	Tierproduktion
Wein	-	-	-	-	Nahrung pflanzlich
Obst, Sträucher	-	-	-	-	Nahrung pflanzlich
Agrarforst	-	-	-	-	Energie
Grünland	8.325	65.766	10.330	324.808	Tierproduktion
Silomais, Grünmais	1.280	19.015	1.459	98.417	Tierproduktion
Energiepflanzen	-	-	-	-	Energie
Futterrüben, Futterkartoffel	1	22	2	107	Tierproduktion
Zuckerrüben	-	-	-	-	Nahrung pflanzlich
Almen	-	-	-	-	Tierproduktion
Summe	14.557	119.149	16.500	599.745	

80 % des Grundfutters (Feldfutter, Grünland, ...) werden innerhalb der Region von Rindern, Schweinen, Schafen, Ziegen und Geflügel verwertet. Der Gesamtbestand beträgt derzeit 22.800 Großvieheinheiten (GVE). Der Tierbesatz liegt im Mittel bei 1,5 GVE/ha. Diese Tiere fördern neben ihrem Beitrag zum Nahrungsmarkt noch das pflanzliche Wachstum in der Region, indem sie nicht verwerteten Stickstoff in der Form von Wirtschaftsdüngern bereitstellen. Pro ha stehen so ca. 95 kg an Stickstoff als Basisdüngung zur Verfügung. Das zusätzlich notwendige Ergänzungsfutter wird derzeit zum Teil von externen Märkten bezogen. Dies betrifft, wie in Tabelle 8 ersichtlich, 18 % der Getreide- und 93 % der Eiweißergänzung.

Tabelle 8 Ebene 2: Tierhaltung

	Ertrag t	Eiweiß t	Brennwert GWh
Mengen			
Grundfutter	78.508	10.971	391.653
Getreideergänzung	22.683	2.715	117.246
Eiweißergänzung	1.678	671	9.902
Summe	102.869	14.356	518.801
Bilanz			
Grundfutter	19.578	2.764	98.439
Getreideergänzung	-4.290	-338	-22.175
Eiweißergänzung	-1.568	-645	-9.317

Der primäre Zweck der Nahrungsversorgung führt den Endverbrauchern landwirtschaftliche Lebensmittel mit einem Endwert von 88.000 GWh zu (s. Tabelle 9). 362 GWh werden noch als Öl an den Industriemarkt geliefert, während 30.000 GWh vom Futtermittelmarkt bezogen werden müssen. Die Summe der marktgängigen Überschüsse der einzelnen Betriebe beträgt 120.000 GWh.

Tabelle 9 Ebene 3a: Handelbare Märkte

	Ertrag kg	Eiweiß kg	Brennwert GWh
Kraftfuttermarkt			
An Kraftfuttermittelmarkt	6.091	719	31.614
Von Kraftfuttermittelmarkt	11.701	1.828	61.568
Bilanz	-5.611	-1.108	-29.953
Endkunden			
Futtermittelmarkt	6.091	719	31.614
Nahrung pflanzlich	2.041	173	11.007
Nahrung tierisch	9.965	2.651	77.058
Nahrung	12.005	2.824	88.064
Industrie	34	0	362
Energie	0	0	0
Summe	18.130	3.544	120.040

Neben dem handelbaren Markt existiert ein weiterer Markt mit Gütern, die sich teilweise dem tatsächlichen Ausgleich auf Betriebsebene entziehen, die aber in der Regionalbilanz berücksichtigt werden müssen. In Tabelle 10 ist eine Aufstellung dieser schwer handelbaren Märkte zu sehen. Der bedeutendste Marktteilnehmer ist die Gruppe der Verluste. Diese betragen im Bereich des Grünlands bei extensiver Bewirtschaftung bis zu 30 % des Bruttoertrages. Im Getreidebau werden derzeit im Mittel 7,5 % und bei Silomais 10 % an

Verlusten unterstellt. Innerhalb der Region stehen derzeit 22.600 GWh an Silomais zur Verfügung, die mit Sicherheit in Biogasanlagen oder tierhaltenden Betrieben verwendet werden. Auf dem Grünlandmarkt liegt derzeit mindestens ein Potential von 13.200 GWh brach. Das entspricht einer Fläche von 400 ha. Ein weiterer optionaler Markt ist der Strohmarkt, der derzeit in der landwirtschaftlichen Bilanzierung nicht berücksichtigt wird. Das regionale Energieangebot (Hälfte des tatsächlichen Strohaufkommens) liegt bei 44.700 GWh. In der Regel wird dieses Stroh aber als Einstreu in der Tierhaltung verwendet und stellt deshalb kein wirkliches Potential dar.

Tabelle 10 Ebene 3a: Schwer handelbare Märkte

	Ertrag kg	Eiweiß kg	Brennwert GWh
Verluste			
An Verluste	12.536	2.010	62.602
Grundfutter			
An Silomaismarkt	4.372	336	22.627
An Grünlandmarkt	6.224	932	30.913
Von Grundfuttermarkt	3.554	512	17.702
Bilanz	7.042	755	35.837
Strohmarkt			
An Strohmarkt	9.975	389	44.686

Die Landwirtschaft stellt im RS nicht nur einen potentiellen Lieferanten an Biomasse zur Energiegewinnung dar, sondern bezieht auch Energie vom Markt. Die biogenen Ströme wurden bereits in den einzelnen Futtermittelmärkten dargestellt. Zusätzlich benötigt jeder Bauernhof aber noch externe Energiequellen in variabler Form wie Strom, Diesel und Handelsdünger. Weitere Energie steckt als graue Energie im Produktionsprozess von Maschinen und Gebäuden. In der Region Sauwald stehen dem Energiegehalt der marktgängigen Produkte von 120.000 GWh ein fossiler Bedarf von 66.000 GWh und ein biogener Bedarf von 61.500 GWh gegenüber (s. Tabelle 11).

Tabelle 11 Hoftorbilanz und kumulativer Energieaufwand (KEA)

Hoftorbilanz	
	Brennwert GWh
Variabler Energieaufwand	
Strom	7.597
Diesel	15.479
Handelsdünger	1.476
Energiekraftfutter	52.563
Proteinkraftfutter	9.004
Fixer Energieaufwand	
Maschinen	25.531
Gebäude	11.374
Davon Fossil	65.970
Summe Aufwand	123.025
Energieertrag	120.040
Kumulativer Energieaufwand pro Produktionseinheit ¹	
	Brennwert GWh/GWh
Fossil	0,55
Gesamt	1,02

¹ Ohne Berücksichtigung von Überschüssen aus dem Stroh- und Grundfuttermarkt

Bezogen auf den fossilen kumulativen Energieaufwand benötigt die Region also 0,55 Energieeinheiten an fossiler Primärenergie um eine Energieeinheit an Nahrung zu erzeugen. Erweitert man die fossile Energiezufuhr um die gehandelten biogenen Energieträger, stellt sich etwa ein Gleichgewicht ein. Die Erweiterung der Berechnung um die nicht handelbaren Grundfutter steigert den Bedarf auf ca. 515.000 GWh und führt zu einem Gesamtwirkungsgrad von 23,3 %.

3.3.5 Szenarien und deren Folgen auf die Versorgungssicherheit mit Nahrung

Zur Prüfung der Versorgungssicherheit der Region mit Nahrung wurden das Szenario Baseline und die zwei energetisch optimierten Varianten S2-E1 und S2-E2 herangezogen. Die primäre Achse der Projektszenarien wird um die sekundäre Achse der landwirtschaftlichen Autarkie erweitert. Diese betrifft die zugeführten Mengen an Handelsdünger, Kraftfutter sowie allfällige Differenzbeträge im Grundfutter. Der Bedarf an Diesel und Strom, sowie die graue Energie in Maschinen und Gebäuden wurden konstant gehalten.

Tabelle 12 Anordnung der untersuchten Szenarien und Autarkiestufen

		Matrix		
		Baseline	Szenario BioSpaceOpt	
Autarkie			S2-E2	S2-E1
	0	Voller Import von Energie, Futtermittel und Handelsdünger	16 % der Fläche als Energieholz, voller Import von Futtermittel und Handelsdünger	22 % der Fläche als Energieholz, voller Import von Futtermittel und Handelsdünger
	50	Voller Import von Energie, 50 % der Marktdifferenz der Futtermittel und 50 % Handelsdünger	16 % der Fläche als Energieholz, 50 % der Marktdifferenz der Futtermittel und 50 % Handelsdünger	22 % der Fläche als Energieholz, 50 % der Marktdifferenz der Futtermittel und 50 % Handelsdünger
	100	Voller Import von Energie, kein Handelsfutter von externen Märkten und kein Handelsdünger	16 % der Fläche als Energieholz, kein Handelsfutter von externen Märkten und kein Handelsdünger	22 % der Fläche als Energieholz, kein Handelsfutter von externen Märkten und kein Handelsdünger

Im Prozess um die Entwicklung der betrieblichen Autarkie wurde so vorgegangen: Ausgehend vom Baselineszenario wird die externe Versorgung der genannten Stoffgruppen zuerst um 50 %, dann um 100 % reduziert. Diese Reduktion betrifft aber immer nur jene Defizite, die über die regionalen Ausgleichsmärkte hinausgehen. Im Bereich der Getreideversorgung bedeutet deshalb eine Reduktion von 50% nicht die Hälfte des Energiekraftfutters sondern nur eine Reduktion um 33 %, da die restlichen 17 % vom Ausgleichsmarkt zur Verfügung gestellt werden. Die Reduktion von Handelsdünger und Kraftfutter reduziert das mögliche Futterpotential für die Tierhaltung und senkt damit die mögliche Menge an Milch, aber auch den Viehbestand. Dies wiederum senkt die Menge an Gülle und führt zu Ertragsdepressionen, was wiederum die Leistung senkt. Der Prozess der Autarkiebestimmung in der Landwirtschaft ist ein iterativer Prozess, dessen Abbruchbedingung ist ein Veränderungsgradient der gegen null geht.

Für die Bewertung der regionalen Nahrungsautarkie wurde von einer Bevölkerungsanzahl von 20.500 Einwohnern ausgegangen. Der tägliche Nahrungsbedarf gewichtet um den geschlechtsspezifischen Anteil der jeweiligen Bevölkerungsgruppen und unter Annahme einer durchschnittlichen demographischen Verteilung beträgt täglich 10,4 MJ. Ausgehend vom landwirtschaftlichen Rohmaterial (Milch, Fleisch, Getreide, Gemüse) wird ein Verwertungsgrad von 2/3 angenommen. Die Summe des jährlichen Nahrungsbedarfes beträgt somit 117.000 GJ oder 32.500 MWh.

Tabelle 13 Szenarien und deren Auswirkungen auf die bestehende Landwirtschaft

Futtermengen

		Grundfutter t		
		Szenario		
		Baseline	S2-E2	S2-E1
Autarkie	0	78.242	70.134	67.025
	50	74.207	66.144	63.086
	100	72.629	64.622	61.604

		Energiekraftfutter t		
		Szenario		
		Baseline	S2-E2	S2-E1
Autarkie	0	22.376	20.233	19.411
	50	16.634	12.634	11.082
	100	14.218	9.700	7.968

		Proteinkraftfutter t		
		Szenario		
		Baseline	S2-E2	S2-E1
Autarkie	0	1.618	1.406	1.325
	50	596	505	471
	100	232	188	171

Tierproduktion

		Tierbesatz GVE		
		Szenario		
		Baseline	S2-E2	S2-E1
Autarkie	0	22.801	18.469	16.977
	50	20.321	15.809	14.259
	100	19.317	14.792	13.245

		Milchertrag t		
		Szenario		
		Baseline	S2-E2	S2-E1
Autarkie	0	57.119	46.728	43.102
	50	50.815	40.078	36.370
	100	48.303	37.571	33.892

		Fleischertrag t		
		Szenario		
		Baseline	S2-E2	S2-E1
Autarkie	0	4.623	3.696	3.380
	50	4.088	3.107	2.770
	100	3.867	2.877	2.538

Nahrungsmarkt

		Pflanzliche Nahrung t		
		Szenario		
		Baseline	S2-E2	S2-E1
Autarkie	0	1.764	1.313	1.143
	50	1.715	1.279	1.114
	100	1.654	1.236	1.078

		Nahrungsenergie MWh		
		Szenario		
		Baseline	S2-E2	S2-E1
Autarkie	0	85.644	68.812	62.910
	50	76.785	59.437	53.378
	100	72.948	55.663	49.665

		Selbstversorgungsgrad		
		Szenario		
		Baseline	S2-E2	S2-E1
Autarkie	0	2,6	2,1	1,9
	50	2,3	1,8	1,6
	100	2,2	1,7	1,5

Die Matrix aller möglichen Szenarien zeigt eine deutliche Abnahme der Leistungsfähigkeit der Nahrungsproduktion bei entsprechender Veränderung der Nutzungsstrategie (BeWhere Szenarien S2-E1 und S2-E2) oder bei einer Einschränkung des Marktzuganges (Autarkie 0, 50 %, 100 %). Die Annahmen der Nutzungsänderung übertreffen dabei die Autarkiestufen in ihrer Wirkung. Zwischen Baseline und S2-E1 liegt eine Reduktion von 26 %, zwischen Baseline und voller Autarkie beträgt die Reduktion 15 %. In der extremsten Form, einer autarken Landwirtschaft und einem regionalen Anteil von 22 % an Energieholzflächen sinkt die Leistungsfähigkeit der Landwirtschaft auf 58 %. Es gehen also 42 % der

Nahrungsleistung verloren. Innerhalb der Region wird der Nahrungsbedarf zu keinem Zeitpunkt unterschritten, der Selbstversorgungsgrad beträgt im Baselineszenario das 2,6-fache des Bedarfes, im Szenario S2-E1 (Autarkie 100 %) immer noch das 1,5 fache des Bedarfes.

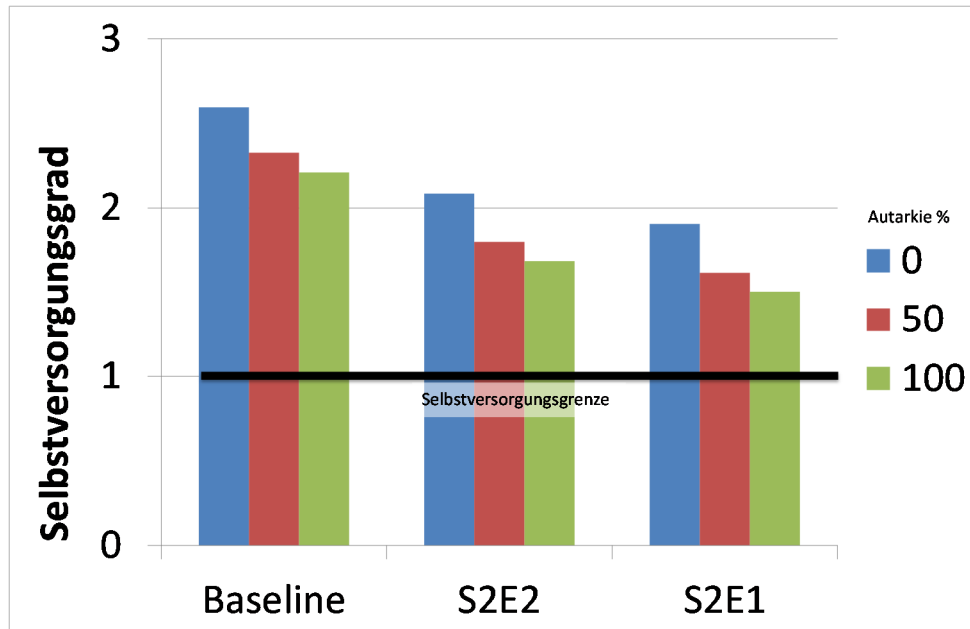


Abbildung 30 Selbstversorgungsgrad der regionalen Nahrungsversorgung

3.4 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse zeigen, dass die Erreichung von Energieautarkie in der relativ kurzen Periode von einem Jahrzehnt unter den derzeitigen Rahmenbedingungen an den Märkten und den derzeitigen technologischen Voraussetzungen eine große Herausforderung ist – sogar in relativ schwach besiedelten Regionen. Gültige Lösungen des Optimierungsmodells waren nur möglich, wenn die Nachfrage nach Treibstoffen von der Analyse ausgeschlossen wurde. Graue Energie, die in Form von Produkten importiert wurde, wurde ebenfalls nicht berücksichtigt.

Biomasse liefert in jedem Fall den größten Beitrag zu regionaler erneuerbarer Energieproduktion, vor allem im Wärmesektor, weil die Produktionskosten deutlich unter denen der Alternative solarthermischer Wärmeproduktion liegen. In den Energieautarkieszenarien wird daher lokale Biomasseproduktion von der Nutzung als Nahrungs- und Futtermittel und der stofflichen Nutzung zu energetischer Nutzung umgelenkt. Das führt zu abnehmenden Exporten von agrarischen- und forstlichen Produkten aus der Region. Die Erhöhung des Outputs durch Intensivierung der Produktion ist eine begrenzte Option, weil die regionale Produktivität bereits hoch ist und eine weitere Erhöhung zu negativen Umwelteffekten, zum Beispiel durch den Einsatz einer größeren Menge an Kunstdünger, führen kann. Landschaftliche Auswirkungen von Kurzumtriebsplantagen können unter Umständen ebenfalls als negativer externer Effekt der Bioenergieproduktion betrachtet werden.

PV oder solarthermische Wärmeproduktion auf Dächern erzeugt keine Landnutzungskonkurrenz. Allerdings sind die Kosten im Vergleich zu den Alternativen noch immer hoch und ein großflächiger Einsatz dieser Technologien (in einer rein betriebswirtschaftlichen Betrachtung) nur mit Subventionen zu bewerkstelligen. Setzt sich jedoch der Preisverfall der letzten Jahre bei PV-Modulen fort, so ergeben sich im Jahr 2020 Investitionskosten, die nahezu auf halbem Niveau im Vergleich zu heutigem Stand sind. Dies würde die Mehrkosten durch PV-Installationen signifikant senken. Ein ähnlicher Preisverfall bei Solarthermie-Anlagen ist im Übrigen nicht zu erwarten. Eine andere Technologie mit relativ gesehen geringer Landnutzung ist Windenergie. Lokale Potentiale für die erneuerbare Stromproduktion würden deutlich ansteigen, wenn Windturbinen in der Analyse berücksichtigt würden. Allerdings ist der Widerstand aus Landschaftsschutzgründen in der Bevölkerung der Region erfahrungsgemäß sehr groß. In jedem Fall muss allerdings davon ausgegangen werden, dass regionale Energieautarkie im Stromsektor die Kosten der Energieversorgung steigert.

Energieautarkie als Primärziel regionaler Energiepolitik kann auch zur suboptimalen energetischen Nutzung von Biomasse führen: die hohe Stromnachfrage, die, zusätzlich zu PV, durch Biomasse-KWK Anlagen gedeckt werden muss, führt dazu, dass die im KWK produzierte Wärme nicht in vollem Umfang genutzt werden kann, weil die Wärmenachfrage in der Region zu gering ist und starken saisonalen Schwankungen unterworfen ist. Darüber hinaus wäre der Ausbau von großflächigen und ökonomisch wie energetisch ineffizienten Wärmenetzen erforderlich, was Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz konterkarieren

würde. Die Verwendung von Biomasse in zentralen KWK-Anlagen ist nur in der Nähe entsprechend großer städtischer oder industrieller Wärmenachfragezentren zu empfehlen, wobei diese in der ländlichen Region Sauwald nicht vorhanden sind. Lediglich KWK-Anlagen kleiner Leistungsklassen können hier energetisch sinnvoll betrieben werden.

Gleichzeitig zeigen die Modellergebnisse, dass ein energieautarker Wärmesektor zu relativ geringen Mehrkosten realisiert werden kann, bzw. im Fall hoher Ölpreise sogar mit Kosteneinsparungen verbunden wäre. Eine hohe Priorität ist in jedem Fall der Energieeffizienz im Wärmesektor, d.h. der Sanierung des Gebäudebestands und dem energieeffizienten Neubau, beizumessen, da diese Maßnahmen längerfristig sowohl energetische als auch kostenmäßige Einsparungen bringen. Darüber hinaus ist der Ersatz von Heizölkesseln durch Biomasse-Einzelfeuerungsanlagen mittel- bis langfristig als sinnvolle Strategie zur Nutzung lokal verfügbarer Ressourcen und Reduktion von Energieimporten und Treibhausgasemissionen zu sehen. Der weitere Ausbau von Wärmenetzen ist nur unter der Voraussetzung zu befürworten, dass die Dichte der Wärmenachfrage nach Durchführung aller längerfristig umsetzbaren Sanierungsmaßnahmen ausreichend hoch ist, sodass einen sinnvoller Betrieb des Wärmenetzes auch auf längere Sicht möglich ist. Andernfalls besteht das Risiko, eine durch eine „Lock-in-Situation“ geprägte, energetisch und ökonomisch ineffiziente Wärmeversorgung zu schaffen.

Für eine autarke Wärmeversorgung würden in den Baseline-, wie auch in den Effizienzscenarien nicht nur forstliche, sondern auch landwirtschaftliche Ressourcen (z.B. in Form von Kurzumtriebshackgut) energetisch genutzt werden. Zur Umstellung der Produktionssysteme von einjährigen Kulturen auf mehrjährige Kurzumtriebsplantagen müssen einige Barrieren überwunden werden. Das Gesamtpotential an agrarischer Biomasse würde dadurch aber deutlich gesteigert werden. In jedem Fall muss berücksichtigt werden, dass die Verwendung von Ackerflächen für die Produktion energetischer Biomasse einen Verdrängungseffekt für andere Kulturen zur Folge hat.¹⁵ Dies kann dazu führen, dass die Erhöhung des regionalen Selbstversorgungsgrad im Energiesektor den Selbstversorgungsgrad der Landwirtschaft, vor allem im Bereich Futtermittel, deutlich reduziert.

Im vorliegenden Projekt wurden die Szenarien des Modellverbundes in Richtung einer vollständigen Autarkie geprüft, was mit dem Programm AGS erfolgte. Das Ergebnis zeigt, dass die aktuelle Landbewirtschaftung stofflich ein sehr aktiver, stark vernetzter Produktionszweig ist. Eingriffe in die Grundlagen der Landwirtschaft, dazu gehört auch die Entnahme von Flächen für energetische Zwecke, bilden sich in starken Leistungsdepressionen ab. Dies gilt auch für den Zugang zu externen Märkten. Bei konstantem Zugang zu diesen Märkten führt eine energetische Nutzung von 22 % der Fläche in dieser Studie zu einer überproportionalen Reduktion der Produktionsleistung um 26 %. Dies lässt sich durch die Nutzungsänderung der qualitativ besseren Ackerflächen erklären. Zukünftig mögliche Einschränkungen beim Zugang zu globalen Märkten stören ebenso wie

¹⁵ Eine Ausnahme stellt die Nutzung von Zwischenfrüchten in Biogasanlagen dar; diese Option konnte hier nicht berücksichtigt werden.

eine Nutzungsänderung die landwirtschaftlichen Produktionsstrukturen und führen damit zur Senkung der Nahrungsproduktion. Davon betroffene Aspekte sind die Verwendung von Handelsdünger und der Einsatz externer Tiernahrung. Die in der Region verfügbaren Wirtschaftsdünger bilden derzeit einen starken Puffer hinsichtlich notwendiger Ergänzungsdüngungen im Ackerbau, weshalb der tatsächliche Handelsdüngereinsatz moderat ist. Die konträre Situation finden wir bei der Verwendung von externem Tierfutter. Fehlen sowohl externe Handelsdünger, als auch die Futtermittelmärkte vollständig, ist mit einer Leistungseinbuße von 15 % zu rechnen. Diese eher schwache Reaktion beruht auf dem geringen Wirkungsgrad der Tierproduktion. Trifft eine Landnutzungsänderung von 22 % der Fläche auf eine vollständige Autarkie der landwirtschaftlichen Importmärkte, sinkt die Gesamtleistungsfähigkeit um 42 %. Dieses sehr extreme Szenario würde wohl eine Änderung der derzeitigen Ernährungsgewohnheiten der Bevölkerung erzwingen. Der Nahrungsbedarf wäre dennoch noch mehr als gedeckt (s. Abschnitt 3.3.5, Abbildung 30).

4. Ausblick und Empfehlungen

4.1 Allgemein

Im Rahmen des Projektes wurde ein Modellverbund entwickelt, welcher in der Lage ist, Trade-offs zwischen der Erhöhung der regionalen Produktion erneuerbarer Energieträger und der Verwendung von importierten fossilen Energieträgern darzustellen. Unser Ansatz berücksichtigt die heterogene biophysikalische Produktivität von Land, heterogene Infrastrukturkosten abhängig von der Nachfragestruktur, den Wettbewerb um agrarische und forstliche Biomasse und die Kosten der regional notwendigen technischen Infrastruktur.

Der verwendete Modellverbund unterliegt einigen Annahmen, die bei der Interpretation der Ergebnisse von Relevanz sind. Der zu Grunde liegende Optimierungsmodellverbund ist statisch, das heißt, er simuliert ein Jahr und nimmt an, dass die Energiekonversionstechnologien vollkommen elastisch auf Änderungen in der Preisstruktur reagieren, was bedeutet, dass Energiekonversionstechnologien bei Preisänderungen sofort getauscht werden können. In der Realität sind Energiesysteme jedoch großen Trägheiten unterworfen, weil Anlagen und Infrastruktur auf jahrzehntelangen Einsatz ausgerichtet sind und daher nicht in kurzer Zeit vollkommen umgestellt werden kann. Die Modellergebnisse zeigen daher ein System im, unter den gegebenen regulativen und ökonomischen Rahmenbedingungen, Idealzustand, der in dieser Form nicht erreicht werden kann. Es lassen sich daraus jedoch eindeutige Stoßrichtungen für regionale Energiepolitiken ableiten, so dass ein stetiger Übergang des Energiesystems den Zielen und Empfehlungen entsprechend sinnvoll ist.

In den Autarkieszenarien sind von der Umgebung abgekoppelte Märkte für Biomasse, Wärme und Strom unterstellt, was zu einer Erhöhung der regionalen Preise von Biomasse führt. Ein solches Extremszenario ist in Realität nicht vorstellbar. Die Biomassepreise können aber auch als Prämien interpretiert werden, die regional bezahlt werden müssten, damit

Land- und Forstwirte die notwendigen Mengen an Biomasse zur Verfügung stellen. Schließlich beruhen alle Szenarien auf Annahmen über die zukünftige Entwicklung von Preisen, Technologien und Energienachfrage und sind daher per se unsicher. Die wichtigsten Unbekannten sind dabei die Energiepreise, die hauptsächlich die Wirtschaftlichkeit regionaler Energielösungen bestimmen. Die Sensitivitätsanalyse ist ein Beitrag zur Analyse der Auswirkungen dieser Unsicherheiten.

Von vorrangiger Bedeutung ist letztendlich, dass der Modellverbund trotz allem sehr plausible Ergebnisse liefert, welche als Grundlage für energiepolitische Entscheidungen dienen können.

4.2 Exkurs: Energiegestehungskosten

Da die Biomassepreise in den Modellen endogen berechnet wurden und gerade der Wechsel von Öl- zu Biomasseversorgung aus modelltechnischer Sicht sehr sensibel ist, werden in der folgenden Grafik Energiegestehungskosten der verschiedenen Technologien auf Basis historischer Brennstoffpreise (Preise 2010 von Regionalenergie Steiermark, s. Abbildung 2) für einen exemplarischen Fall vergleichend gegenübergestellt. Ziel dieser Darstellung ist es, die Modellergebnisse und daraus abgeleitete Schlussfolgerungen zu untermauern.

Die in Abbildung 31 dargestellten Wärmegestehungskosten basieren auf den für das Jahr 2020 unterstellten Investitionskosten. Ebenfalls dargestellt sind die PV-Stromgestehungskosten.. Mit Ausnahme von PV wird von sehr geringen Reduktionen der Investitionskosten ausgegangen (s. Kapitel 2.2.5), sodass die Kostendaten bei Wärmetechnologien nur geringfügig vom derzeitigen Niveau abweichen.

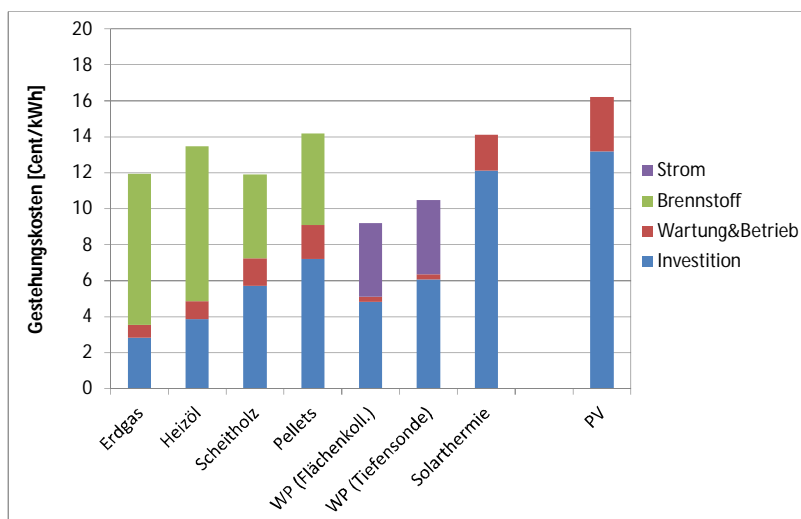


Abbildung 31 Wärmegestehungskosten dezentraler Erzeugungstechnologien (12 kW) nach Kostenarten mit marktüblichen Energiepreisen (Preise von 2010 inkl. Steuern, Regionalenergie Steiermark). Zusätzlich PV-Stromgestehungskosten für 2020

Kommentare: Stromkosten von 16 Cent/kWh. Jährl. Investitionskosten mit Annuitätenmethode (Zinsfuß 5%) über die Lebensdauer berechnet. Erdgasinfrastrukturkosten nicht berücksichtigt.

Man erkennt, dass diesen exemplarischen Berechnungen zufolge Wärmepumpen Scheitholz- und Gasheizungen die günstigsten dezentralen Wärmeerzeugungstechnologien sind. Kleinanlagen betrieben mit Hackschnitzeln liegen in einem ähnlichen Bereich. Danach sind Öl-, Pellet- und Solarthermiesysteme angesiedelt. Die dezentrale Wärmeerzeugung mit Biomasse ist somit unter den angenommenen Rahmenbedingungen konkurrenzfähig mit den konventionellen Systemen auf Basis von Heizöl und Erdgas; auch Solarthermie ist nur geringfügig teurer als etwa Heizöl. Zudem wird hier mit Energieträgerpreisen des Jahres 2010 gerechnet, wobei meist von stark steigenden Gas- und Ölpreisen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten ausgegangen wird und somit die fossilen Energieträger weiter an ökonomischer Attraktivität verlieren werden. Zwar wird auch bei Biomasse u.a. aufgrund erhöhter Nachfrage mit steigenden Preisen gerechnet, die Brennstoffpreise fallen bei den Gesteungskosten aber weniger ins Gewicht und dürften auf lange Sicht einen ökonomischen Vorteil für die Bioenergie bringen.

Betrachtet man die PV-Stromgestehungskosten für 2020 von etwa 16,2 Cent/kWh, so fällt auf, dass diese nur geringfügig über den angenommenen Strombezugskosten von 16 Cent/kWh liegen und somit bei vollständiger Eigennutzung kaum Mehrkosten gegenüber reiner Versorgung aus dem Stromnetz anfallen würden. Dies ist jedoch nur zulässig, wenn zu keinem Zeitpunkt Strom ins Netz eingespeist wird, da dann Netzkosten anfallen, welche die Wirtschaftlichkeit verringern würden. Bei Installation einer kleinen PV-Anlage kann eine sehr hohe Eigennutzung des erzeugten Stroms jedoch durchaus der Fall sein, was für den Nutzer der Anlage von ökonomischem Vorteil ist.

Die Wirtschaftlichkeit von Biomasse Heizwerken hängt stark von der Netzstruktur und -größe sowie diversen anderen Faktoren ab, und wurde daher an dieser Stelle nicht in Betracht gezogen. In den gerechneten Modellrechnungen in Abschnitt 3 wurden diese Faktoren berücksichtigt und somit ein je nach Szenario optimales Verhältnis zwischen dezentraler und zentraler Erzeugung geschaffen.

4.3 Empfehlungen

Neben den in Abschnitt 3.4 bereits getätigten Schlussfolgerungen und Empfehlungen kann abschließend gesagt werden, dass ein schrittweiser Ersatz alter fossiler Heizanlagen durch moderne Biomasseanlagen angesichts steigender Gas- und Ölpreise aus ökonomischen und vor allem auch ökologischen Gründen sinnvoll ist. Gebäudesanierungen helfen dabei, den Bedarf nach Wärme zu senken, was mit einem geringeren Energieträgerbedarf, geringer dimensionierten Anlagen und auch günstigerer Bedarfsdeckung einhergeht. Soll die in den Anlagen verwendete Biomasse regional produziert werden, sind sowohl Ertragssteigerungen im Forst als auch die vermehrte Produktion von Biomasse aus Kurzumtrieb auf Ackerflächen notwendig. Es bedarf also zusätzlicher Maßnahmen sowohl im Forst als auch im Agrarsektor, um diese zusätzlichen Mengen zu mobilisieren.

Im Strombereich stellen vor allem PV-Anlagen eine Möglichkeit zur regionalen Stromerzeugung dar, wobei hier die Entwicklung der Modulpreise in den nächsten Jahren

ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit bzw. die Mehrkosten durch regionalen PV-Strom sein wird. Nur bei Nutzung von öffentlichen Förderschienen, die zudem mengenmäßig begrenzt sind, ist der Einsatz von PV bereits heute wirtschaftlich möglich. Der Ausbau von Biomasse-KWK hat in Zusammenhang mit dem Wärmenutzungskonzept unter Abwägung mehrerer Kriterien zu erfolgen (derzeitige Wärmebedarfsstruktur, saisonale Schwankungen bzw. jährliche Auslastung, zukünftige Entwicklung unter Berücksichtigung von Sanierungsmaßnahmen, Netzlänge bzw. Transportverluste etc.). In ländlichen Gegenden wie der Region Sauwald ist das ökonomisch und energetisch sinnvolle Potenzial von Biomasse-KWK (mit Ausnahme von industriellen Anlagen) als gering einzustufen. Der Bau von Heiz(kraft)werken kleinerer Leistung ist an ausgewählten Standorten unter Berücksichtigung der genannten Voraussetzungen zu befürworten.

Die Lösungen zu den Szenarien 4 des BeWhere Modells (s. Abschnitt 3.1) und den Szenarien 2 und 3 des RESRO Modells (s. Abschnitt 3.2) sind hier sinnvolle Vorschläge für eine zukünftige Energieversorgung, welche Nachhaltigkeit und vertretbare Kostenaufwendungen verbindet.

5. Literaturverzeichnis

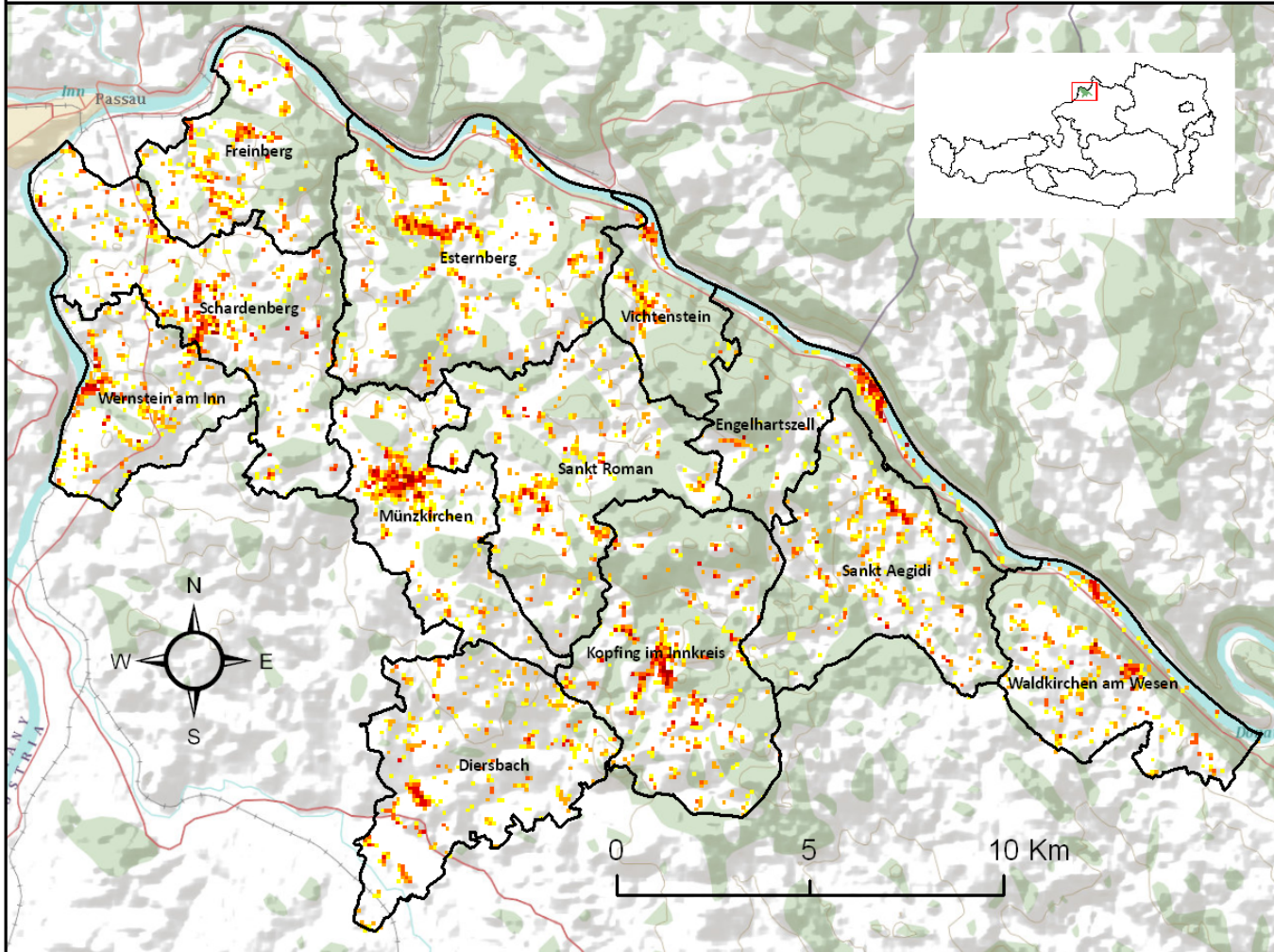
- Anzengruber W. Klimaschutz braucht Infrastruktur, Präsentation Österreichischer Energiekreis, Brüssel, 2011
- Austrian Energy Agency. Market overview oil condensing boilers, Vienna; 2004
[http://www.energyagency.at/\(de\)/service/oil_kessel.htm](http://www.energyagency.at/(de)/service/oil_kessel.htm), letzter Zugriff in Februar 2011.
- Biermayr P, Eberl M, Ehrig R, Fechner H, Galosi A, Kristöfel C, Prügler N, Strasser C, Weiss W, Wörgetter M. Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2010. Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen (No. 26/2011), Berichte aus Energie- und Umweltforschung, Wien, 2011.
- Erdgas OÖ. Geräteübersicht Gas-Brennwertkessel (Market overview for condensing gas boilers, Linz; 2006 <http://cms-erdgasooe.netural.com/onlineberater/vorteile/erdgastechnik/index.asp>, letzter Zugriff Februar 2011.
- FNR. Leitfaden Bioenergie – Planung, Betrieb und Wirtschaftlichkeit von Bioenergie-anlagen, 3. Auflage 2007, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Gülzow; 2007.
- Grüner Bericht. Bericht über die Situation der österreichischen Land- und Forstwirtschaft. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt- und Wasserwirtschaft, Wien, 2010
- Guggenberger, T., Bartelme, N., Leithold, A., Agricultural-GIS-Sphere – An innovative expert system for national renewable energy and food planning. Joint international agricultural conference, 6th-8th July, University Wageningen, Conference Proceedings; 2009
- Haas R, Kranzl L, Müller A, Corradini R, Zotz M, Frankl P, Menichetti E. Szenarien der gesamtwirtschaftlichen Marktchancen verschiedener Technologielinien im Energiebereich (No. 810707), Energiesysteme der Zukunft. Energy Economics Group, Vienna University of Technology, Wien, 2008.
- Hagauer D, Jamek A, Lechner H, Tretter H, Veigl A. Ökostromgesetz – Evaluierung und Empfehlungen, Austrian Energy Agency, Austrian Federal Minister of Agriculture, Forestry, Environment and Water Management, Wien; 2007
- Hartmann H, Reisinger K, Thuneke K, Höldrich A, Roßmann P. Handbuch Bioenergie-Kleinanlagen, 2nd edition 2007, Fachagentur Nachwachsende Rohstoff e.V., Gülzow; 2007
- Kalt G, Kranzl L. Assessing the economic efficiency of bioenergy technologies in climate mitigation and fossil fuel replacement in Austria using a techno-economic approach. Applied Energy 88 (2011) 3665-3684.
- Kalt, G., Matzenberger, J., Kranzl, L., 2011. IEA Bioenergy Task 40. Country Report Austria 2011. Vienna University of Technology, Vienna.
- Kalt G. An assessment of the implications, costs and benefits of bioenergy use based on techno-economic approaches, Dissertation, Wien; 2011.
- Karl J. Dezentrale Energiesysteme – Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt, 2. Auflage, Oldenbourg Wissenschaftsverlag GmbH, München; 2006.
- Karner, A., Koller, S.-C., Kettner, C., Kletzan-Slamanig, D., Köppl, A., Leopold, A., Lang, R., Nakicenovic, N., Reinsberger, K., Resch, G., Schleicher, S., Schnitzer, H., and Steininger, K., Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich, Bundesministerium für Wirtschaft, Familie und Jugend, 2010.
- Kirjavainen M, Sipilä K, Savola T, Salomón M, Alakangas E. Small-scale biomass CHP technologies, Situation in Finland, Denmark and Sweden, Sweden, VTT Processes; 2004
- Kirjavainen M, Sipilä K, Savola T, Salomón M, Alakangas E. Small-scale biomass CHP technologies, Situation in Finland, Denmark and Sweden, Sweden, VTT Processes; 2004.

- Klärle M, Langendörfer U. Ganzheitliche flächenbasierte Ermittlung der Potenziale Erneuerbarer Energien auf kommunaler Ebene, Angewandte Geoinformatik (AGIT), Salzburg, 2011.
- Konsument. Marktübersicht Öl-Brennwertkessel (Market overview condensing oil boilers), Volume 08/2008. <http://www.konsument.at/>, letzter Zugriff Februar 2011.
- Kranzl L, Müller A, Hummel M, Haas R. Energieszenarien bis 2030: Wärmebedarf der Kleinverbraucher. Energy Economics Group, Vienna University of Technology, Wien; 2011.
- Land Oberösterreich. http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xchg/SID-7E17C06C-8B427AED/ooe/hs.xsl/46100_DEU_HTML.htm. Zugriff im Juni 2011.
- Leuchtweis C. Wirtschaftliche Aspekte der energetischen Nutzung von Stroh, C.A.R.M.E.N., Fachkongress Alternative Rohstoffe für Bioenergie, Rosenheim; 2008.
- Müller A, Biermayr P, Kranzl L, Haas R, Altenburger F, Bergmann I, Friedl G, Haslinger W, Heimrath R, Ohnmacht R, Weiss W. Heizen 2050 - Systeme zur Wärmebereitstellung und Raumklimatisierung im österreichischen Gebäudebestand: Technologische Anforderungen bis zum Jahr 2050, Energie der Zukunft. TU Wien, Bioenergy 2020+, AEE Intec, TU Graz, Wien; 2010.
- Obernberger I, Thek G. Cost assessment of selected decentralised CHP applications based on biomass combustion and biomass gasification, 16th European Biomass Conference and Exhibition, ETA-Renewable Energies (Ed.), Valencia; 2008
- Oeko-Institut. Global Emission Model for Integrated Systems (GEMIS) Version 4.6, Institut für angewandte Ökologie e.V., Darmstadt/Freiburg; 2010
<http://www.oeko.de/service/gemis/en/index.htm>
- Prankl H, Krammer K, Janetschek H, Roitmeier T. Blockheizkraftwerke auf Pflanzenölbasis, Francisco Josephinum Biomass Logistics Technology (FJ BLT) Wieselburg, Forschungsbericht 46, Wieselburg; 2006.
- Regionalenergie Steiermark. Jahresdurchschnittspreise der Energieträger seit 1998.
www.holzenergie.net, Zugriff im November 2011
- Schmidt J, S. Leduc, E. Dotzauer, and E. Schmid, "Cost-effective policy instruments for greenhouse gas emission reduction and fossil fuel substitution through bioenergy production in Austria," Energy Policy, vol. 39, no. 6, pp. 3261–3280, 2011.
- Statistik Austria, 2012. Website von Statistik Austria - Energy balances [WWW Document]. URL http://www.statistik.at/web_en/statistics/energy_environment/energy/energy_balances/index.html, letzter Zugriff im März 2012
- Wahlund B, Yan J, Westermark M. Comparative assessment of biofuel-based combined heat and power generation plants in Sweden, Royal Institute of Technology Stockholm, 1st World Conference on Biomass for Energy and Industry, Sevilla; 2000
- Walla C, Schneeberger W. The optimal size for biogas next term plants, Biomass and Bioenergy 32 (2008) 551-557
- Walla C. Wirtschaftlichkeit von Biogasanlagen, Dissertation, Universität für Bodenkultur Wien, 2006
- Wetterlund E, Söderström M, Biomass gasification in district heating systems – The effect of economic energy policies, Applied Energy 87 (2010) 2914-2922
- Wetterlund E, Söderström M, Biomass gasification in district heating systems – The effect of economic energy policies, Applied Energy 87 (2010) 2914-2922.

6. Anhang

Im Anhang sind räumlich detaillierte Karten (100 m x 100 m Raster) abgebildet, welche den ermittelten Wärmebedarf und Potenziale der erneuerbaren Energien Solarthermie und Photovoltaik und von Wärmepumpen (Umgebungswärme) aufzeigen

Wärmebedarf - Sauwald (gesamt 160 GWh/Jahr)



Anmerkungen:
- auf Nutzenergieebene
beinhaltet
- Haushalte
- öffentliche Einrichtungen
- Betriebe

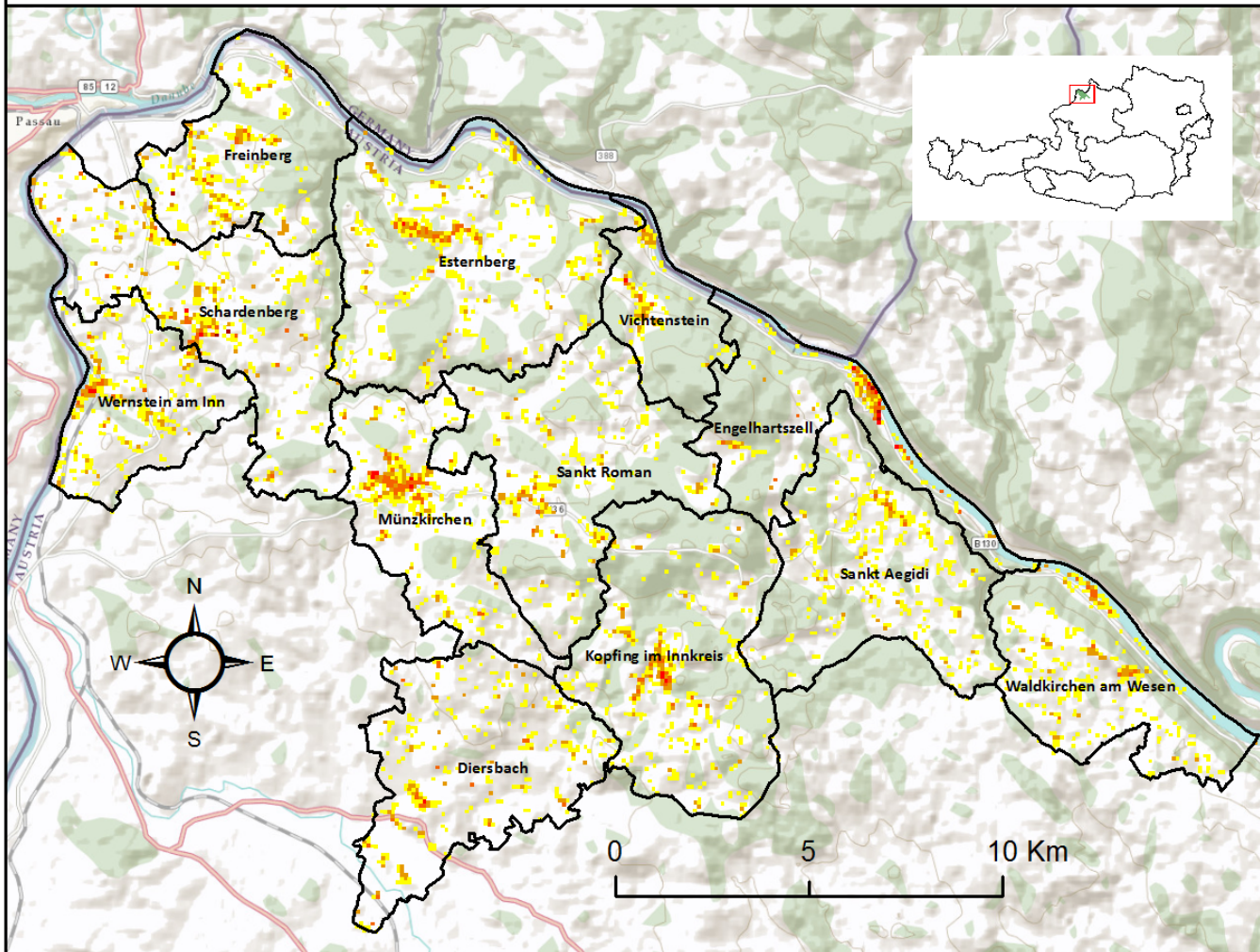
Wärmebedarf [MWh/Jahr]



Projekt: BioSpaceOpt
Bearbeitung:
Daniela Zocher, Stephan Hausl
Research Studio iSPACE - RSA
Erstellung: Nov. 2011



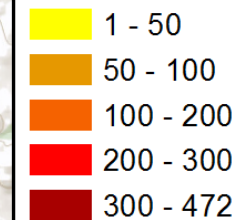
Solarthermiepotenzial (gesamt 158 GWh/Jahr)



Anmerkungen:

- geeignete Dachflächen (31% der Gebäudegrundflächen, Analyse LFZ Raumberg-Gumpenstein)
- Direktstrahlung 581 kWh/m²/a
- nach Konvention 0,7 kW/m²

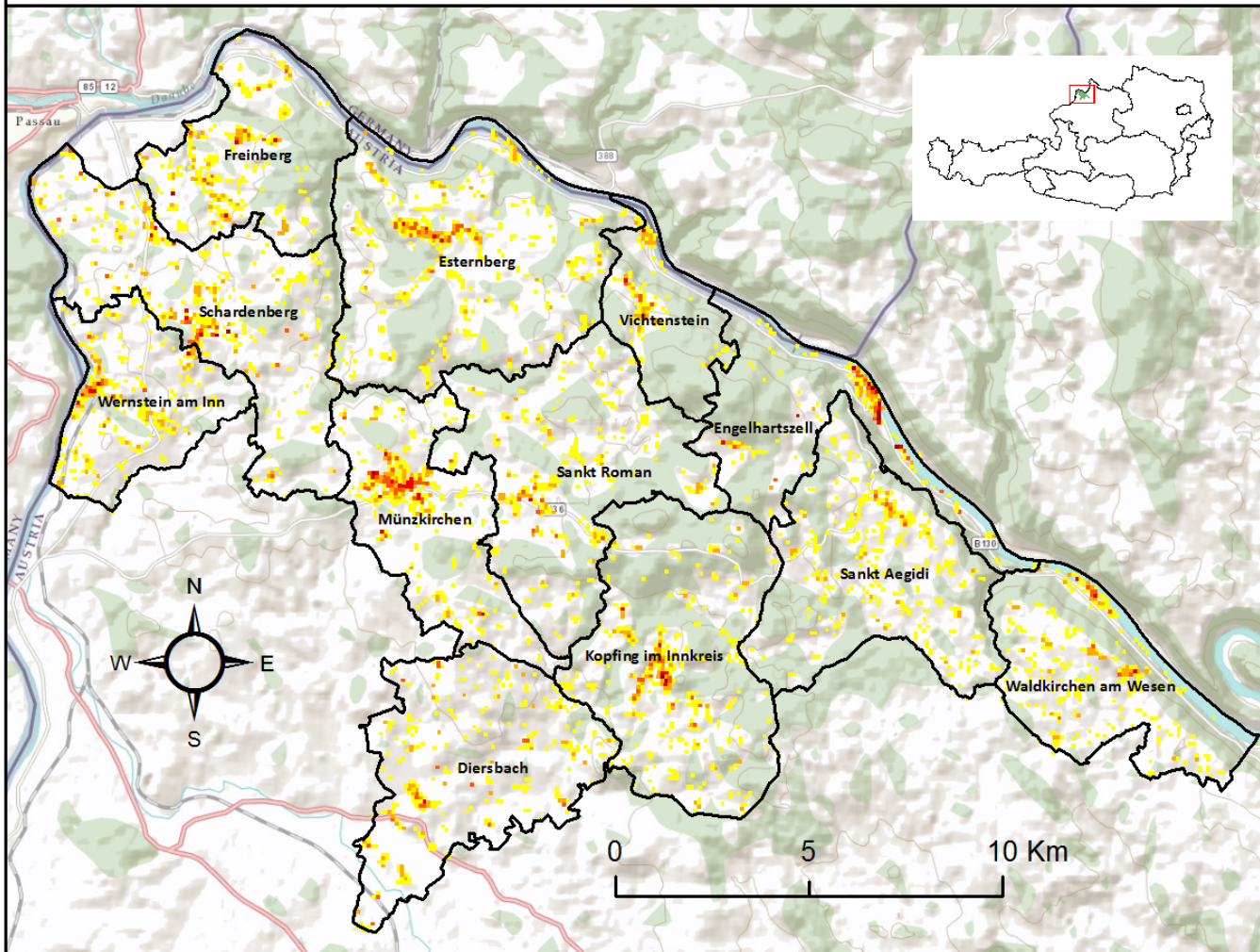
Potenzial Solarthermie [MWh/Jahr/Zelle]



Projekt: BioSpaceOpt
 Bearbeitung:
 Research Studio iSPACE - RSA
 Erstellung: Nov. 2011



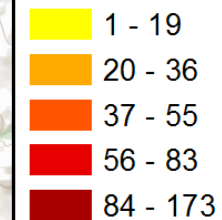
Photovoltaikpotenzial (gesamt 58 GWh/Jahr)



Anmerkungen:

- geeignete Dachflächen (31% der Gebäudegrundflächen, Analyse LFZ Raumberg-Gumpenstein)
- Globalstrahlung 1298 kWh/m²/a
- Systemwirkungsgrad 11,5%

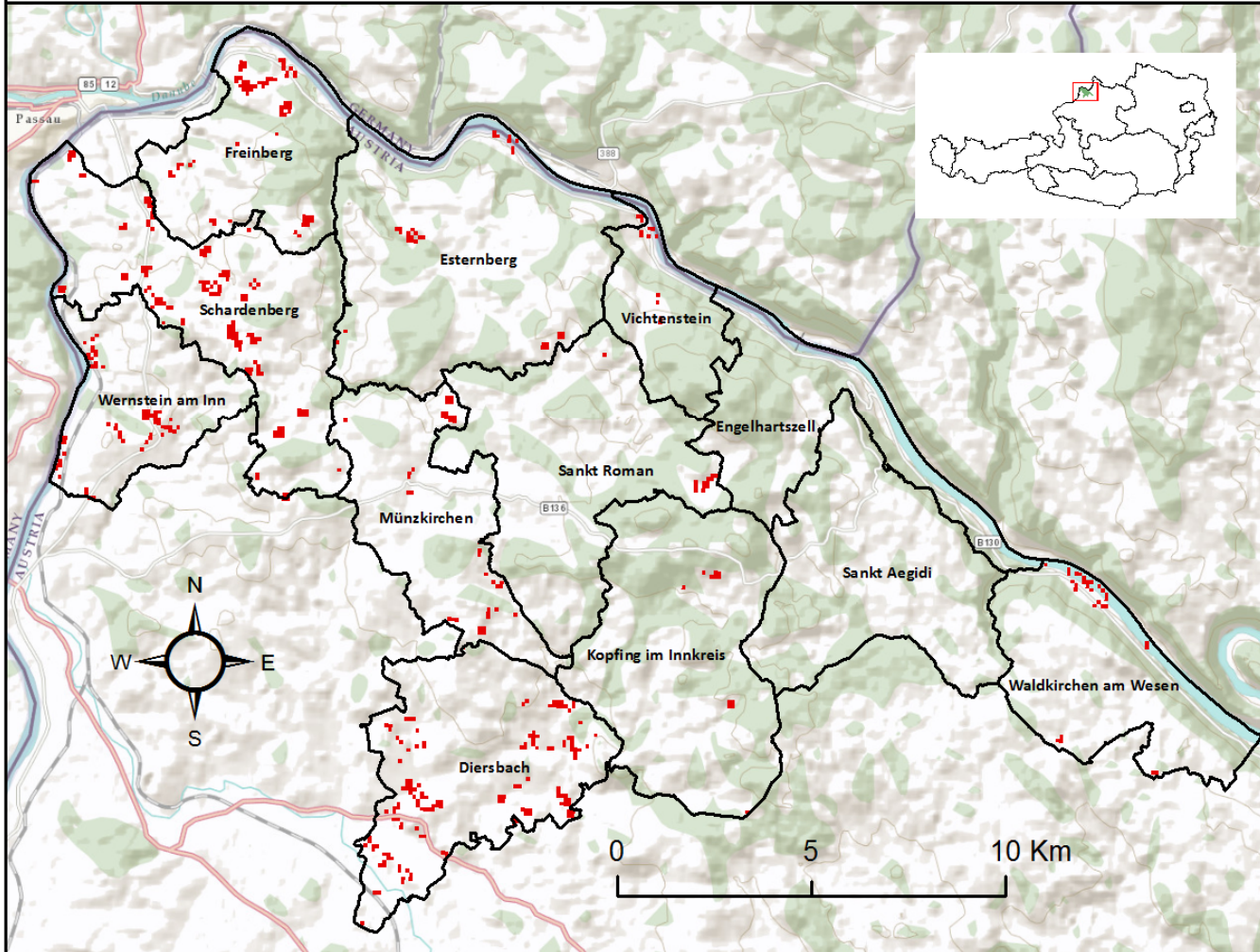
Potenzial PV [MWh/Jahr]



Projekt: BioSpaceOpt
 Bearbeitung:
 Research Studio iSPACE - RSA
 Erstellung: Nov. 2011



Umgebungswärmepotenzial - Flächenkollektoren (gesamt 11 GWh/Jahr)



Anmerkungen:

- beschränkt auf potentielle Neubau- und Nachverdichtungsflächen
- max. 400 m² pro Zelle verfügbar
- exkl. Wasserschutzgebiete
- Leistungszahl 3,8

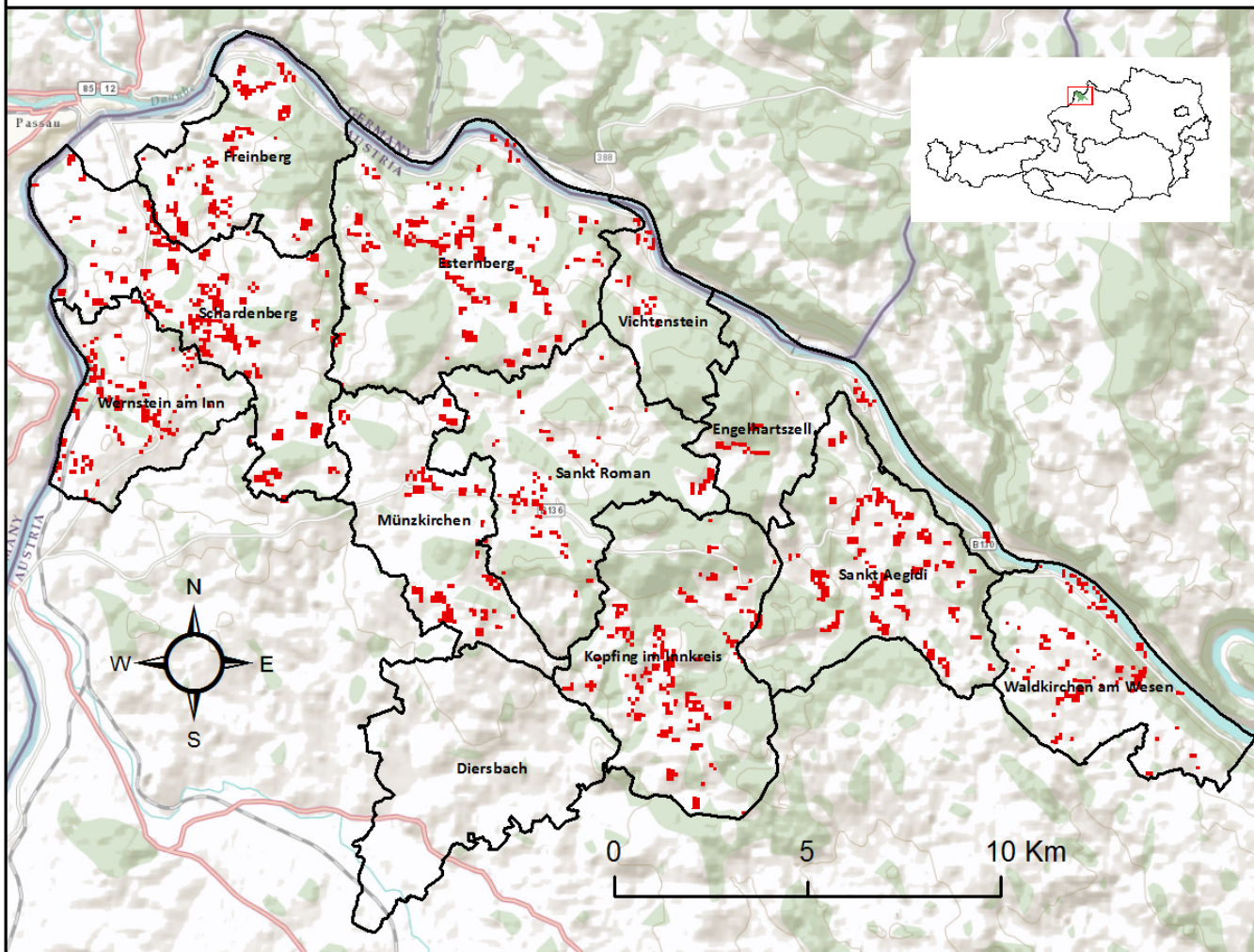
für Flächenkoll. geeignet



Projekt: BioSpaceOpt
 Bearbeitung:
 Research Studio iSPACE - RSA
 Erstellung: Nov. 2011



Umgebungswärmepotenzial - Tiefensonden (gesamt 32 GWh/Jahr)



Anmerkungen:

- beschränkt auf potentielle Neubau- und Nachverdichtungsflächen
- max. 2 x 100 m tiefe Sonden pro Zelle
- exkl. Wasserschutzgebiete
- Leistungszahl 3,8

für Tiefensonden geeignet



Projekt: BioSpaceOpt
 Bearbeitung:
 Research Studio iSPACE - RSA
 Erstellung: Nov. 2011

