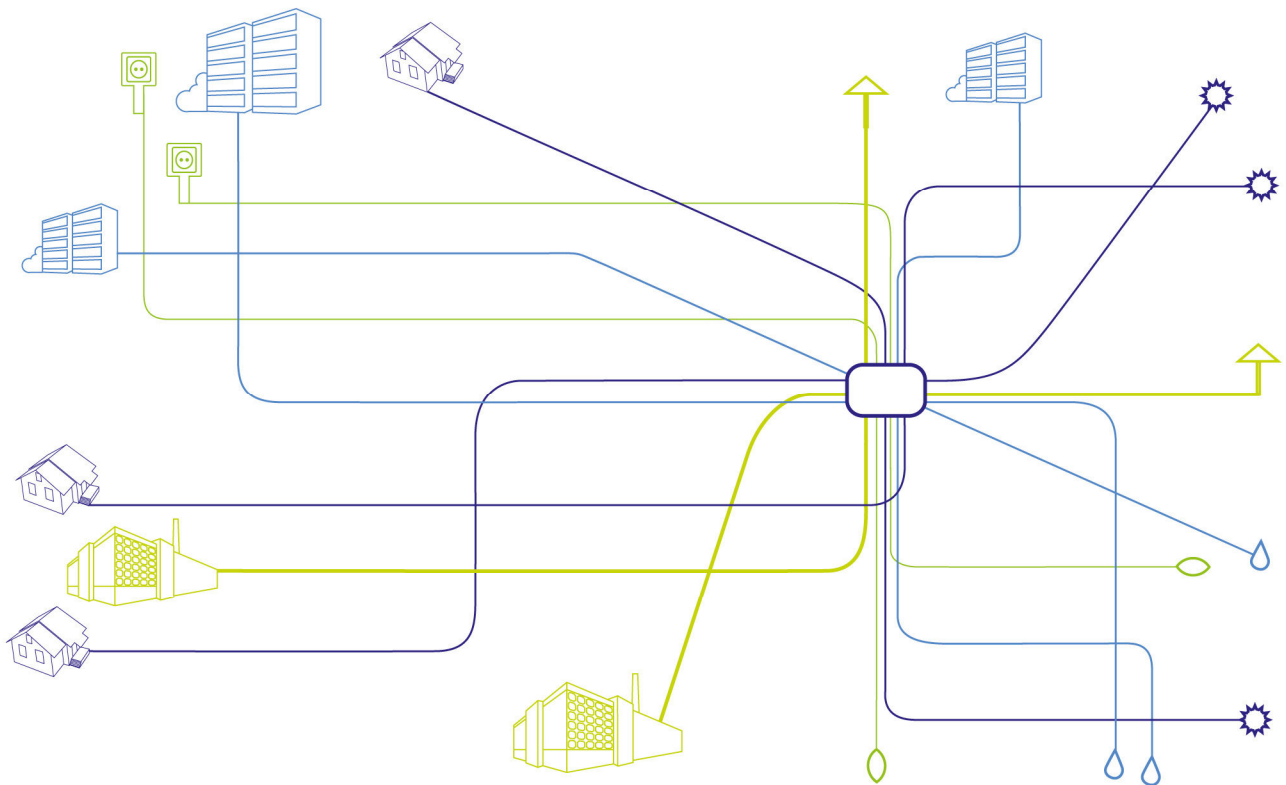




Konzeptentwicklung für ADRES

Autonome Dezentrale Regenerative EnergieSysteme



VORWORT

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

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

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

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

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

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

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

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

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

Inhalt

1.	Einleitung	6
1.1.	Aufgabenstellung.....	6
1.1.1.	Ausgangslage	6
1.1.2.	Strategische Umsetzung.....	6
1.2.	Schwerpunkte des Projektes	7
1.3.	Einordnung in das Programm.....	9
1.4.	Aufbau der Arbeit und verwendete Methoden	10
1.4.1.	Datenbanken	10
1.4.2.	Prognosemodelle.....	11
1.4.3.	Modelle der Energiewandler	11
1.4.4.	Synthetische Haushaltslastprofile	11
1.4.5.	Ladestrategien für E-Mobilität	11
1.4.6.	Gebäudemodelle	11
1.4.7.	Bilanzierungstool	12
1.4.8.	Speichermodellierung	12
1.4.9.	Regelalgorithmus und Netzanbindung.....	12
2.	Inhaltliche Darstellung.....	13
2.1.	Lokale Prognostizierung stochastischer, regenerativer Energiequellen	13
2.1.1.	Allgemeines	13
2.1.2.	Windleistungsprognose.....	13
2.1.3.	Prognose der Photovoltaikerzeugung	22
2.1.4.	Zusammenfassung.....	25
2.2.	Innovative Kraftwärmekopplungs-Technologien für ADRES.....	27
2.2.1.	Zielsetzung.....	27
2.2.2.	Methodische Vorgehensweise	27
2.2.3.	Ergebnisse.....	28
2.2.4.	Erkenntnisse	45
2.3.	End-Use Effizienz und Selbstregelklassen (Haushaltsprofile – Erhebung und Management)	46
2.3.1.	Inhaltlicher Teil.....	46
2.3.2.	Dynamische Lastprofile	46
2.3.3.	Energieeinsparpotenziale	48
2.3.4.	Benutzerverhalten.....	51
2.3.5.	Methodische Vorgehensweise – Ladeprofile im Minutenraster.....	53
2.3.6.	Datenaufbereitung	53
2.3.7.	Verbrauchsmuster/Anwesenheitsprofile	53

2.3.8.	Material und Datenaufbereitung	54
2.3.9.	Stochastisches Bottom-up-Markovketten-Modell	54
2.3.10.	Die ADRES Siedlung	54
2.3.11.	Ergebnisse des Simulationsmodells	56
2.3.12.	Besondere Merkmale des Simulationsmodells	57
2.3.13.	Zusammenfassung und Ausblick	59
2.4.	Effizienter Energiebedarf für regenerative Mobilität.....	60
2.4.1.	Einleitung.....	60
2.4.2.	Analysen zum Verkehrsaufkommen des motorisierten Individualverkehr.....	61
2.4.3.	Das Modell zur Ermittlung des Leistungsbedarfs.....	66
2.4.4.	Ergebnisse für den Leistungsbedarf der Elektromobilität.....	71
2.4.5.	Ergänzende Fragestellungen	75
2.4.6.	Zusammenfassung und Ausblick	77
2.5.	Energiebilanzierung pro-aktiver Gebäudesysteme	79
2.5.1.	Zielsetzung.....	79
2.5.2.	Gebäudemodelle	80
2.5.3.	Simulationsergebnisse.....	87
2.6.	Energetische Bilanzierung und Einsatzplanung.....	94
2.6.1.	Einleitung.....	94
2.6.2.	Datengrundlage	94
2.6.3.	Jahresbilanzierung	98
2.6.4.	Analysen und Erkenntnisse	101
2.6.5.	Zusammenfassung.....	111
2.7.	Effiziente Energiespeicherung und Backup-Versorgung	113
2.7.1.	Inhalt.....	113
2.7.2.	Speicherarten	114
2.7.3.	Speichereigenschaften	114
2.7.4.	Speicheranforderungen.....	117
2.7.5.	Bewirtschaftung der betrachteten Siedlungsszenarios.....	118
2.7.6.	Erkenntnisse	122
2.8.	Echtzeit-Regelalgorithmus mit intelligenter Lastanpassung	124
2.8.1.	Zielsetzung.....	124
2.8.2.	Methodische Vorgehensweise	125
2.8.3.	Ergebnisse.....	126
2.8.4.	Schlussfolgerungen.....	136

3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen138

3.1.	Autonomie als Konzept für die Zukunft der Energieversorgung.....	138
3.2.	Dezentrale Erzeugungsanlagen	138

3.3. Regenerativ	138
3.4. Energie – System	139
3.5. Schlussfolgerungen.....	140
4. Ausblick und Empfehlungen.....	141
5. Literaturverzeichnis	142
6. Anhang	146

Kurzfassung

Das Projekt ADRES-Concept untersucht die technische Machbarkeit von vollständig Autonomen Dezentralen Regenerativen Energie-Systemen („ADRES“).

Auf der Erzeugungsseite werden im Zuge des Projektes die Prognoseverfahren verfeinert, wodurch sich folgerichtig die Ergebnisse hinsichtlich der Prognostizierbarkeit von Wind und Photovoltaik für österreichische Standorte verbessern. Weiters werden ausgewählte Energiewandler detailliert analysiert und in einer Simulationsumgebung erprobt.

Verbrauchsseitig behandelt das Projekt die Segmente Haushaltsverbrauch, Heizbedarf für Gebäude sowie den Energiebedarf elektrischer Individualmobilität. Die Haushalte betreffend wurde eine umfassende Datenbasis mittels einer groß angelegten Fragebogenerhebung erstellt. Begleitet wurden diese Analysen durch eine Messreihe von 40 vollständigen Haushalten, die bislang ebenfalls in keiner vergleichbaren Größe und Detaillierung vorlag. Mittels erstellten MATLAB-Simulationstools ist eine Lastprofilmodellierung der Haushalte nach diversen Kriterien (Haushaltsgröße, Gebäudeart, Wochentag, Saisonabhängigkeit) möglich. Die Gebäudestruktur wurde durch Modellierung mehrerer Gebäudearten einbezogen und der zukünftige Wärmeenergiebedarf ermittelt. Im Bereich „Elektromobilität“ wurde ein Simulationstool zur Bestimmung von Lastgängen des Ladebedarfs bei unterschiedlicher Ladeinfrastruktur und Parametrierung erstellt.

Ein weiteres Kernstück des Projekts ist die Energie- und Leistungsbilanzierung des Energiesystems. In einem ersten Schritt konnten Kriterien für eine günstige Zusammensetzung des erneuerbaren Erzeugungsmix (PV, Wind, Biomasse, Kleinwasserkraft) sowie der Speichergröße ermittelt werden. Für die Simulation und Auslegung unterschiedlicher Siedlungen in verschiedenen Regionen wurde ein einfach zu bedienendes und umfassendes Bilanzierungstool mit graphischer Benutzer-Oberfläche in MATLAB programmiert, aus welchem sich Erkenntnisse zur leistungsautonomen Energieversorgung gewinnen lassen. Ein weiterer Abschnitt beschäftigt sich mit der konkreten Energiespeicherauswahl auf Basis erforderlicher Eigenschaften. Bedeutend ist die ebenso durchgeführte Analyse im Echtzeitbereich bzgl. Leistungsbilanzierung des Energiesystems, welches die Machbarkeit mittels Frequenzregelung behandelt.

Es wird gezeigt, dass die autonome Vollversorgung unter Annahme des heutigen Verbrauchsverhaltens technisch möglich wäre, gegenüber vorhandenen Verbundnetzen auf Grund des wesentlich höheren Aufwandes aber nicht wirtschaftlich erscheint. Der Umstieg auf ein Energieversorgungssystem mit hohem Anteil an erneuerbaren Energieträgern ist nur bei gleichzeitiger Effizienzsteigerung und Energieeinsparung umsetzbar. Wichtig ist die Synergie von Nachhaltigkeit und Effizienz. Jede nichtverbrauchte Kilowattstunde muss auch nicht erzeugt oder gespeichert werden und führt zur höchsten Effizienz und zur Erleichterung des Energieausgleichs.

Abstract

The research project ADRES-Concept deals with the technical feasibility of fully autonomous-decentralized renewable energy systems.

On the production side, the project involves the enhancement of the predictability and forecasting technique of wind and photovoltaic for several Austrian regions. Furthermore, selected energy converters are analysed and tested in a simulation environment.

The project ADRES-Concepts addresses on the consumption side the segments: electrical household consumption, energy demand for heating buildings and energy needs of motorised individual transport. To analyse the electrical household consumption more precisely, a comprehensive database was created using a large-scale questionnaire survey. These analyses were accompanied by a series of measurements of about 40 total households, setting a new standard in terms of size and level of detail. A MATLAB simulation tool was developed, which allows to model load profiles of households according to various criteria (household size, type of building, day of week, seasonality). The building structure was integrated by modelling several types of buildings and the future thermal energy requirement was determined. In the field of “electric mobility” also a MATLAB simulation tool was developed to ascertain charging profiles of battery powered electric vehicles at different charging infrastructures and parameters.

Another focal point of the project ADRES-Concept is the energy and power balance of the stand-alone power system. In a first step, criteria for a favourable composition of the renewable energy mix (PV, wind, biomass, small hydro) and the storage size were identified. For the simulation and design of such energy systems of several residential areas in different regions of Austria an user-friendly and comprehensive power balance tool with graphical user interface was programmed in MATLAB, which helps to derive conclusions about the power-autonomous energy supply. Another section deals with the specific energy storage selection accordingly required properties. Of equal importance is the analysis of the feasibility of using frequency control, which is carried out in a real-time power balancing routine.

It has been shown that an autonomous full supply would be technically feasible on the assumption of current consumption behaviour, but considering the existing interconnected power grid it does not make sense from an economic point of view. The switch to a power supply system with a high proportion of renewable energy sources only seems reasonable together with increasing efficiency and saving energy at the same time. The synergy of sustainability and efficiency is of utmost importance. It is perfectly obvious that every unconsumed kilowatt hour which does not need to be produced or stored, automatically leads to the highest efficiency and of course facilitates energy balancing.

1. Einleitung

1.1. Aufgabenstellung

1.1.1. Ausgangslage

Die Energieversorgung steht heute und in Zukunft vor wichtigen Herausforderungen wie zunehmende Importabhängigkeit, Ressourcenverknappung sowie Umwelt- und Klimaauswirkungen. Die Steigerung der Energieeffizienz und des Anteils erneuerbarer Energieträger an der Energieaufbringung ist in entsprechenden EU-Richtlinien [1] festgeschrieben. Damit diese Problemstellungen nachhaltig gelöst werden können, erfordert es einen Wandel der Energieversorgungsstruktur.

Zukünftig sind daher die Energiedienstleistungen überwiegend durch regional verfügbare, regenerative Energiere Ressourcen bereitzustellen. Dies bedingt jedoch wesentlich geänderte Rahmenbedingungen.

Auf Grund des begrenzten Angebots der regionalen Ressourcen muss die Energie in effizienter Weise erzeugt, andererseits auch höchst effizient verbraucht werden. Gelingt es, vollständige Autonomie der Energieversorgung zu erreichen, ist das System den harten Anforderungen gewachsen.

In diesem Bericht wollen wir das Projekt ADRES-Concept vorstellen. Unser Ziel war es, ein **Autonomes Dezentrales Regeneratives Energie-System** in einem ganzheitlichen Konzept zu entwickeln und zu erproben. Die Säulen Effizienz, erneuerbare Energien und innovatives, intelligentes Netzmanagement erlangen darin besondere Bedeutung.

Die zukünftige Entwicklung autonomer, regenerativer Energieregionen, die in Folge hoher Effizienz mit den regionalen Dargeboten (Wind, Solarthermie, Geothermie, Biomasse, Photovoltaik, Wasserkraft) das Auslangen finden, soll in diesem Projekt intensiv erforscht werden.

*Wir wollen nicht die Frage beantworten, wie **viel** an regenerativem Dargebot zur Erfüllung des Bedarfs notwendig ist, sondern wie **wenig** Energie für eine Vollversorgung der nachgefragten Energiedienstleistung ohne merklichen Komfortverlust nötig ist.*

1.1.2. Strategische Umsetzung

Im ersten Schritt muss also erreicht werden, dass der derzeitige Endenergieverbrauch in den Bereichen Haushalt, Gebäude und Mobilität drastisch gesenkt wird. Nur durch die Erreichung der höchstmöglichen Effizienz kann mit Hilfe regenerativer Ressourcen eine vollständige Befriedigung aller Energiedienstleistungen einer Region gewährleistet werden. Die Fragen sind also: „Mit wie wenig Energie kann man in Zukunft auskommen, ohne den Komfort und das Wirtschaftswachstum maßgebend zu beeinflussen?“ und „Mit welchen Technologien ist eine Vollversorgung möglich?“.

Es muss ein Gleichgewicht zwischen lokal verfügbarer erneuerbarer Energie und dem Endverbrauch angestrebt werden, dies wird durch das intelligente Energiesystem erreicht. Siehe dazu die Prinzipbeschreibung in Abbildung 1.

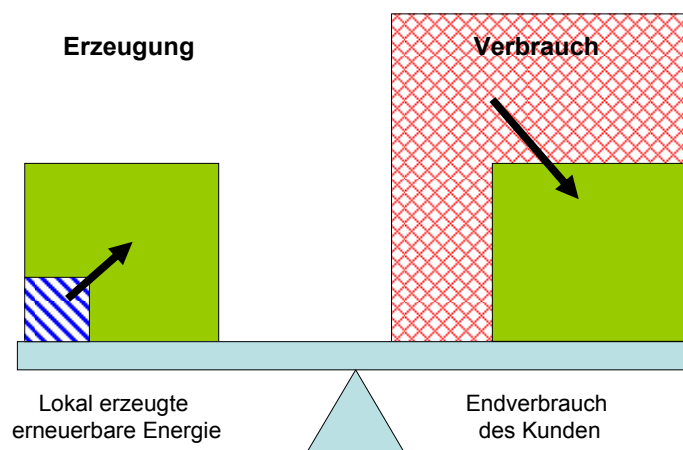


Abbildung 1: Anzustrebendes Gleichgewicht zwischen erneuerbarer Energie und Endverbrauch

Dieses Gleichgewicht kann bei günstigem Dargebot in einer Summenbetrachtung über größere Zeiträume (z.B. ein Jahr) relativ einfach erreicht werden. Für den eigenständigen Betrieb muss aber eine Bilanzierung in Echtzeit stattfinden (Leistungsautonomie), was neben intelligenten Regelmechanismen auch die Möglichkeit von Zwischenspeicherung von momentan überschüssiger Energie (bzw. den Abruf von momentan nicht erzeugbarer Energie) erfordert. Um den sicheren Betrieb des Systems und die Einhaltung aller technischen Grenzen zu erreichen, gilt es durch den vollständigen Ansatz an Robustheit zu gewinnen, um etwaige Störfälle wie Blackouts bestmöglich zu vermeiden. Schematisch werden diese Maßnahmen in Abbildung 2 dargestellt.

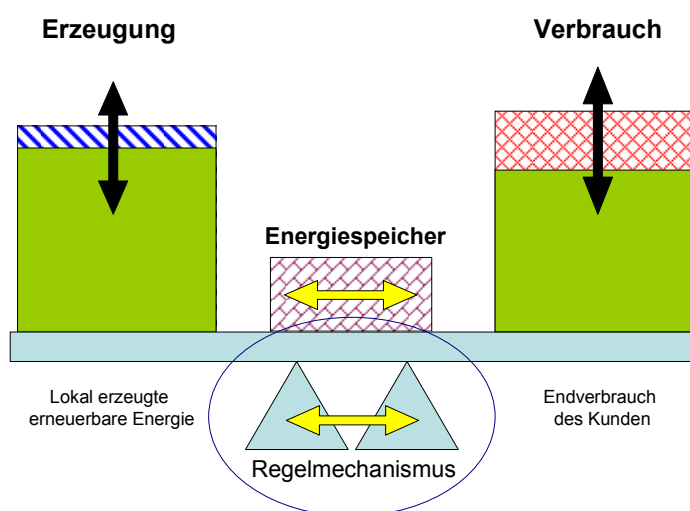


Abbildung 2: Bilanzierung des Systems im Normalbetrieb und Störfall

1.2. Schwerpunkte des Projektes

Der visionäre Forschungsansatz ADRES setzt bei der Energieautonomie von Regionen an, soll aber das Gesamtsystem zum Mittelpunkt haben und im Zusammenspiel nachfolgender Aspekte ein System mit

regionaler Vollversorgung erreichen. Die Denkrichtung lautet: Nicht die Bedarfssteigerung bestimmt die Mehrerzeugung, sondern das regenerative Dargebot muss zur Deckung der notwendigen Energiedienstleistungen ausreichen.

Im Besonderen spielen für Autonome Dezentrale Regenerative EnergieSysteme (ADRES) folgende Teilbereiche eine bedeutende Rolle:

- Endverbrauchseffizienz aller Energiedienstleistungen

Der Verbrauch wird nicht als gegeben angenommen, sondern ist in sämtlichen Bereichen durch Effizienzmaßnahmen zu verringern. Zum einen ist hier der Bereich Endgeräte angesprochen, zum anderen die gebäudeabhängigen elektrischen und thermischen Verbrauchsfelder sowie der Energiebedarf der Mobilität.

- Regenerative Erzeugung

Im Gegensatz zu den heute üblichen allgemeinen, landesweiten Prognosen werden in diesem Abschnitt dahin gehend die Prioritäten gesetzt, lokale Dargebote in und um Siedlungen zu prognostizieren und diese in Kombination mit innovativen Umwandlungs-Technologien erzeugungsseitig weiter zu entwickeln.

- Intelligentes Netzmanagement

Zum einen wird – je nach Gebäudemodellen unterschiedlich – eine Vorbilanzierung im Haus vorgenommen. Im Verbund einer Siedlung werden der effiziente Energieverbrauch und das verfügbare erneuerbare Dargebot mittels zu entwerfenden Bilanzierungstools betrachtet und mittels neuartigem Regelkonzept auf Leistungs-Frequenz-Basis mit verstärktem Einfluss der Netzleistungszahl, sowie dem Einsatz von Energiespeichern in ein selbstbilanzierendes Energiesystem übergeführt.

Die zukünftige Entwicklung autonomer, regenerativer Energieregionen, die infolge hoher Effizienz durch regionale regenerative Energieträger (Wind, Solarstrahlung, Geothermie, Biomasse, Wasserkraft) das Auslangen finden, ist dabei von zentraler Bedeutung und soll in diesem Projekt intensiv erforscht werden.

Das Besondere an ADRES ist das Erreichen von Leistungsautonomie, also jenes Zustands, in dem ein Siedlungskollektiv nicht nur in der Jahressumme, sondern auch in Echtzeit ausbalanciert ist.

Energie- und leistungsautonome Systeme werden gewiss in Zukunft nur einen Teil der Energieinfrastruktur darstellen. Leistungsautonomie ist aber eine verschärfte Rahmenbedingung, um Effizienz in hohem Maße im System zu erreichen. Mit dem vollständigen Ansatz soll gezeigt werden, dass Effizienz in der gesamten Energiekette, speziell aber im Endverbrauch, gemeinsam mit neuen Regelkonzepten eine viel versprechende Möglichkeit zur Entwicklung einer überwiegend regenerativen, regionalen Energiebereitstellung sein kann.

Die folgende Abbildung 3 soll die drei wesentlichen Eckpfeiler von ADRES und damit die Zielvorgaben des Projekts veranschaulichen. Ein systemorientiertes, gemeinsames Zusammenwirken dieser Bereiche bringt den größtmöglichen Erfolg.

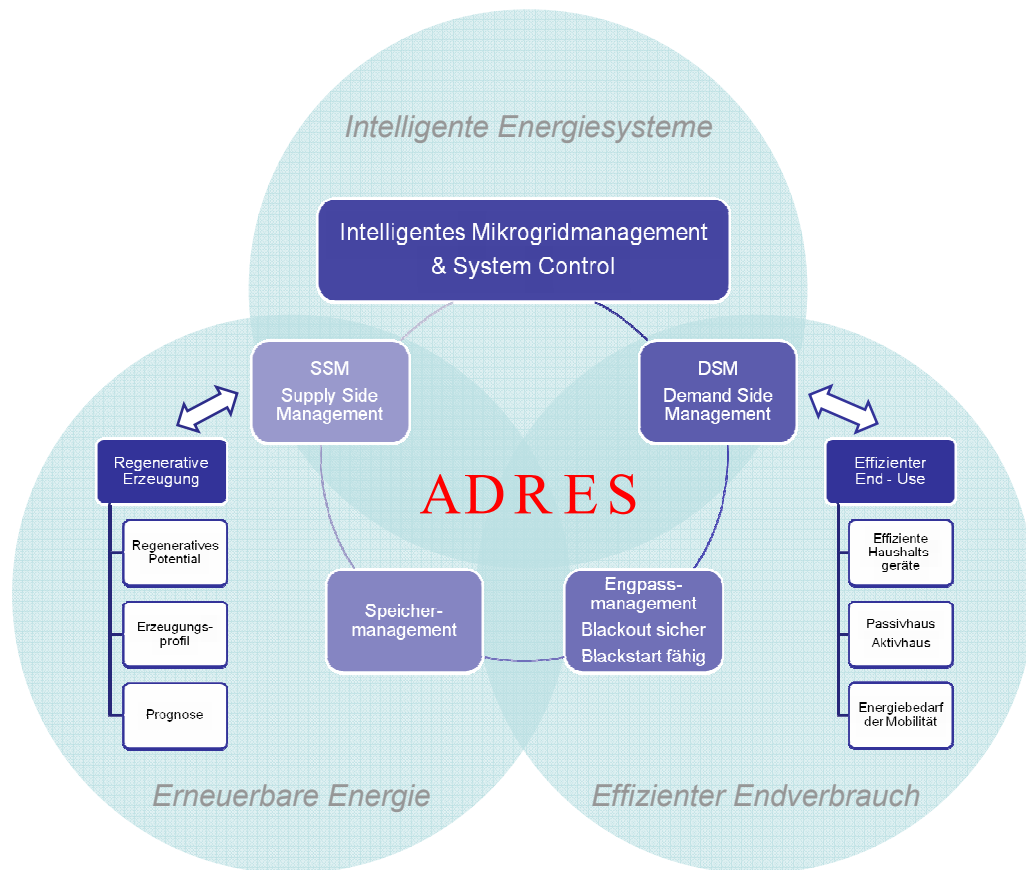


Abbildung 3: Kernbereiche von ADRES

1.3. Einordnung in das Programm

Wie aus Abbildung 3 ersichtlich werden durch ADRES die drei wesentlichen Ziele des Programms „Energie der Zukunft“ abgedeckt.

- Erneuerbare Energien
- Effizienter Endverbrauch
- Intelligente Energiesysteme

Eine gemeinsame Betrachtung dieser Bereiche in einem ganzheitlichen Ansatz war das erklärte Ziel von ADRES und bringt den größtmöglichen Erfolg.

In Bezug auf die Ausschreibung wurden insbesondere die Themenfelder

- Energiesysteme und Netze,
- Energie in Gebäuden,
- Energie und Endverbraucher,
- Fortgeschrittene Verbrennungs- und Umwandlungstechnologien

angesprochen.

Im ersten Schritt muss erreicht werden, dass der derzeitige **Endverbrauch** in den Bereichen Haushalt, Gebäude und Mobilität **drastisch gesenkt** wird. Nur durch die Erreichung der höchstmöglichen Effizienz kann mit Hilfe **regenerativer Ressourcen** eine vollständige Befriedigung aller Energiedienstleistungen einer Region mit vertretbarem Aufwand gewährleistet werden. Der wissenschaftliche Lösungsansatz geht von einer vollkommenen Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern aus und bezieht alle lokal vorhandenen, effizienten, regenerativen Energien ein. Die **Klima- und Umweltauswirkungen** werden auf ein Minimum reduziert.

Das intelligente Energiesystem, auf dem ADRES beruht, verzichtet weitgehend auf eine anfällige, zentrale Kommunikations- und Steuerungsstruktur. Vielmehr können verteilte, dezentrale Strukturen in Form von intelligenten Haushaltsgeräten zu einem robusten Betrieb beitragen. Das Energieversorgungssystem muss auch in Zukunft robust, zuverlässig und vor allem selbstständig und dezentral-zellular funktionieren, da auch unvorhersehbare Störungsereignisse mit der zufälligen Bildung mehrerer Inselnetze beherrscht werden müssen.

1.4. Aufbau der Arbeit und verwendete Methoden

Die Analyse des ganzheitlichen Ansatzes in ADRES-Concept wurde auf breiter Basis durchgeführt. Es wurden Datenbanken angelegt und darauf aufbauend eine Vielzahl an Simulationsmodellen erzeugt. Die genauen Modellbeschreibungen und welche Methoden zum Einsatz kommen findet sich eingebettet in den Unterkapiteln 2.1. bis 2.8.

1.4.1. Datenbanken

Für die grundlegenden Daten der Erzeugung und des Verbrauchs wurden Datenbanken in SPSS und MS Excel angelegt. Darin enthalten sind

- relevante Wetterdaten von ausgewählten Messstationen in Österreich,
- Punktprognosen der Wetterdaten für die ausgewählten Standorte,
- gemessene Erzeugungsdaten von Windkraftanlagen, PV-Anlagen und Kleinwasserkraftwerke in unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen (200 ms bis 1 h),
- Ergebnisse der Umfrage über den Ausstattungsgrad der Haushalte (ca. 5000 Fragebögen),
- Messdaten (15 min) von Niederspannungsabzweigen,
- Lastgangmessungen (15 min) von ausgewählten Ein- und Mehrfamilienhäusern und
- Messungen der Gerätelastgänge in ausgewählten Haushalten (1 min)

Für das Projekt wurde eine breite Datenbasis geschaffen, die auch für zukünftige Projekte und im Falle der TU Wien auch für Diplomarbeiten genutzt werden kann. Insbesondere die realen Messdaten stellen eine wertvolle Grundlage für weitere Untersuchungen auf diesem Gebiet dar. Die Datenbank der Umfrage unter Haushaltskunden in Kombination mit den Detailmessungen in den Haushalten ist zurzeit sicher einzigartig in Österreich.

1.4.2. Prognosemodelle

Im Abschnitt 2.1 sind die Ergebnisse der Prognosen von Wind- und PV-Einspeisung angegeben. Dazu wurden unterschiedliche Prognosesysteme auf Basis von Regression bzw. Neuronalen Netzwerken auf ihre Anwendbarkeit für Punktprognosen untersucht und Sensitivitätsanalysen in Bezug auf Ausdehnung, Prognosehorizont und Clusterung durchgeführt.

1.4.3. Modelle der Energiewandler

Die Modelle der Energiewandler wurden in DYMOLA erstellt. Da sich während der Laufzeit des Projektes eine Änderung in Bezug auf den Lizenzgeber dieser Software ergab wurde dieser Weg nur zum Teil weitergeführt. Mittlerweile ist diese Unsicherheit beseitigt und es steht ein Gesamtmodell in DYMOLA zur Verfügung mit dem am Institut für Energietechnik und Thermodynamik weitergearbeitet werden kann. Mehr dazu im Abschnitt 2.2.

1.4.4. Synthetische Haushaltslastprofile

Für die Simulation synthetischer Haushaltslastgänge wurden unabhängig voneinander zwei Wege verfolgt. Im Projekt selbst wurde ein Simulationstool in MATLAB erstellt, das die Daten aus den obigen Datenbanken nutzt, um über Markov-Ketten die dynamischen Lastprofile zu erzeugen. Mehr dazu ist im Abschnitt 2.3 dieser Arbeit zu entnehmen. Der zweite Weg wurde über eine Reihe von Diplomarbeiten [2], [3] und [4] erarbeitet. Diese sind zum Teil im Anhang kurz beschrieben. Auch dabei wurde ein MATLAB Simulationsmodell erstellt, das aufbauend auf einzelne Gerätelastgänge ein synthetisches Summenprofil erzeugt. Dieser Ansatz wird in einer Dissertation am Institut weiterbearbeitet.

1.4.5. Ladestrategien für E-Mobilität

Für die Simulation der „Lastprofile“ für das Aufladen der Elektrofahrzeuge in ADRES wurde ein MATLAB Tool erstellt. Aufbauend auf statistischen Daten der Fahrzeiten und Fahrlängen werden mittels Auswahlmöglichkeit von unterschiedlichen Ladestrategien, Summenladeprofile für beliebige Fahrzeugkollektive erzeugt. Die Auswahl kann mittels graphischer Benutzeroberfläche durchgeführt werden. In Abschnitt 2.4. werden die Grundlagen für das Modell, die Methodik und die Ergebnisse dargestellt.

1.4.6. Gebäudemodelle

Für die angenommene Siedlungsstruktur der ADRES-Modellregionen wurden drei verschiedene Gebäudetypen definiert. Hierbei handelt es sich um ein Einfamilienhaus, ein Reihenhaushaus sowie ein

Mehrfamilienhaus. Zu jedem dieser Gebäudetypen wurden mit Hilfe der Simulationssoftware TRNSYS ein Referenzmodell, das dem derzeitigen Gebäudebestand entspricht, sowie ein innovatives, zukunftsweisendes Modell erstellt. Die genaue Modellbeschreibung inklusive der relevanten Regelparameter für die dynamischen Gebäudemodelle ist in Abschnitt 2.5 nachzulesen.

1.4.7. Bilanzierungstool

In Abschnitt 2.6. ist die Zusammenführung der Ergebnisse aus den bisherigen Modellen und Simulationen dargestellt. Die Jahresbilanzierung der elektrischen und thermischen Energie wurde mit Hilfe der Simulationssoftware MATLAB durchgeführt. Nach einem iterativen Programmierprozess entstanden zwei interaktive Programme mit graphischer Benutzeroberfläche, welche es erlauben die Jahresbilanzierung für die ADRES Siedlung mit und ohne thermisches Verteilnetz zu berechnen. Bei der Programmierung wurde darauf Wert gelegt, dass der Benutzer alle Parameter frei konfigurieren kann, damit die Programme universell für Inselsysteme mit unterschiedlichen Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen eingesetzt werden können.

1.4.8. Speichermodellierung

Durch Recherche und Auswertung der systematischen Erarbeitung der Speichereigenschaften (siehe Anhang ad 2.7.) konnte eine Gegenüberstellung unterschiedlicher Speichersysteme sowie deren Einsatzfelder in dezentralen und regenerativen Energiesystemen durchgeführt werden. Darüber hinaus geben erste Aussagen über die effiziente und schonende Bewirtschaftung der betrachteten Siedlungsszenarien einen Überblick der Problematiken der Realisierung. Die Ergebnisse sind in die Modelle des Bilanzierungstools eingeflossen.

1.4.9. Regelalgorithmus und Netzanbindung

Die Jahresbilanzierung führt durch das Bilanzierungstool zu Vorgaben, welche weitere Untersuchungen nach sich ziehen. Zunächst mussten geeignete Regelungs- sowie Netzanbindungskonzepte für die installierten Erzeugungsleistungen gefunden werden. Dazu wurden Lastflusssimulationen in PAN durchgeführt. Um den dynamischen Problemen näher zu kommen, wurden Erhebungen der zu erwartenden elektrischen Leistungsschwankungen auf 1s-Basis der dargebotsabhängigen Energiewandler (Wind und Photovoltaik) durchgeführt. Ziel ist die Bestimmung der Größenordnung der elektrischen Leistungsänderungen verursacht durch die dargebotsabhängigen Primärenergieschwankungen bei Einzelanlagen. Daraus abgeleitet wurden stationäre (PAN) und dynamische (MATLAB/SIMULINK) Analysen für die zu übertragenden Leistungen im elektrischen Energienetz zur Bestimmung der Netzstrukturen und der stabilen Betriebsbereiche unter den gegebenen Rahmenbedingungen durchgeführt. Mehr dazu in Abschnitt 2.8.

2. Inhaltliche Darstellung

2.1. Lokale Prognostizierung stochastischer, regenerativer Energiequellen

2.1.1. Allgemeines

Für die Erstellung von Leistungsprognosen wurden 3 Modellregionen definiert, wo bereits eine optimale Struktur vor allem in Bezug auf die Durchmischung der verschiedenen Energieträger (Windkraft, Photovoltaik, Wasserkraft) besteht und wo mit einer hohen Datenverfügbarkeit gerechnet werden darf. Folgende Musterregionen wurden nach ausführlichen Diskussionen festgelegt: Wolfsegg in Oberösterreich, St. Pölten in Niederösterreich, Neusiedl in Burgenland. Allerdings sind nur wenige Photovoltaikanlagen in Österreich mit einem Lastprofilzähler, der den Verlauf der Erzeugung viertelstündlich erfasst, ausgestattet. Da diese detaillierte Erfassung notwendig ist, kommen auch einige Anlage aus anderen Regionen zur Anwendung, deren Daten in die Modellregionen integriert werden. Dies stellt kein grundsätzliches Problem dar, da eine typische dezentrale Versorgungsregion unabhängig von einem bestimmten Standort generiert werden soll.

Das Hauptaugenmerk wird bei dieser Untersuchung auf den Bereich der Windleistungsprognose und Prognose der Einspeiseleistung aus Photovoltaik gelegt. Vor allem bei der Windleistungsprognose ist mit größter Sorgfalt vorzugehen, da hier mit einer sehr hohen Volatilität der Erzeugung zu rechnen ist. Die Hauptaufgabe im ersten Arbeitspaket ist es daher die Grenzen der Prognostizierbarkeit auszuloten, damit man bei der Planung und Steuerung von Erzeugung und Verbrauch weiß, mit welchen Unsicherheiten zu rechnen ist, die in weiterer Folge im System der dezentralen ADRES-Region ausgeglichen werden müssen.

2.1.2. Windleistungsprognose

2.1.2.1. Modellierung

In der niederösterreichischen Region um St. Pölten befindet sich eine meteorologische Station (TAWES-Station genannt) der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik ZAMG, deren Messdaten automatisch erfasst und an verschiedene Nutzer laufend verteilt werden. Üblicherweise werden hier die Daten der Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Temperatur, Niederschlag, Luftdruck, relative Luftfeuchtigkeit, Globalstrahlung um nur die wichtigsten zu nennen, in einem Intervall von 10 Minuten gemessen. Im Umfeld dieser Station befinden sich 15 Windkraftwerke mit einer installierten Leistung von 110 kW bis insgesamt 23,4 MW reichend. Die durchschnittliche Entfernung zur TAWES-Station beträgt etwa 14 km, wobei sich der am weitest entfernte Windpark etwas über 70 km von ihr befindet.

Bisherige Erfahrungswerte zeigen, dass folgende Inputparameter für die Modellierung entscheidend sind: Prognosewerte der Windgeschwindigkeit und Windrichtung in 10 m und 100 m über Grund, sowie der Gebietsmittelwert der Temperatur im meteorologischen Referenzpunkt St. Pölten. Die Verwendung von weiteren Parametern wie z.B. Luftdruck oder relative Luftfeuchtigkeit führen zu

keiner bzw. nur vernachlässigbaren Verbesserung der Prognosegüte, weswegen bei den Sensitivitätsanalysen auf Grund der Vielzahl der zu erstellenden Modelle auf diese Parameter verzichtet wurde.

Die vorhandenen Zeitreihen stehen ab 2004 ziemlich vollständig zur Verfügung. Dieser Zeitraum wurde in einen Kalibrierungsabschnitt von ca. 75 % und in einen Validierungsabschnitt von ca. 25 % aufgeteilt. Der Kalibrierungsabschnitt wurde zur Modellgenerierung verwendet, die Prognosegüte wurde mit den Daten des Validierungsabschnitts gerechnet. Damit ist gewährleistet, dass der auf die Nennleistung normierte RMSE (Root Mean Square Error) und der mittlere normierte Fehler (BIAS) mit einem unabhängigen Datensatz geschätzt werden. Mit den Daten wurden für jede einzelne Anlage bzw. für unterschiedliche Anlagencluster verschiedene multiple Regressionsmodelle erstellt, um nachstehende Analysen zu den Abhängigkeiten der Prognosegüte von bestimmten Einflussgrößen durchführen zu können.

2.1.2.2. Sensitivität nach der Entfernung vom meteorologischen Prognosepunkt

In der Abbildung 4 wird die Abhängigkeit der Streuung des Fehlers für Prognosen des Folgetages (= 25-48h) zur Entfernung der meteorologischen Referenzstation dargestellt. Man sieht, dass der Abstand des zu prognostizierenden Windkraftwerkes zur meteorologischen Messstelle relativ unabhängig vom RMSE ist. Die Streuung des am weitest entfernten Windrades liegt mit ca. 16 % im guten Durchschnitt des gesamten Kollektivs. Die Streuung der einzelnen Windparks schwankt von 10,2 % bis 20,2 %, der durchschnittliche RMSE beträgt 16,7 % bei einem BIAS von 0,3 %.

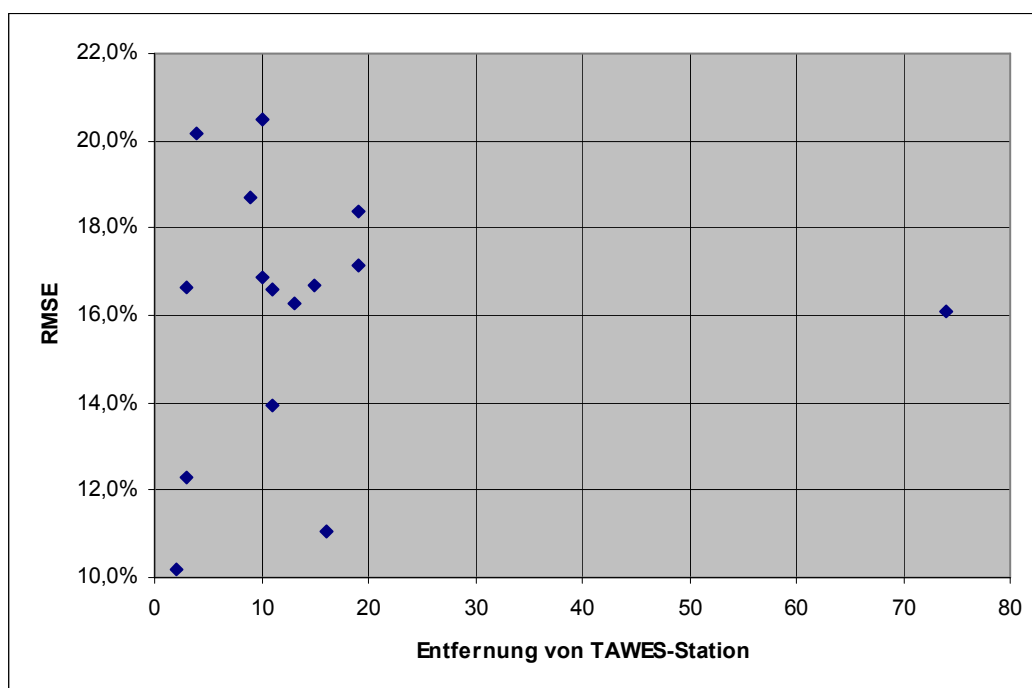


Abbildung 4: RMSE in Abhängigkeit zur Entfernung der TAWES- Station

Da der RMSE mit steigender Auslastung der Anlagen naturgemäß höher ist, wurde der Verhältnissfaktor RMSE zur mittleren normierten Erzeugung eingeführt, um eine bessere Vergleichbarkeit der Prognostizierbarkeit der einzelnen Windparks zu bekommen. Je höher dieser Wert ist, umso schlechter ist die Vorhersagbarkeit, da dieser Wert auch bei einer gering scheinenden Streuung sehr hoch wird, wenn im Verhältnis dazu nur eine geringe Menge an Erzeugung vorliegt.

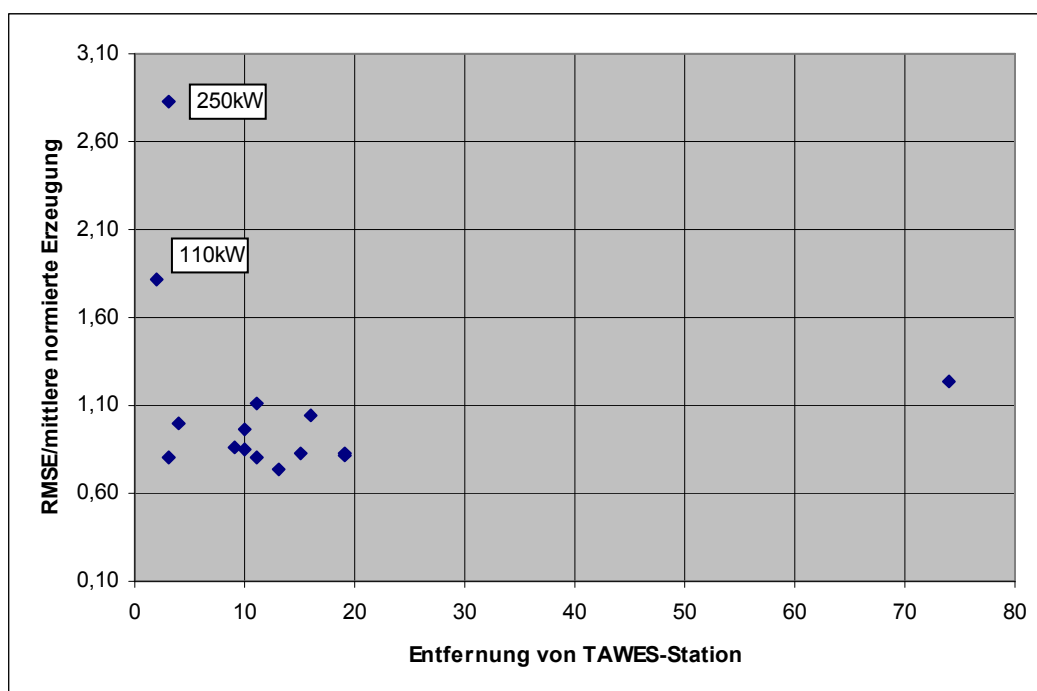


Abbildung 5: Korrelation Verhältnissfaktor RMSE/mittlere normierte Erzeugung in Bezug zur Entfernung der TAWES-Station

Die Abbildung 5, wo der Faktor RMSE/mittleren normierten Erzeugung (= Verhältnissfaktor) in Abhängigkeit der Entfernung dargestellt ist, zeigt nun ein aussagekräftigeres Bild, wobei die beiden Anlagen mit den schlechtesten Verhältnissfaktoren ($> 1,6$) bei dieser Analyse ausgeklammert werden müssen, wie die Sensitivitätsanalyse nach Anlagenalter noch zeigen wird. Diese betreffen nämlich 2 kleine, relativ alte Anlagen mit nur 110 bzw. 250 kW installierter Leistung, welche grundsätzlich nicht mit den moderneren Anlagen vergleichbar sind. Der Verhältnissfaktor schwankt bei den restlichen Anlagen zwischen 0,75 und 1,1, wobei der Wert der Anlage mit dem größten Abstand zum Prognosepunkt mit 1,2 nur geringfügig schlechter ist. Die Analyse lässt vermuten, dass eine meteorologische Punktprognose für einen Umkreis von zumindest 20 km ausreichend ist.

Zur weiteren Abklärung dieser Frage wurden daher die meteorologischen Prognosen von drei ausgewählten Windstandorten von der ZAMG beschafft, um einen Vergleich zwischen den Punktprognosen für einen Einzelstandort und der zentralen Prognose einer TAWES-Station zu bekommen. Als Kriterium für die Wahl wurde vor allem die Datenqualität und Datenverfügbarkeit herangezogen. Außerdem wurde jene Anlage mit der größten Standortentfernung zur zentralen Prognose berücksichtigt. Mit den Punktprognosen der Windgeschwindigkeit, Windrichtung (jeweils in 10 m und 100 m über Grund) wurde für jeden Standort ein eigenes Modell zur Kalkulation der Erzeugung generiert. Die Ergebnisse sind in der folgenden Tabelle 1 aufgelistet. Die Ergebnisse zeigen, dass eine detaillierte Punktprognose keine Verbesserung, teilweise sogar eine Verschlechterung der Prognosegüte zur Folge hat. Die meteorologische Prognose bezieht sich auf einen Rastergitterpunkt mit einer horizontalen Auflösung von 9,6 km. Die Prognosen von benachbarten Gitterpunkten sind hoch korreliert und weichen nicht besonders stark voneinander ab. Es steht daher grundsätzlich kein neues sondern nur ein ähnliches Datenkollektiv zur Verfügung. Daher können Punktprognosen von räumlich nicht sehr weit auseinander liegenden Standorten keine wesentliche Verbesserung in der Leistungsberechnung erzielen.

Tabelle 1: RMSE – Vergleich auf Grund unterschiedlicher Inputparameter

	Windrad 1	Windrad 2	Windrad 3
Inputparameter bezogen auf die TAWES-Station St. Pölten	16,3 %	18,4 %	16,1 %
Inputparameter bezogen auf den Standort (Punktprognose)	18,5 %	19,1 %	16,2 %
Entfernung von der TAWES-Station St. Pölten	13 km	19 km	74 km

2.1.2.3. Sensitivität nach Anlagenalter

Wie bereits im vorigen Abschnitt erwähnt, spielt das Anlagenalter ganz offensichtlich eine wichtige Rolle bei der Prognostizierbarkeit. Dies vor allem deshalb, da die Anlagenauslastung alter Anlagen aus verschiedensten Gründen niedriger ist als bei neueren Anlagen. Beispielsweise können sich eine schlechtere Standortwahl, häufigere Betriebsausfälle, höherer Wartungsaufwand oder ähnliches negativ auf die Anlagenauslastung auswirken.

In der Abbildung 6 sieht man, dass der Faktor RMSE/mittleren normierten Erzeugung mit dem Inbetriebnahmedatum der Anlagen sukzessive abnimmt und somit umgekehrt die Güte der Vorhersagbarkeit steigt. Je neuer eine Anlage ist, desto betriebssicherer und effizienter und somit kalkulierbarer scheint eine Anlage zu funktionieren. Seit dem Jahr 2000 scheinen die Anlagen diesbezüglich jedoch nahezu gleichwertig zu sein, was neben den Technologiefortschritten auch auf die gewonnenen Erfahrungswerte bei der Anlagenplanung zurückzuführen ist.

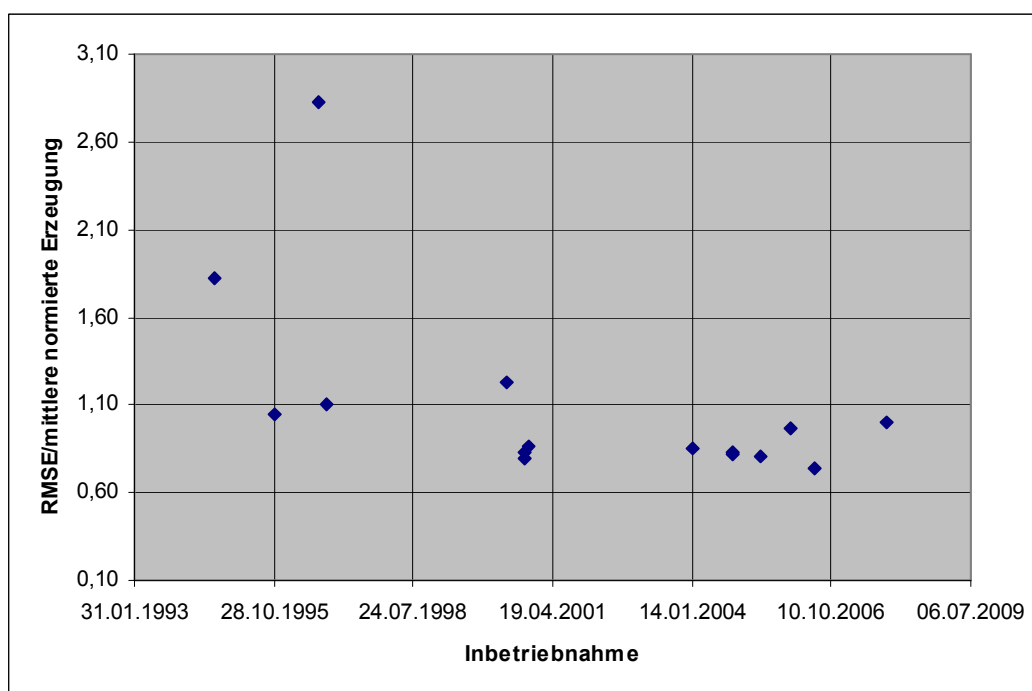


Abbildung 6 Verhältnisfaktor RMSE/mittlere normierte Erzeugung in Bezug zur Inbetriebnahme

Der gleiche Effekt kann in der Abbildung 7 beobachtet werden, wo der Korrelationskoeffizient der erzeugten Leistung zur prognostizierten Windgeschwindigkeit mit dem Inbetriebnahmedatum der Anlagen dargestellt ist. Je jünger das Inbetriebnahmedatum desto besser ist der Zusammenhang mit der Windgeschwindigkeit und umso exakter ist die mögliche Vorhersagbarkeit der einspeisenden Leistung.

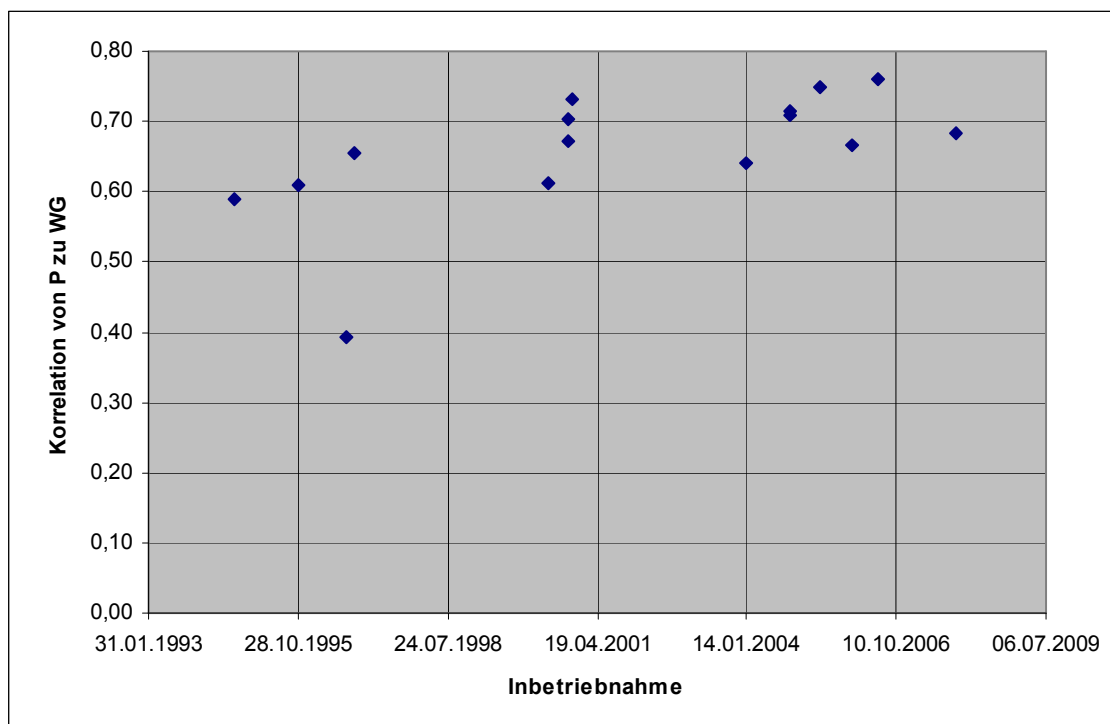


Abbildung 7: Korrelation der Erzeugung zur prognostizierten Windgeschwindigkeit

2.1.2.4. Sensitivität nach Clustergröße/-dichte

Weiters wurde analysiert, wie sich der RMSE verändert, wenn die Prognosen der einzelnen Windparks aggregiert werden. Durch stochastische Ausgleichseffekte werden die Fehler der einzelnen Windparks teilweise kompensiert, sodass in Summe das Endergebnis sich verbessert und der RMSE sich verringert. In der Abbildung 8 ist dieses Phänomen deutlich erkennbar. Mit zunehmender Anzahl der Windparks pro aggregiertem Cluster nimmt der RMSE sukzessive ab, wobei die Streuung sich von durchschnittlich 16,7 auf ca. 13,3 Prozent verringert, wenn alle 15 Windkraftanlagen kombiniert werden. Im Vergleich dazu liegt der RMSE bei der Betrachtung von ganz Österreich bei ca. 11 % und für ganz Deutschland bei etwa 6% bei Betrachtung der Prognose des Folgetages (= 25 – 48h).

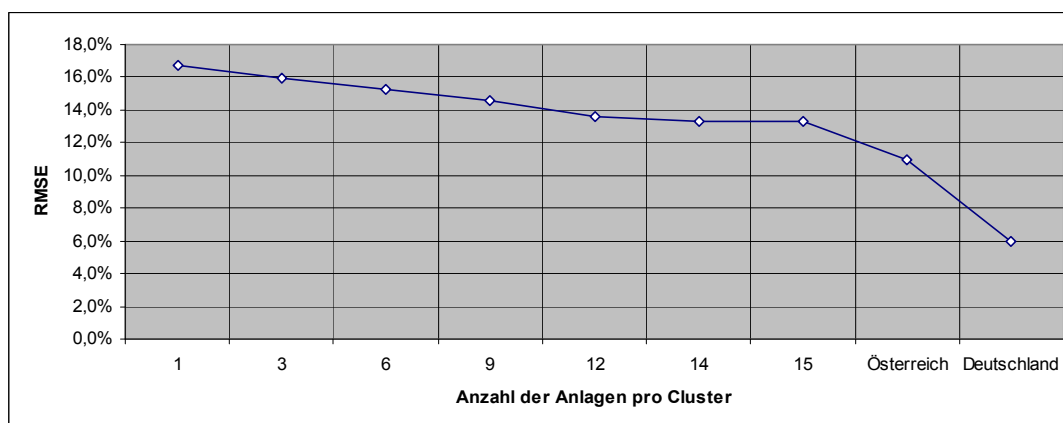


Abbildung 8: Vergleich der mittleren Streuung in Abhängigkeit der Clustergröße

2.1.2.5. Sensitivität nach Planungshorizont

Für einen Cluster bestehend aus 3 willkürlich aggregierten Windparks wurde der Prognosehorizont für den Folgetag (day-ahead) und für die beiden weiteren Tage (day-ahead+1, day-ahead+2) genauer analysiert (siehe Abbildung 9). Differenziert man die Folgetagsprognose in vier Sechststundenintervalle, so sieht man, dass die Prognose für die Stunden 25-36 mit einem RMSE von ca. 15 % ziemlich konstant bleibt und sich danach für die nächsten 12 Stunden (37-48) auf fast 17 % deutlich verschlechtert. Dieser Trend setzt sich naturgemäß weiter fort. So bekommt man am 2. Folgetag nur mehr einen RMSE von 17,7 %, dieser verschlechtert sich am 3. Prognostag um weitere 2 % auf insgesamt 19,7 %. Weiterführende Analysen mit Intradayprognosen haben noch ein Verbesserungspotenzial von ca. 2 % aufgezeigt. Für das dargelegte Beispiel bedeutet dies, dass sich die Streuung, bei Betrachtung der meteorologischen Prognose für den laufenden Tag, von 15 % auf ca. 13 % reduziert.

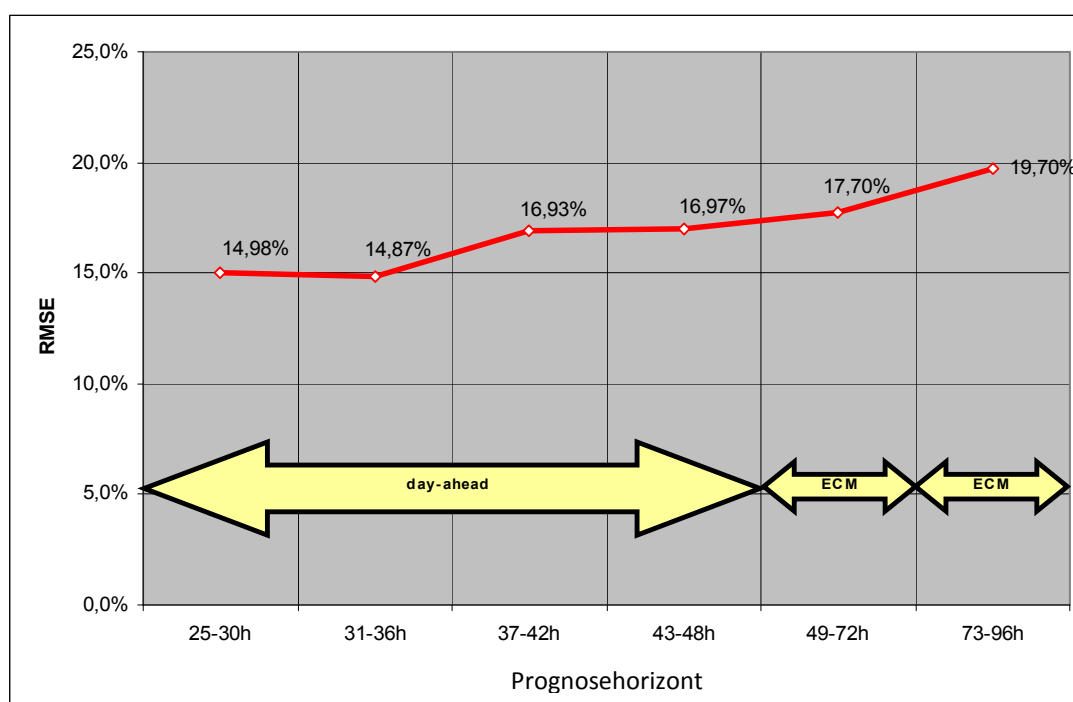


Abbildung 9: Vergleich der mittleren Streuung eines Clusters mit 3 Windkraftanlagen und dem Prognosehorizont

2.1.2.6. Prognose von Einzelanlagen versus Gebietsmodell

Abschließend sollte noch die Frage geklärt werden, wie sinnvoll es ist, Einzelanlagen für sich zu prognostizieren und im Anschluss zu aggregieren, im Gegensatz zu einem einzigen gesamten Gebietsmodell. So wurden sukzessive die Cluster um jeweils 3 Windkraftanlagen vergrößert und eigene Prognosemodelle für jeden Cluster generiert. Die Ergebnisse wurden in weiterer Folge mit den aggregierten Prognosen der modellierten Einzelzeitreihen der Anlagen verglichen (siehe Abbildung 10). Es zeigt sich letztendlich, dass zwischen den beiden Verfahren – zumindest in diesem Beispiel bzw. für diese Region – im Endergebnis der Streuung kaum ein Unterschied besteht. Es ergibt sich lediglich bei der letzten Clustergröße von allen 15 Anlagen eine Abweichung, die daraufhin deutet, dass bei größeren Aggregaten die Vertrauenswürdigkeit der Cluster-Prognose höher ist als bei der Methode der Einzelzeitreihen.

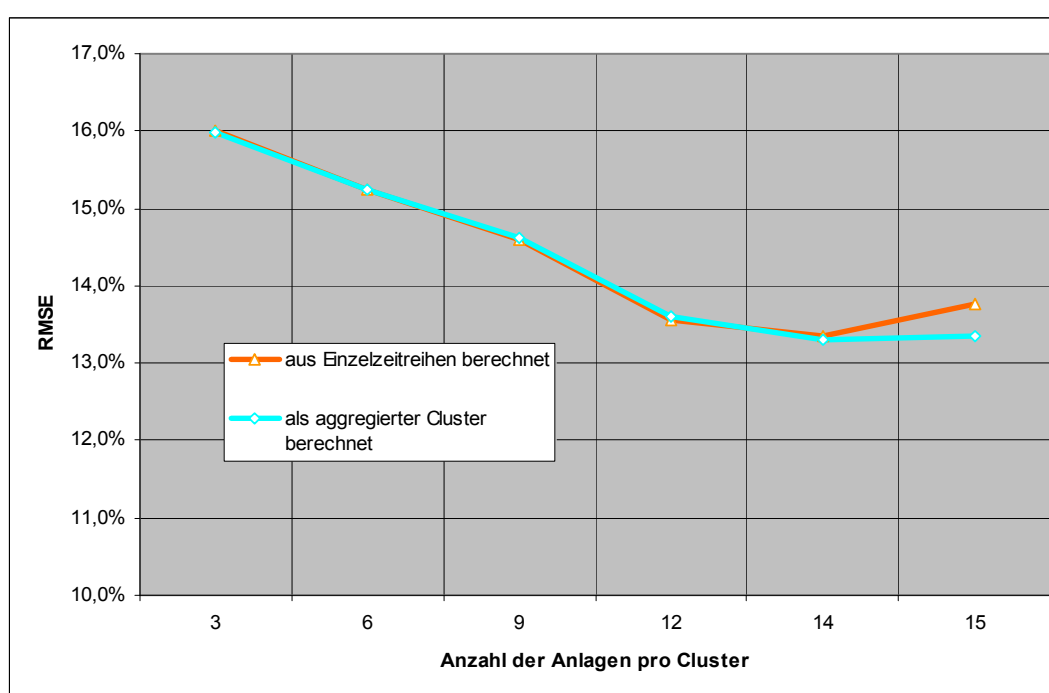


Abbildung 10: Vergleich der mittleren Streuung in Abhängigkeit der Clustergröße

2.1.2.7. Vergleich verschiedener Prognoseverfahren

Ein elementarer Bestandteil der Analysen bezog sich auf den Vergleich verschiedener Modellierungsansätze. So kamen einerseits klassische multivariate Regressionsmodelle zum Einsatz wie auch moderne statistische Verfahren wie „Künstliche Neuronale Netze KNN“ sowie „Multivariate Adaptive Regression Splines“: Ohne auf die mathematischen Details und Feinheiten einzugehen, sollen hier kurz die wesentlichen Ergebnisse angeführt werden (siehe Tabelle 2). Die Streuung bei der Gegenüberstellung der Ergebnisse von drei Windkraftanlagen zeigen letztendlich keine wirklich signifikanten Differenzen. Sie unterscheiden sich teilweise um nur wenige hundertstel Prozentpunkte bis maximal 1,8 % beim Vergleich der Daten des Windrads 1. Zusammenfassend kann man als Kernaussage festhalten, dass mit konventionellen Regressionsverfahren zumindest ebenso gute, wenn nicht sogar bessere Resultate zu erzielen sind als mit neuartigen statistischen Techniken.

Tabelle 2: RMSE Vergleich unterschiedlicher Modellierungsmethoden

	Windrad 1	Windrad 2	Windrad 3
Multivariate Regression	16,6 %	16,9 %	16,6 %
Multivariate Adaptive Regression Splines	16,6 %	17,8 %	17,2 %
Künstliche Neuronale Netze	18,4 %	17,2 %	16,9 %

2.1.2.8. Prognoseergebnis

In der Abbildung 11 erfolgt ein Vergleich der normierten Erzeugungs- und Prognosenzeitreihe des Gesamttaggregats von 15 Windkraftwerken. Tendenziell lässt sich im oberen Erzeugungsbereich ab ca. 60 % Auslastung eine leichte Unterschätzung und im unteren Bereich ab etwa 10% eine teilweise geringfügige Überschätzung feststellen. Über große Abschnitte hinweg kann man aber eine gute Übereinstimmung, vor allem auch der Flanken der Prognose zur Erzeugung, beobachten.

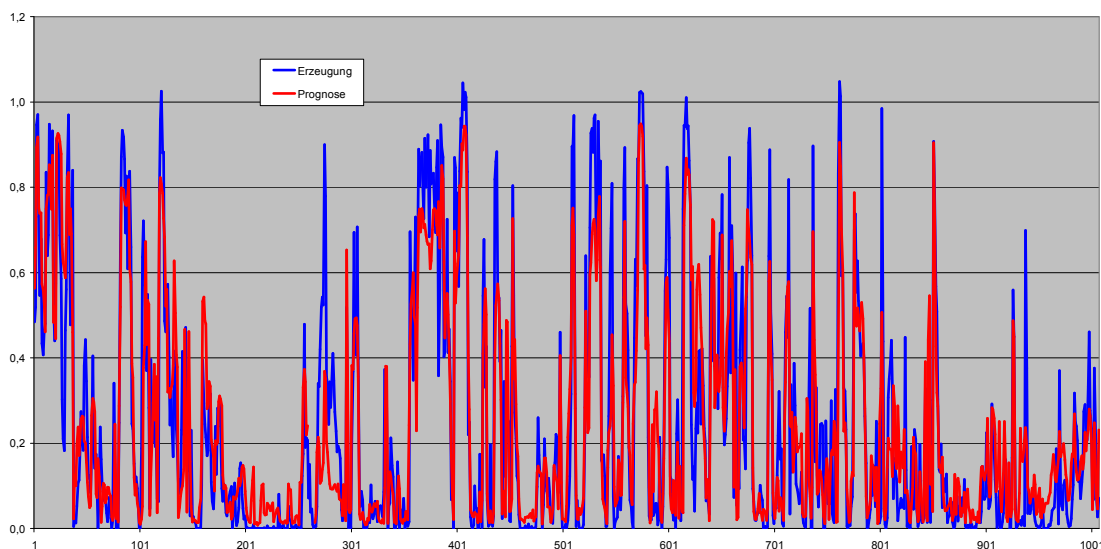


Abbildung 11: Vergleich Prognose und Erzeugung (Wind)

Die tendenziell häufigere Überschätzung der Erzeugung von ca. 40 % erkennt man in der folgenden Häufigkeitsverteilung (siehe Abbildung 12) der Abweichung zwischen Schätzung und Erzeugung. Insgesamt schwanken mehr als 60 % der Fehler zwischen $\pm 10\%$ bezogen auf die normierte installierte Leistung. Ausreißer bleiben in beide Richtungen auf wenige Prozentpunkte beschränkt. Der absolute Fehler in der Erzeugung kann allerdings durchaus auch mehrere hundert Prozent in der Viertelstunde bedeuten.

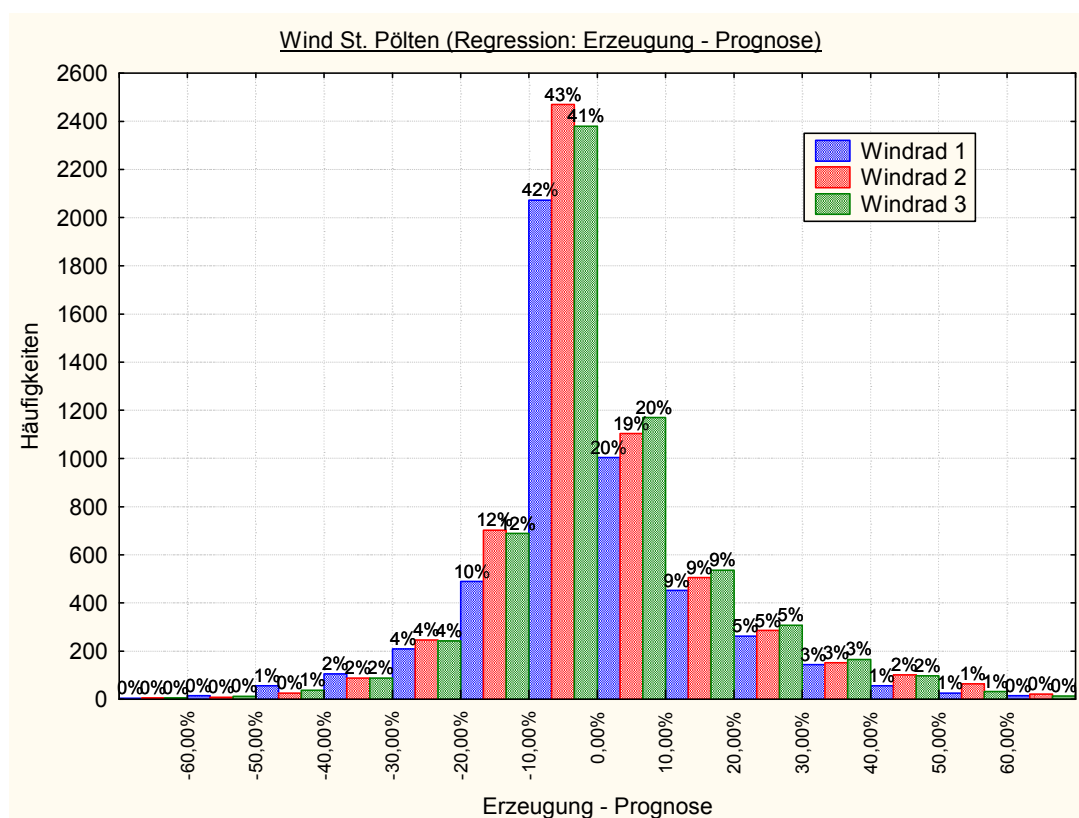


Abbildung 12: Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler (Wind)

2.1.3. Prognose der Photovoltaikerzeugung

2.1.3.1. Modellierung

Zur Berechnung der Photovoltaikerzeugung wurden 3 Anlagen ausgewählt, wo die gemessenen Erzeugungsdaten mit den Globalstrahlungsdaten gut korrelieren. Der Korrelationskoeffizient liegt bei den in Betracht gezogenen Anlagen im Durchschnitt bei 89 %. Weiters wurde demonstrativ eine kleine Anlage mit 1,2 kW und eine relativ große Erzeugungseinheit mit 49 kW an installierter Leistung gewählt. Genauere Angaben zur technischen Ausführung standen allerdings nicht zur Verfügung. Die Daten für die meteorologische Prognose wurden jeweils für den ungefähren Standort (Lage der nächstgelegenen Stadt bzw. Ortschaft) genommen. Als Inputparameter kamen folgende Variablen zur Anwendung: Prognose der Globalstrahlung, Lufttemperatur, Windgeschwindigkeit und Windrichtung in 10m und 100m über Grund, Bewölkungsgrad, Luftdruck und relative Luftfeuchtigkeit. Als wirklich relevante Parameter haben sich sehr rasch die Globalstrahlung und die Lufttemperatur herauskristallisiert. Alle weiteren Parameter beinhalteten kaum ein Verbesserungspotenzial. Weiters hat es sich als sinnvoll erwiesen, bei der Modellierung die Zeitreihen in von der Jahreszeit abhängige Quartale zu teilen und Teilmodelle zu generieren. Somit wurden verschiedene Winter-, Frühjahr-, Sommer- und Herbstmodelle kalibriert und die Teilergebnisse zu einem Gesamtergebnis zusammengefasst.

2.1.3.2. Sensitivität nach Planungshorizont

Analog zur Winderzeugungsprognose wurden bei der Berechnung der Photovoltaikerzeugung verschiedene Planungshorizonte im Detail analysiert. Auf Grund der Datenverfügbarkeit konnte diese Bewertung für den laufenden Tag (Intraday) und den Folgetag (day-ahead) durchgeführt werden. Die meteorologischen Prognosen wurden dafür jeweils in zwei Datenensembles geteilt (eines für Intraday sowie eines für day-ahead) und damit jeweils von der Jahreszeit abhängige Teilmodelle generiert. Die Kalibrierung erfolgte wieder auf einen zufälligen Datensatz von ca. 2/3 der Daten, mit den restlichen Werten erfolgte die Modellvalidierung. Für die Berechnung der Streuung RMSE wurden ausschließlich Tageswerte herangezogen, da die Berücksichtigung der Nachtwerte die Ergebnisse verfälschen und eine höhere Genauigkeit vortäuschen. Für die Intradayprognose ergibt sich somit ein RMSE von 9,0 % bis 12,5 % (siehe Tabelle 3) für eine Einzelanlage. Die day-ahead Prognose verschlechtert sich nur geringfügig auf 9,4 % bis 13,5 %. Zum Vergleich dazu gibt das IWES (Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik ehemals ISET) einen Wert für 9 % bis 20 % für die Prognose einer einzelnen Photovoltaikstation für Deutschland an. Auch hier gilt, dass sich der RMSE durch Clusterung bzw. Aggregation von mehreren Anlagen durch Durchmischungseffekte reduzieren lässt. IWES gibt hier ein Verbesserungspotenzial von bis zu 5 % ab 15 bis 20 Anlagen an.

Tabelle 3: RMSE Vergleich bezogen auf den Planungs- bzw. Prognosehorizont

	Photov. 1	Photov. 2	Photov. 3
Intraday	9,0 %	12,5 %	9,9 %
Day-ahead	9,4 %	13,5 %	10,9 %
ISET Deutschland	9,0 - 20 % (für Einzelanlagen)		

2.1.3.3. Vergleich verschiedener Prognoseverfahren

Für die Prognosen wurden wieder unterschiedliche Modellierungsansätze zum Vergleich herangezogen. Es wurden verschiedene Varianten von Regressionsmodellen ausprobiert und diese den „Multivariaten Adaptiven Regression Splines“ gegenübergestellt. „Künstliche Neuronale Netze“ kamen zum Vergleich nicht in Frage, da die zur Verfügung stehende Software keinen Eingriff in die Netztopologie zuließ, deren Struktur für die Windprognose optimiert war. In der Tabelle 4 ist ein Ergebnis exemplarisch dargestellt. Es zeigt sich, dass die Methode der „Regression Splines“ gewisse Vorteile beinhaltet, da der RMSE mit 9,4 % für eine Einzelanlage etwas besser liegt. Mittels konservativer Regression lässt sich ein Ergebnis von etwa 10,2 % bis 11,6 % erzielen. Die Ursache dürfte in der Erzeugungsstruktur zu finden sein. Bei der Photovoltaik lässt sich ein bestimmtes, sich wiederholendes Muster in der Erzeugung erkennen. Diese lässt sich mit „Regression Splines“ offensichtlich besser beschreiben, da dort auch die Möglichkeit einer Mustererkennung gegeben ist.

Tabelle 4: RMSE Vergleich unterschiedlicher Modellierungsmethoden

	Photov. 1
Multivariate Regression	10,2 – 11,6 %
Multivariate Adaptive Regression Splines	9,4 %

2.1.3.4. Prognoseergebnis

In der Abbildung 13 erfolgt ein Vergleich der normierten Erzeugungs- und Prognosezeitreihen einer einzelnen Photovoltaikanlage. Man sieht die schöne Übereinstimmung über weite Bereiche, tendenziell erfolgt eine leichte Überschätzung der Erzeugung in einer Größenordnung von etwa 10 % (siehe auch Abbildung 14). Fast 90 % der Fehler liegen in einer Bandbreite von ± 10 % bezogen auf die installierte Leistung der Anlage. Die Erzeugung ist wesentlich strukturierter und weniger volatil wie die Winderzeugung und daher – zumindest bei Betrachtung von Viertelstundenwerten – leichter beherrscht- bzw. berechenbar.

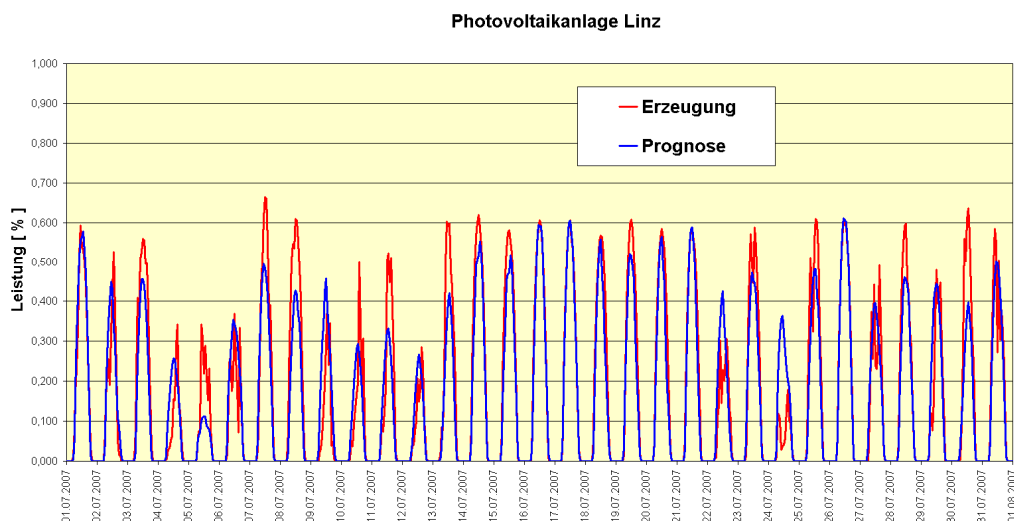


Abbildung 13: Vergleich Prognose und Erzeugung (Photovoltaik)

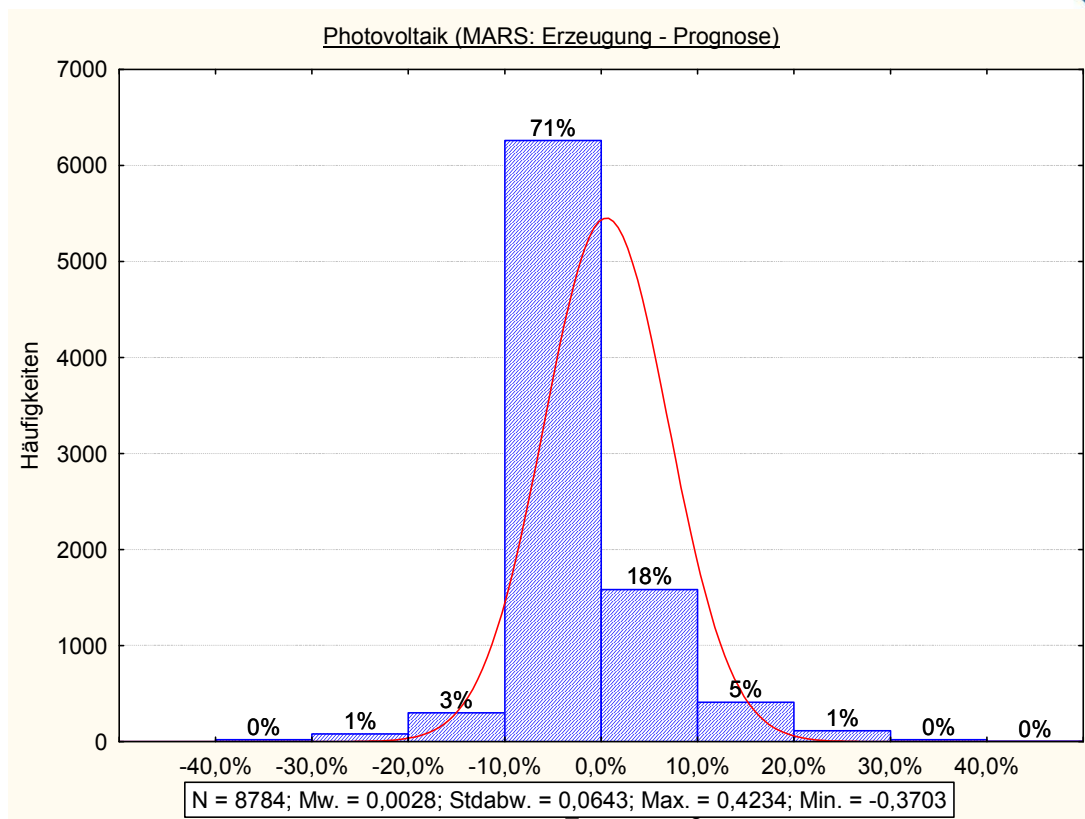


Abbildung 14: Häufigkeitsverteilung der Prognosefehler (Photovoltaik)

2.1.4. Zusammenfassung

Die Aufgabe bestand darin, die Sensitivität der Prognosegüte der Windenergie und Photovoltaik zu analysieren und darzustellen. Im Wesentlichen konnten die großteils bereits bekannten Zusammenhänge bestätigt und für ausgewählte Beispiele quantifiziert werden.

2.1.4.1. Windkraft

Zusammenfassend lässt sich die Präzision bzw. Abweichung der Windprognose von der tatsächlichen Erzeugung folgendermaßen beschreiben:

- Die Entfernung kann zwischen dem Bezugspunkt der meteorologischen Prognose und dem tatsächlichen Standort des zu prognostizierenden Windparks zumindest 20 km betragen. Die Untersuchung eines weiter entfernten Windparks bis ca. 74 km lässt die Vermutung zu, dass sich selbst bei Entfernungen von mehr als 20 km die Prognosegüte nur geringfügig verschlechtert. Vergleiche mit punktgenauen, standortbezogenen, meteorologischen Prognosen ergaben in diesem Fall keine Verbesserung.
- Je neuer die Anlage umso besser ist auch die Vorhersagbarkeit der Erzeugung (neue Anlagen arbeiten effizienter und betriebssicherer).
- Je mehr Anlagen gemeinsam prognostiziert werden, umso besser, da sich Fehler kompensieren.

- Ob Einzelanlagen zuerst prognostiziert und danach aggregiert oder gleich als gesamter Cluster vorhergesagt werden, ergibt, bis zu Clustergrößen von ca. 20 km, keinen Unterschied. Auch hier gilt, dass Clustergrößen bis 100 km durchaus sinnvoll sein können.
- Je kürzer der Prognosehorizont umso besser.
- Alle Prognoseverfahren waren im Wesentlichen gleichwertig (Multivariate Regression, Multivariate Adaptive Regression Splines, Künstliche Neuronale Netze).

2.1.4.2. *Photovoltaik*

Auf Grund der geringen Erzeugungskapazitäten und die relativ geringen Größe der einzelnen Erzeugungseinheiten bestand bisher noch nicht die Notwendigkeit, sich mit der Prognose von Photovoltaik sehr intensiv auseinanderzusetzen. Die Datenlage ist außerdem nicht sehr gut, da nur wenige Anlagen in Österreich mit einem Lastprofilzähler, der die Erzeugung viertelstündlich erfasst, ausgestattet sind. Anhand von drei ausgewählten Anlagen können folgende Aussagen getätigt werden:

- Je kürzer der Prognosehorizont umso besser, allerdings ist die Verbesserung bei weitem nicht so deutlich wie bei der Winderzeugung.
- Je mehr Anlagen gemeinsam prognostiziert werden, umso besser, da sich Fehler kompensieren.
- Multivariate Adaptive Regression Splines scheinen – im Gegensatz zur Windkraftprognose – etwas bessere Ergebnisse zu liefern als klassische Regressionsverfahren. Vermutlich liegt es daran, dass die im Verfahren implementierte Mustererkennung die regelmäßige Erzeugungsstruktur besser beschreibt.

2.2. Innovative Kraftwärmekopplungs-Technologien für ADRES

2.2.1. Zielsetzung

Als Ziele für das Arbeitspaket 2 wurde die Bearbeitung folgender Aspekte definiert:

- Die Darstellung energetischer Potenziale der lokal verfügbaren, regenerativen Ressourcen für Musterbereiche Österreichs
- Die Entwicklung flexibel einsetzbarer Modelle der Energiewandler
- Die Beurteilung von Nachhaltigkeit und Effizienz dieser Strukturen
- Die Bereitstellung eines integrativen Simulationstools zur Beurteilung der Gesamteffizienz lokaler Energiewandlungsstrukturen

2.2.2. Methodische Vorgehensweise

Nach einer Analyse der einschlägigen Literatur und der Ergebnisse aus früheren Projekten, wurde in Abstimmung mit den anderen Projektgruppen die Auswahl der Referenzregionen vorgenommen und die Modellbildung, programmiertechnische Umsetzung und Simulation zu den wesentlichen dezentralen, regenerativen Energiewandlern durchgeführt. Die Auswahl fiel dabei auf folgende Technologien, wobei die einzelnen Modelle dem „Black-box“-Ansatz folgen und durch Anpassung der Klimadaten für verschiedene Standorte verwendet werden können:

- Solarthermie,
- Photovoltaik,
- Windkraft,
- Kleinwasserkraft,
- Wärmepumpe,
- Biomassekessel und Biomasse-KWK;

Bei der geplanten Analyse des lokalen Geothermie-Potenzials zeigte sich die Problematik, dass allgemeingültige Aussagen für ADRES Siedlungen an verschiedenen Standorten innerhalb Österreichs nur sehr schwer möglich sind. Hier führt vor einer praktischen Umsetzung kein Weg an einer lokalen, geologischen Standortanalyse und einer ingenieurmäßigen Anlagenplanung vorbei. Anders als bei den Klimadatensätzen, die die Solarstrahlung, Windverhältnisse usw. abbilden, gibt es keine einfach handhabbaren Bezugsgrößen für Geothermie und es sind deshalb dazu nur unscharfe Ergebnisse zu erzielen. Es soll deshalb an dieser Stelle auf die Erkenntnisse zu den lokalen Geothermie-Potenzialen aus REGIO-Energy [5] verwiesen werden.

Im Rahmen des ADRES-Diskussionsprozesses hat sich auch gezeigt, dass es nicht einfach ist, sich von monetären Überlegungen völlig zu entkoppeln. Amortisationszeit oder Rentabilität wurden allerdings nur als Entscheidungskriterium innerhalb des Rahmens „energieautonome Siedlung“ herangezogen. Es wurde also darauf geachtet, dass im Rahmen der Planungen marktfähige oder marktnahe Technologien eingesetzt werden, ohne aber dadurch die oben angeführten grundlegenden Vorgaben von ADRES zu verletzen.

2.2.3. Ergebnisse

2.2.3.1. Die Darstellung energetischer Potenziale der lokal verfügbaren, regenerativen Ressourcen für Musterbereiche Österreichs

Die energetischen Erträge für die individuell auf einen bestimmten Standort ausgewählten Anlagenkonstellationen ergeben sich aus den Simulationsläufen mit den weiter unten dargestellten Energiewandlermodellen.

Intensiv diskutiert und untersucht wurde die Frage der biogenen Potenziale.

Herkunft regenerativer Energien bei globaler Betrachtung

Neben der Energie aus dem Isotopenzerfall im Erdinneren (Geothermie) und der Rotationsenergie der Planeten und Monde (Anwendung in Gezeitenkraftwerk) ist die Sonne die einzige Quelle nutzbarer Energie auf der Erde. Biomasse, aber auch die fossilen Ressourcen Erdöl, Erdgas und Kohle stellen eine Form gespeicherter Sonnenenergie dar. Doch selbst die jährlich auf die Erde von der Sonne direkt abgegebene Energiemenge übersteigt den Energieumsatz der Menschheit ungefähr um den Faktor 10000.

Für viele technische Anwendungen genügt es allerdings nicht, über die global ausgetauschten Energiemengen Bescheid zu wissen. Vielmehr sind auch aktuelle und lokale Leistungsdaten der Sonne von Bedeutung.

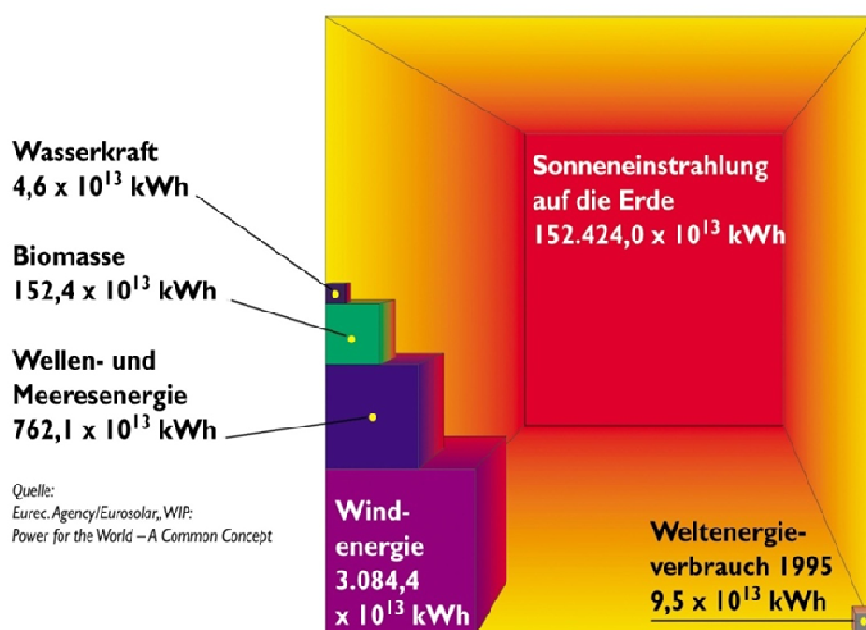


Abbildung 15: Vergleich des jährlichen Primärenergieumsatzes mit regenerativen Energiepotenzialen [6]

Potenzial der Solarstrahlung - Abschätzung „bottom up“

Als Richtwert für grobe Auslegungsrechnungen kann man für Mitteleuropa annehmen, dass pro Quadratmeter horizontaler Fläche eine Energiemenge von 1100 kWh im Jahr von der Sonne eingestrahlt wird. Eine um 45° geneigte Ebene käme auf ungefähr 1250 kWh. Dieser Wert lässt sich dann durch zweiachsige Nachführung noch weiter steigern, und zwar auf ungefähr 1500 kWh [7].

Von dieser eingestrahlichten Gesamtenergie kann in realen Anlagen nur ein Teil genutzt werden. Für thermische Systeme geht Streicher, W. in [[8], S. 123] für zwei exemplarische Betrachtungen von 250-350 kWh/(m²*a) für eine Brauchwassersolaranlage und von 200-250 kWh/(m²*a) für eine teilsolare Raumheizung aus. Praktische Beispiele belegen [9], dass unter günstigen Voraussetzungen auch Erträge von 400 kWh/(m²*a) und mehr in unseren Breiten erreichbar sind. Bei gegebenem Standort sind die Ausrichtung und der Wirkungsgradverlauf des Solarkollektors, die Speicherkapazität, die thermische Last und das Rücklauf temperaturniveau im Jahreszyklus die entscheidenden Einflussparameter. Dies lässt sich durch Variation der Parameter des ADRES-Kollektormoduls zeigen.

Vor der Beantwortung der Frage, wie hoch Erträge aus Solarthermieranlagen tatsächlich sind, ist jedenfalls stets zu klären, in welcher Umgebung der Kollektor eingesetzt wird. Wichtig ist auch, dass man festlegt, ob der Netto-Ertrag aus dem Solarkollektor betrachtet wird, man also die Speicherverluste von den Erträgen der Solaranlage abziehen muss.

Weniger komplex als bei Solarthermischen Anlagen ist die Abschätzung des Ertrags aus netzeinspeisenden Photovoltaikanlagen, weil deren Ertrag im Wesentlichen von der installierten Anlagenleistung und den standortspezifischen Strahlungsverhältnissen abhängig ist. Als grobe Orientierung wird in der Solarstrom-Branche deshalb häufig davon ausgegangen, dass der Ertrag für Anlagen mit polykristallinem Silizium bei ca. 1000 kWh/(kW_p*a) liegt.

Für eine ingenieurmäßige Auslegungsrechnung werden meistens Nomogramme herangezogen, die in der Literatur für vielfältige Anwendungen – Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Schwimmbäder usw. – zur Verfügung stehen. Die zuverlässigste Aussage über tatsächliche Erträge, beispielsweise für die betrachtete ADRES Siedlung, liefert eine anschließende Simulation.

Diese errechneten Erträge lassen sich dann „von unten nach oben“ auf regionale oder globale Potenziale hochrechnen.

Biomassenutzung in Abhängigkeit der lokalen Verhältnisse

Die Diskussionen im Rahmen des Projekts haben gezeigt, dass die Auswahl des „richtigen“ Potenzials biogener Ressourcen alles andere als einfach ist. Um einen Überblick über die verfügbare Literatur zu gewinnen, wurde eine Bachelorarbeit zu dieser Frage erstellt [10]. Darin wurde die große Bandbreite der von verschiedenen Autoren angegebenen Biomassepotenziale dargestellt. Die gemeinsame Darstellung aller betrachteten Potenzialstudien (Abbildung 16) brachte diese Abweichungen zum Vorschein.

Ferner machten die zahlreichen Schattierungen innerhalb der Potenzialbegriffe einen belastbaren Vergleich der Studien untereinander nahezu unmöglich. Begriffe wie „realisierbares Potenzial“, „Potenzial ohne Gefährdung der Nahrungsmittelversorgung im Inland“, „technisches Potenzial“, „reduziertes technisches Potenzial“, „verfügbares Potenzial“ oder „kurzfristig realisierbares Potenzial“ sind nur einige der zahlreichen unterschiedlichen Bezeichnungen. Die Potenzialhöhen wurden deshalb

auch nach Verfasser, Erscheinungsjahr, und Potenzialart aufgegliedert und in eigenen Grafiken in [10] dargestellt.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die pro Kopf verfügbare Biomassemenge in Österreich trotz der rechnerisch geringen Flächeneffizienz einen Baustein darstellt, der die Versorgung einer leistungs- und energieautarken Siedlung wesentlich vereinfacht. Insbesondere die Möglichkeit der Speicherung verleiht der Biomasse eine besondere Bedeutung in Inselsystemen.

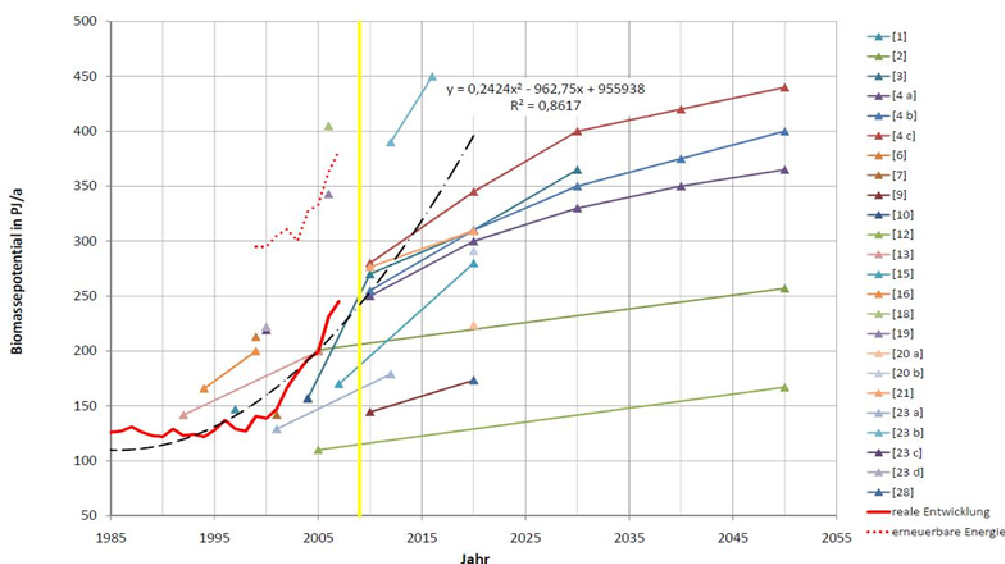


Abbildung 16: Entwicklung des Biomasseeinsatzes [10]

Die reale Entwicklung des Biomasseeinsatzes (Abbildung 16: durchgezogene, rote Linie) zeigt eine steigende Tendenz in den letzten Jahren. Dieser Trendlinie sind die Biomassepotenziale aus verschiedenen einschlägigen Quellen gegenübergestellt. Die große Bandbreite der angenommenen Werte ist dabei augenscheinlich [[10], S.3].

2.2.3.2. Die Entwicklung flexibel einsetzbarer Modelle der Energiewandler

Im Rahmen der Arbeit wurden, wie oben erwähnt, physikalische Modelle und Kennlinienmodelle für jene Energiewandler erarbeitet, die für den praktischen Einsatz einer ADRES Siedlung aus derzeitiger Sicht in Fragen kommen.

Da keine gegenseitige Beeinflussung der Energiewandler in Hinblick auf die von ihnen zu einem bestimmten Zeitpunkt gelieferte Energiemenge besteht, hängt die abgegebene thermische bzw. elektrische Leistung der Energiewandler in den gewählten Modellen nur vom aktuellen Betriebszustand der Anlage sowie den aktuellen Inputdaten und nicht vom Verhalten der anderen Energiewandler ab. Diese Annahme ist legitim, weil z.B. die Lieferung elektrischer Energie aus einem PV-Modul im Allgemeinen völlig unabhängig von der momentanen Leistungsabgabe eines nahe gelegenen Solarthermiekollektors, eines Kleinwasserkraftwerks, eines Windkonverters usw. ist. Die einzelnen Systemkomponenten wurden deshalb als einzelne „Black-box-Modelle“ abgebildet.

Es wurde besonderer Wert darauf gelegt, in erster Linie Kennwerte der Energiewandler heranzuziehen, die keine gesonderte Untersuchung der einzelnen Geräte erforderlich macht. So weit wie möglich beschränken sich die Modelle auf Inputparameter, die auch in Prüfstandsprotokollen enthalten sind.

Im Folgenden werden drei Modelle, nämlich für Biomassekessel/Kraft-Wärm-Kopplung, Windkraft und Photovoltaik beispielhaft beschrieben.

Beschreibung eines Einzelmodells: Biogene Kraft-Wärme-Kopplung und Biomasse-Kessel

Die Bedingung der Netzaufonomie für die geplante ADRES Siedlung bringt es mit sich, dass den Biomasse-Brennstoffen auf Grund ihrer Speicherfähigkeit eine besondere Bedeutung zukommt. Zur Auswahl stehen dabei neben den kommerziell gehandelten Materialien wie Holz-Briketts und Holzpellets grundsätzlich auch Stückholz und Hackschnitzel sowie in manchen Regionen Schilf, Stroh oder Miscanthus in verschiedenen Aufbereitungsformen.

Da es sich bei Holzpellets um einen genormten und gleichzeitig regenerativen Brennstoff handelt, der sich überdies gut lagern und einfach automatisch fördern lässt, ist anzunehmen, dass am ehesten dieses Heizmaterial in einer ADRES Siedlung angewendet wird. Die meisten derzeit an der Schwelle zur Marktreife stehenden oder bereits kommerziell verfügbaren, automatischen Biomasse-Geräte kleinster Leistung verwenden Pellets als Brennstoff.

Die im Zusammenhang mit der Pelletsproduktion aufgeworfenen Kritikpunkte drehen sich meist um die Frage der notwendigen Bereitstellungsenergie, die auch für ADRES nicht ausgeblendet werden soll. In der Literatur finden sich moderat differierende Angaben zum Herstellungsenergieaufwand für Holzpellets [11], [12]. An dieser Stelle wird dieser Energieumsatz stets auf die im Brennstoff enthaltene chemische Energie von 5.000 kWh/t bezogen. Der elektrische Energiebedarf liegt dann – ja nach Quelle – im Bereich von 1,5 bis 3 Prozent. Der Transport zum Endkunden kann pro 100 km mit ungefähr 0,5 % veranschlagt werden. Thermische Energie auf einem Temperaturniveau von ca. 80 °C wird vor allem dann in hohem Ausmaß benötigt, wenn das Ausgangsmaterial in sehr feuchtem Zustand in das Pelletwerk geliefert wird. Dieser Wert kann für forstliche und industrielle Resthölzer bis zu 20 % betragen. Bäuerliche Hölzer, die eine Saison im Freien vorgetrocknet wurden, liegen ungefähr beim halben Betrag. Weist das Material bereits bei der Anlieferung eine Feuchtigkeit von nur 10 % auf, so entfällt der Aufwand für die Trocknung vollständig.

Modellannahmen und Gleichungen

Das Modell ist so ausgelegt, dass sich der Kessel wie eine einfache Masse verhält, deren Temperatur sich auf Grund der Zufuhr thermischer Energie aus dem Flammraum erhöht und durch Verluste an die Umgebung sowie über den Massenstrom (Vorlauf/Rücklauf) zum Wärmeabnehmer wiederum verringert. Der Pelletbrenner erhält einen Zündbefehl über ein Boolean-Signal und liefert dann eine parametrierbare Leistung an das Kesselwasser. Die Wärmeverluste an die Umgebung (Aufstellraum) werden mit Hilfe des Newton'schen Abkühlungsgesetzes berechnet.

Ausgehend von den Default- bzw. Start-Werten

$C_{p_{Kessel}}$	$= 422.100$	$\left[\frac{J}{K} \right]$
T_{Kessel}	$= 65$	$[^{\circ}C]$
$P_{th_{nenn}}$	$= 1.000$	$[W]$
T_{VL}	$= 65$	$[^{\circ}C]$
T_{RL}	$= 30$	$[^{\circ}C]$
$T_{Umgebung}$	$= 20$	$[^{\circ}C]$
k	$= 0,000028$	$\left[\frac{1}{s} \right]$

$$\dot{m}_{WTfluid} = 0,03333 \quad \left[\frac{kg}{s} \right]$$

lautet die wesentliche Gleichung für das Verhalten des Kessels:

$$C_{pKessel} \cdot \frac{dT_{Kessel}}{dx} = P_{th_nenn} - \dot{Q}_{ver} + \dot{m}_{WTfluid} \cdot (T_{RL} - T_{VL}) \quad [W]$$

wobei

$$\dot{Q}_{ver} = k \cdot (T_{VL} - T_{Umgebung}) \cdot C_{pKessel} \quad [W]$$

die Verlustleistung in den Aufstellungsraum darstellt. In Abbildung 17 sind die Modelle für Pelletkessel, Stückholzkessel und Kraft-Wärme-Kopplung mit Input- und Outputgrößen und kesselspezifischen Kennwerten (Anf.KKP – Anforderung Kesselkreispumpe in Abhängigkeit von der Kesseltemperatur) prinzipiell dargestellt.

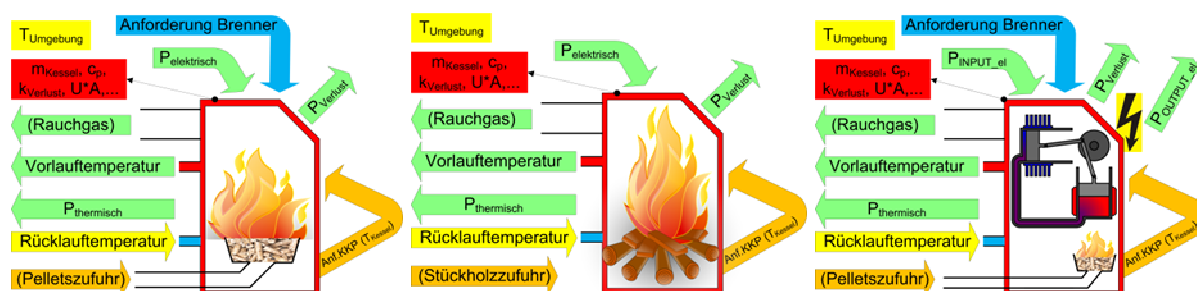


Abbildung 17: Prinzipdarstellung der Biomassekessel-Modelle für Pellets, Stückholz bzw. KWK mit Pellets

Die Regelung der Kesselkreispumpe erfolgt mit einem Zweipunktregler. Das Anforderungssignal für die Aktivierung des Massenstroms wird auf 1 gesetzt, wenn der Kesselfühler 64 °C erreicht und das Signal fällt wieder ab, wenn 54 °C unterschritten werden. Biomassekessel müssen, soweit es sich nicht um Brennwertkessel handelt, auf einem relativ hohen Temperaturniveau von mindestens 55 °C betrieben werden, um Kesselversottung zu vermeiden.

Input/Output-Beschreibung und Ergebnisse

ADRES.Energiewandler.Pelletkessel

Modell eines Pelletkessels, der nach Anforderung thermische Leistung abgibt

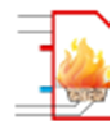


Tabelle 5: Modellparameter Pelletkessel

Type	Name	Default	Description
Temp_C	T_RL	30	Rücklauftemperatur [°C] [degC]
Real	P_PB	1000	Leistung des Pelletbrenners [W]
SpecificHeatCapacity	c_p_Fluid	4100	spezifische Wärmekapazität des Wärmetauscherfluids [J/(kg*K)]
Real	k	0.000028	Auskühlfaktor für Pelletkessel [1/s]
Temp_C	T_Heizraum	20	Heizraumtemperatur [°C]

Da die Validierung mit Messdaten und mit Ergebnissen aus Simulationsläufen mit TRNSYS eine sehr gute Übereinstimmung zeigte, wurde das Modell nicht weiter verfeinert. Den Vergleich zwischen den Ergebnissen aus den Simulationen mit verschiedenen Tools wird von Huber-Fauland, H. et al. in [13] eingehend diskutiert. Der Beitrag ist im Zusammenhang mit dem Projekt ADRES und Projekten des IET im Bereich Haustechnik entstanden und vergleicht mehrere Tools für die Simulation von Pelletkesseln. Ein Auszug daraus ist in Abbildung 18 dargestellt. Im Rahmen einer Bachelorarbeit wurde der elektrische Leistungsbedarf des Kesselsystems von Salcher, A. zum bestehenden Modell ergänzt und in MS Excel umgesetzt. Die Darstellung dieser Ergebnisse findet sich ebenfalls in [13] sowie in [14].

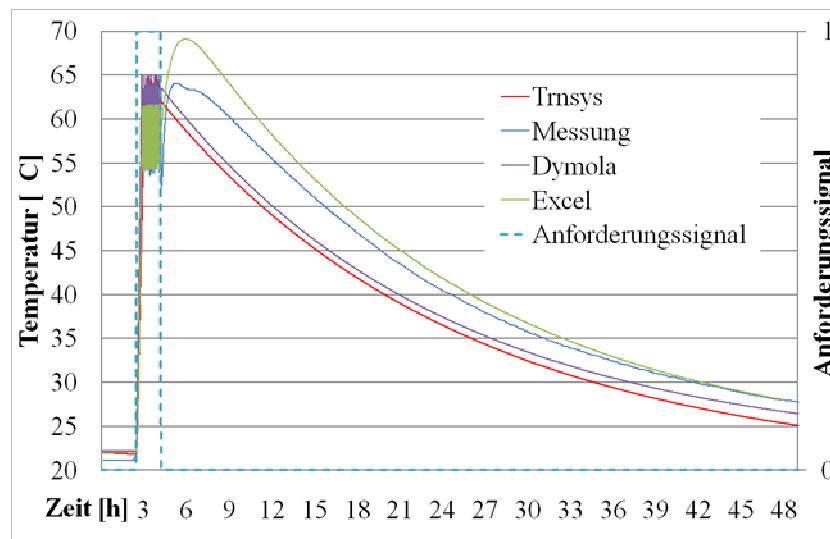


Abbildung 18: Simulationsergebnis Pelletkessel

In Abbildung 18 sind der Aufheizvorgang, ein 2-stündiger Betrieb und das langsame Auskühlen des Pelletkessels in Simulation und im praktischen Betrieb abgebildet. Dargestellt sind auch das Anforderungssignal (rechts skaliert) und das Verhalten der Kesseltemperatur [13].

Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW) mit Biomasse

Ausgehend vom oben dargestellten Beispiel eines einfachen Pelletkessels wurde ein Modell einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage abgeleitet. Da sich die Herstellerangaben zu Mini- und Micro-BHKWs meist auf einfache Kennwerte wie Nennleistungen und Wirkungsgrade beschränken, wurde auch bei der Erstellung des Modells auf eine besonders detaillierte thermodynamische und verfahrenstechnische Beschreibung verzichtet.

Nach Anfragen bei mehreren Anbietern aus dem Bereich Mini-und-Mikro-BHKWs zeigte sich, dass das Betriebsverhalten derartiger Geräte ausreichend genau abgebildet wird, wenn diese mit einem Ein/Aus-Signal angefordert werden können. Die Bereitstellung der elektrischen Leistung bzw. die Abgabe der thermischen Leistung erfolgt nach Ablauf einer bestimmten Zeitspanne nach Anliegen des Anforderungssignals.

Vorausgeschickt werden muss, dass die gleichzeitige Generation von elektrischer und thermischer Energie zwar thermodynamisch sinnvoll ist, dass es aber für derartige Geräte noch keine umfassende Erprobung am Massenmarkt gibt und viele Erwartungen, die im letzten Jahrzehnt in die Verbreitung

dieser Technologie gesetzt worden waren, eher enttäuscht wurden. In [15] wird der Stand der Technik im Bereich der Mini- und Mikro-Blockheizkraftwerke dargestellt.

Penthor, St. hat in einer Projektarbeit unter dem Titel „Modellierung eines Mikro-Blockheizkraftwerks mit DYMOLA“ mit Hilfe eines exponentiellen Ansatzes eine Verfeinerung des bestehenden Modells vorgenommen. Die genaue Vorgehensweise ist in [16] dargestellt.

Input/Output-Beschreibung und Ergebnisse des BHKW-Modells

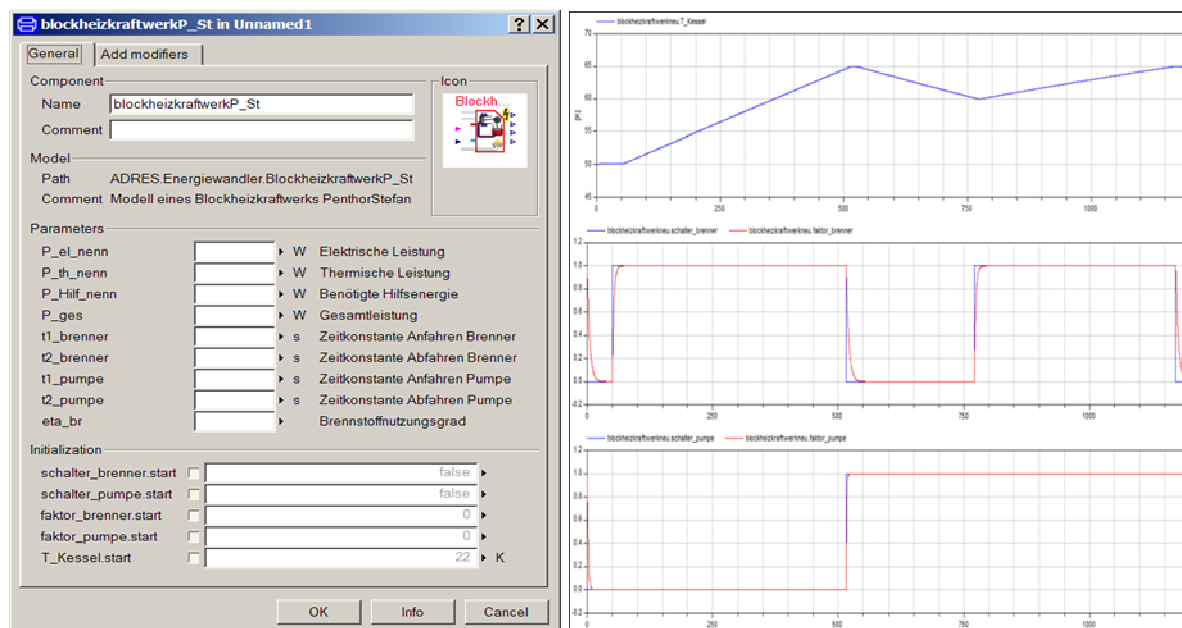


Abbildung 19: Eingabeparameter und Auszug aus den Simulationsergebnissen des BHKW-Modells [16]

Eine physikalische Modellierung, die die Abgabe der thermischen Energie an den Aufstellraum als innere Last, den Strombedarf sowie im Falle des KWK-Systems auch den Stromoutput in möglichst feiner – z.B. minütlicher – Auflösung möglich macht, ist nicht nur für die Konzeption einer ADRES Siedlung relevant, sondern würde auch der realitätsnäheren Abbildung dieses Energiewandlers im Rahmen der Gebäudeausweise sehr entgegen kommen.

Aus Prüfberichten von Heizkesseln geht der elektrische Leistungs- und Energiebedarf für einzelne Betriebszustände allerdings nicht in allen Fällen bzw. nicht im notwendigen Detaillierungsgrad hervor. Teilweise werden aber immerhin entsprechende Durchschnittswerte für stationären Betrieb bei Nennleistung und bei kleinster thermischer Leistung angegeben [17], [18].

Diesbezüglich besteht bei den zuständigen Entscheidungsträgern (Normenausschüssen, Politik etc.) Diskussionsbedarf, der in einem an ADRES anschließenden Forschungsprojekt konkretisiert werden könnte. Zusätzlich zur Quantifizierung der elektrischen Energie im Kesselbetrieb wäre auch eine Berücksichtigung von Start-Stopp-Emissionen (Partikel, CO, etc.) sinnvoll. Auf die Problematik des instationären Betriebs von Gas- und Pelletkesseln geht Streicher, W. in [18] ein und schlägt vor, dass „eine Messung der Gesamtemissionen mit Hilfe eines zu entwickelnden genormten Betriebszyklus, eine Methode wie sie bei Kraftfahrzeugen international üblich ist, durchgeführt werden“ sollte. Eine detailliertere Erfassung von Kesselsystemen würde jedenfalls helfen, das Betriebsverhalten in

Simulationstools in Zukunft besser abbilden und verschiedene Haustechniksysteme miteinander vergleichen zu können.

Beschreibung eines Einzelmodells: Windkraftanlage

Die entscheidenden Beiträge zur Ermittlung der standortspezifischen Winddaten und zur Windkraftprognose innerhalb des ADRES-Projekts wurden von Verbund-ATP im Arbeitspaket „Lokale Prognostizierung stochastischer, regenerativer Energiequellen“ (Kapitel 2.1.) geleistet. Mit Hilfe fortschrittlicher statistischer Verfahren wurden die Möglichkeiten und die Grenzen der Prognostizierbarkeit von Windgeschwindigkeit und elektrischer Leistung der Windkonverter aufgezeigt. Die diesbezüglichen Erkenntnisse sind in Abschnitt 2.1 dokumentiert.

Auf Grund der Anforderungen, die nur die Bilanzierung der Winderträge in halbstündlicher Auflösung erforderlich machen, wurde auch auf einige Details wie die Drehzahlabhängigkeit des Generatorwirkungsgrades oder die Unterscheidung zwischen Stall- und Pitch-geregelten Anlagen verzichtet. Der Energiewandler wurde deshalb seitens des IET nur in Form eines einfachen Kennlinienmodells abgebildet.

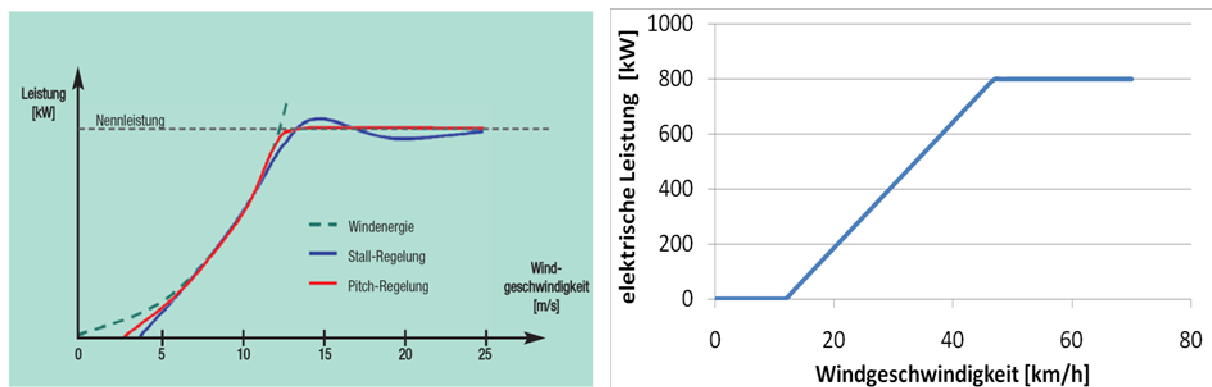


Abbildung 20: Reale und linearisierte Kennlinie einer Windkraftanlage [35]

Die Kennlinie einer Windkraftanlage wurde linearisiert (Abbildung 20, rechts) und zur Berechnung der Leistung in Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit herangezogen.

Gleichungen

Zur Berechnung der elektrischen Leistung wird dann folgende Formel angewandt:

$$P_{el} \begin{cases} = 0 & \text{wenn } u < v_{anlauf} & (1) \\ = \frac{v_{Wind} - v_{saettigung}}{v_{saettigung} - v_{anlauf}} \cdot P_{nenn} & \text{wenn } v_{anlauf} \leq u < v_{saettigung} & (2) \\ = P_{nenn} & \text{wenn } v_{saettigung} \leq u < v_{abschalt} & (3) \\ = 0 & \text{wenn } v_{abschalt} \geq u & (4) \end{cases} \quad [W]$$

Zusätzlich wird dem Nutzer auch die kumulierte Leistung, also die vom Windrad abgegebene elektrische Energie ausgegeben. In DYMOLA kann dazu folgende Formel direkt eingegeben werden:

$$\frac{d(W_{el}(t))}{dt} = P_{el} \quad [W]$$

mit

$$W_{el}(t = 0) = 0 \quad [Ws]$$

Bei dieser Berechnungsmethode wird vorausgesetzt, dass die Schwankungen der Windgeschwindigkeit innerhalb der verfügbaren Wetterdaten-Zeitintervalle zu vernachlässigen sind. Das bringt eine Abweichung von realen Erträgen mit sich. Der Durchschnitt der abgegebenen Leistung innerhalb eines Zeitintervalls ist nämlich im Allgemeinen nicht gleich der Leistung bei konstanter Geschwindigkeit, die sich als Durchschnitt über dieses Zeitintervall ergibt, sondern geringer. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass elektrische Leistung und Windgeschwindigkeit nicht in einem proportionalen Zusammenhang stehen, wie in Abbildung 20 dargestellt.

Weiters wird davon ausgegangen, dass die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe vorliegt. Ist dies nicht der Fall, so kann diese mit Hilfe der Hellman-Formel [20]

$$v_{Nabenhöhe} = v_{Messung} \cdot \left(\frac{h_{Nabe}}{h_{Messung}} \right)^{\alpha_{Hell}} \quad [m/s]$$

aus den gegebenen Größen abgeschätzt werden. Für den Hellman-Exponent α_{Hell} muss dabei auf ungefähre Richtwerte zurückgegriffen werden [[20], S.69]. Die Diskussion im Rahmen der ADRES-Projektsitzungen haben ergeben, dass die Berechnung mit dieser Formel in der Praxis leider sehr unsichere Ergebnisse liefert und deshalb bevorzugt auf „top-down“-Informationen (von Satelliten, Wetterdaten usw.) zurückgegriffen wird.

Beschreibung der Einzelmodelle: Solarthermie und Photovoltaik

Die im Rahmen dieses Projekts erstellten Modelle zur Umwandlung des Sonnenlichts in thermische bzw. elektrische Energie bilden die Energiewandler jeweils als „Black-box“ ab. Da die beiden Systeme auf ähnlichen, strahlungsphysikalischen Gesetzmäßigkeiten beruhen, werden sie an dieser Stelle gemeinsam behandelt.

Solarkollektor (thermisches System)

Betrachtet man die Energieumwandlung in einem Sonnenkollektor etwas genauer, so kommt man zu folgenden Erkenntnissen:

Am Kollektor kommt es zu Verlusten wegen Reflexion an der Deckscheibe, Reflexionen am Absorber und Wärmeleitung durch das Gehäuse zur Umgebung wie in Abbildung 21 dargestellt. Dazu kommen noch konvektive Verluste und Abstrahlungsverluste des Kollektors. Von der Leistung P_{zu} , die sich aus $I_{KollGes} \cdot A$ abzüglich aller genannten Verluste ergibt, wird ein Teil zur Erwärmung des Kollektors aufgewendet (P_{Koll}) und ein Teil (P_{ab}) über das Kollektorfluid abgeführt.

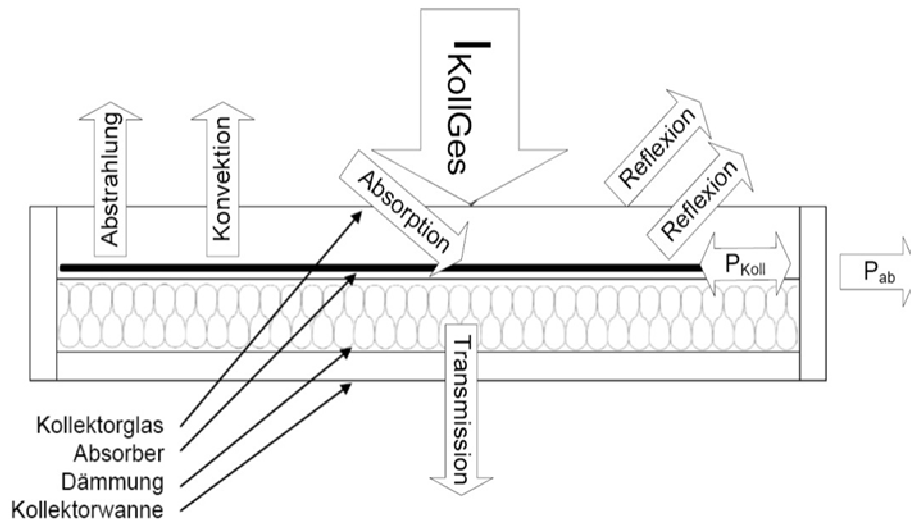


Abbildung 21: Energiebilanz um einen Solarkollektor;

Definiert man P_{zu} wie oben beschrieben:

$$P_{zu} = I_{KollGes} * A_{Koll} - \sum \text{Verluste} \quad [-]$$

$$P_{zu} = P_{Koll} + P_{ab} \quad [-]$$

Definiert man weiters die mittlere Kollektortemperatur T_{Koll} als Mittel aus Kollektorvorlauftemperatur TVL und Kollektorrücklauftemperatur TRL, so ergibt sich folgender Zusammenhang:

$$K_{\theta} * \eta_{Koll} * I_{KollGes} * A_{Koll} = \frac{C_{Koll}}{2} * \left(\frac{d}{dt} T_{VL} - \frac{d}{dt} T_{RL} \right) + \dot{m} * c_p * (T_{VL} - T_{RL}) \quad [-]$$

Die Wärmekapazität des Solarkollektors ist aus Prüfprotokollen bekannt.

In der Gleichung gehen auf der linken Seite folgende Größen ein:

- Winkelfaktor
- Wirkungsgrad
- Gesamtstrahlung auf den Kollektor
- Kollektorfläche

Winkelfaktor:

Abhängig vom Einfallswinkel absorbieren und reflektieren die Abdeckscheiben einen mehr oder weniger großen Anteil, der dann nicht vom Absorber genutzt werden kann. Der Winkelfaktor für einen Kollektor errechnet sich unter Zuhilfenahme der zwei Kollektorkennwerte b_0 und b_1 in Abhängigkeit von Θ_{Koll} zu

$$K_{\theta} = \left[1 - b_0 * \left(\frac{1}{\cos(\Theta_{Koll})} - 1 \right) - b_1 * \left(\frac{1}{\cos(\Theta_{Koll})} - 1 \right)^2 \right] \quad [-]$$

Meist wird in Prüfprotokollen aber nur der Winkelfaktor für 50° Einfallswinkel angegeben. In diesem Fall wird der quadratische Term vernachlässigt ($b_1 = 0$) und b_0 mit Hilfe der Formel

$$b_0 = \frac{1 - K_1(50^\circ)}{\frac{1}{\cos(50^\circ)} - 1} \quad [-]$$

errechnet. Die Abhängigkeit des Winkelfaktors K_0 für einen einfach verglasten Solarkollektor ist in Abbildung 22 beispielhaft dargestellt.

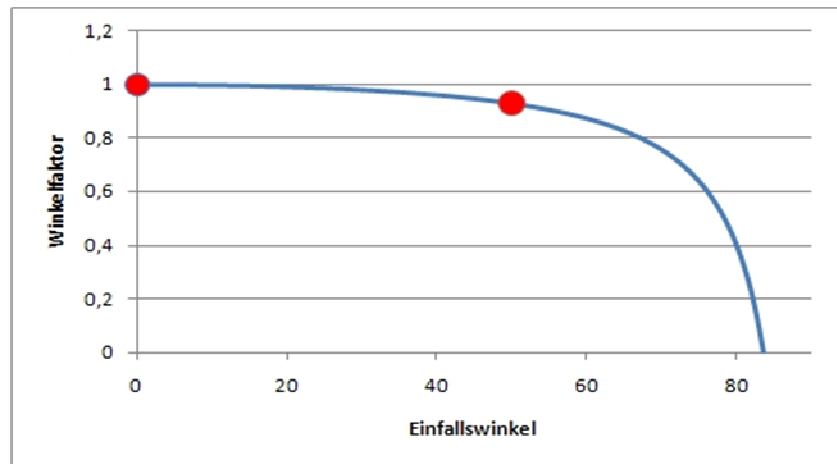


Abbildung 22: Winkelfaktor K_0 eines Solarkollektors in Abhängigkeit vom Einfallswinkel

Wirkungsgrad:

Der Kollektorwirkungsgrad als Verhältnis von Nutzen zu Aufwand ist folgendermaßen festgelegt:

$$\eta_{Koll} = \frac{\text{Nutzen}}{\text{Aufwand}} = \frac{\text{nutzbarer Wärmestrom pro Flächeneinheit}}{\text{Strahlungsintensität}} = \frac{\frac{Q_{Nutz}}{A_{Koll}}}{I_{KollGes}} \quad [-]$$

Mit der Nutzleistung des Kollektors Q_{Nutz} [W/m^2] und der $I_{KollGes}$ als globaler Strahlungsintensität [W/m^2].

Der Kollektorwirkungsgrad in einem bestimmten Betriebspunkt kann aus der Kollektorkennlinie abgeleitet werden. Als Näherung an reale Kollektorwirkungsgrade wird das Wirkungsgradverhalten eines Solarkollektors dabei durch drei Kennwerte charakterisiert:

c_0 Konversionsfaktor des Solarkollektors (der Wirkungsgrad, der sich ergibt, wenn $T_{Koll} = T_{aussen}$), [-]

c_1 linearer Wärmeverlustkoeffizient, [$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$]

c_2 quadratischer Wärmeverlustkoeffizient, [$\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^2)$]

Der Wirkungsgrad errechnet sich dann zu:

$$\eta_{Koll} = \left[c_0 - c_1 \cdot \frac{T_{Koll} - T_{aussen}}{I_{KollGes}} - c_2 \cdot \frac{(T_{Koll} - T_{aussen})^2}{I_{KollGes}} \right] \quad [-]$$

Die Koeffizienten der Wirkungsgradgleichung sind wiederum aus den Prüfberichten (z.B. nach ÖNORM EN 12975-2) bekannt.

Gesamtstrahlung auf den Kollektor:

Diese ergibt sich mit Hilfe der Sonnenstandsformel unter Einbindung des Klimadatensatzes für den betrachteten Standort. Für die Energiebilanz errechnet sich die Summe aus der auf den Kollektor direkt und diffus einstrahlenden Globalstrahlung und der von der Umgebung reflektierten Strahlung auf den Kollektor folgendermaßen:

$$I_{KollGes} = I_{KollDir} + I_{KollDiff} + I_{KollReflex}$$

[-]

Kollektorfläche:

Dabei ist zu beachten, ob A_{Koll} die Bruttofläche A_G , Aperturfläche A_a oder Absorberfläche A_A bezeichnet. Es ist der Wert zu verwenden, auf den der Wirkungsgradwert im Prüfprotokoll bezogen ist.

Wir gehen von einem Solarkollektor aus, der einer gegebenen Strahlungsintensität $I_{KollGes}$ ausgesetzt ist, wie in Abbildung 21 dargestellt. Wir setzen weiters voraus, dass ein Fluid in den Kollektor mit einer bestimmten Temperatur (Rücklauftemperatur T_{RL}) eintritt und diesen mit einem bekannten Massenstrom durchströmt (Regelung der Pumpe). Sind alle Kenngrößen des Systems wie unten dargestellt bekannt, so verbleibt als einzige unbekannte Größe die Vorlauftemperatur.

In der Praxis hat sich diese Vereinfachung als sehr sinnvoll erwiesen, da man für bestimmte Strahlungsleistungen auf den Kollektor ($I_{KollGes}$) mit Hilfe dieser einfachen Formel das Verhalten eines Solarkollektors mit einer Genauigkeit berechnen kann, die für die allermeisten Simulationen oder Auslegungsrechnungen ausreichend genau ist.

Kollektorwirkungsgrade für verschiedene Betriebspunkte, also die Abhängigkeit des thermischen Outputs in Abhängigkeit von der Temperaturdifferenz für vier verschiedene Kollektorsysteme sind in Abbildung 23 dargestellt. In dem Diagramm sind die Charakteristiken eines einfachen Schwimmbadabsorbers ohne Verglasung, ein einfach verglaster Kollektor mit selektiv beschichtetem Absorber, ein Vakuumkollektor und ein konzentrierendes Kollektorsystem wiedergegeben. Der einfach verglaste Kollektor repräsentiert dabei das Standard-System, weil er für derzeit gängige Anwendungen meist das beste Kosten/Nutzen-Verhältnis aufweist und deshalb auch den mit Abstand größten Marktanteil in Österreich besitzt. Ein Vakuumkollektor erreicht zwar im Allgemeinen noch höhere spezifische Erträge, ist aber erheblich teurer in der Investition. Der Schwimmbadabsorber kann meist nur für den Sommerbetrieb genützt werden, wird deshalb üblicherweise ohne Frostschutz betrieben und in der kalten Jahreszeit entleert.

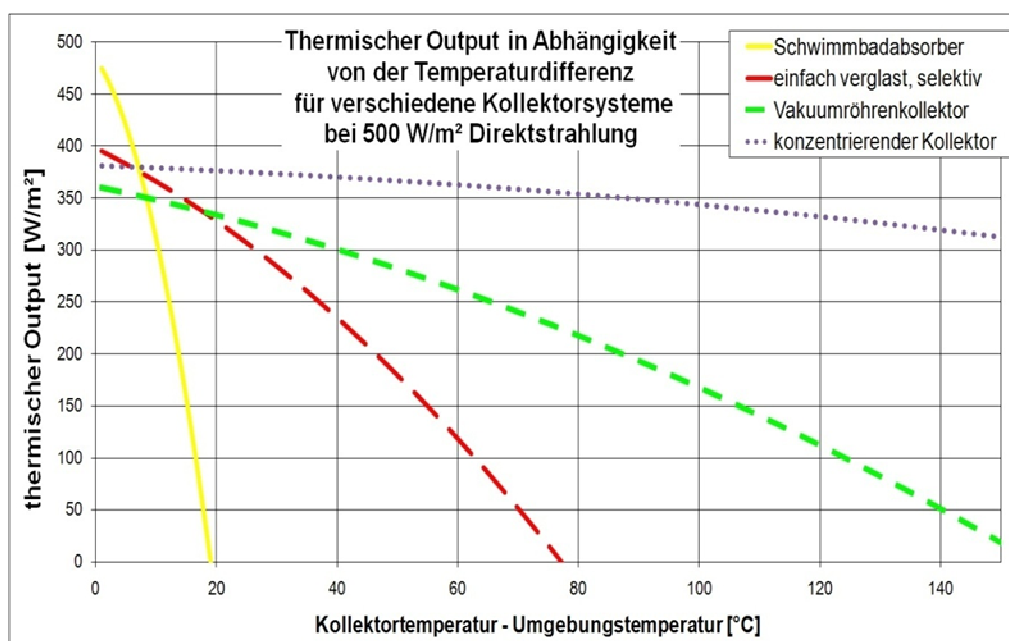


Abbildung 23: Thermischer Output Solarkollektor

Photovoltaik

Die für den Solarthermiekollektor dargelegten, strahlungsphysikalischen Grundlagen haben im Wesentlichen auch für die Simulation von Photovoltaiksystemen Gültigkeit. Als Einflussfaktoren für die momentane Leistung eines Photovoltaikmoduls wurden folgende Faktoren berücksichtigt (vgl. [21], [[22], S.455ff.]):

- Modultemperatur
- Wechselrichterverluste
- AC- und Zählerverluste (Verluste hinter dem Wechselrichter)
- Mismatching, spektrales Mismatching und DC-Verluste
- Reflexionsverluste
- Teilbeschattung einzelner Module
- Modulverschmutzung
- Schneebedeckung
- MPP-Tracking-Fehler

Für das ADRES-Photovoltaik-Modell wurde folgende Vereinfachung vorgenommen:

$$P_{PV} = P(\text{Einstr.}, \text{Nennwirkungsgr.}, \text{Winkelfaktor}, \text{Verschmutzung}, \text{Temp.}) \quad [-]$$

Zur Berücksichtigung der Leistungseinbußen auf Grund der Eigentemperatur des Moduls wird definiert:

$$k_T = 1 + c_T * (T_{Koll} - 25^\circ C) \quad [-]$$

Wobei in Ermangelung eines Prüfprotokolls von folgenden Richtwerten für c_T [1/K] ausgegangen werden kann¹:

-0,004 bis -0,005 bei polykristallinen Zellen

-0,0025: Dünnschicht

-0,0045: CIS- (Kupfer-Indium-Diselenid)

-0,0018: CdTe (Cadmium-Tellurid)

Die Verschmutzung des Moduls kann über einen eigenen Faktor k_V berücksichtigt werden, wobei in Anlehnung an [21, S. 457ff.] für leicht verschmutzte Module ein Wert von 0,97, für mäßig verschmutzte 0,93 und für stark verschmutzte Module mit ca. 0,9 angenommen werden kann.

$$P_{PV_elektr} = I_{KollGes} * \eta_{PVModul} * k_{Winkel} * k_V * k_T \quad [-]$$

¹ Ermittelt unter Standardtestbedingungen: $T_{Koll} = 25^\circ C$, AM 1,5-Spektrum, $I_{KollGes} = 1000 \text{ W/m}^2$

2.2.3.3. Die Bereitstellung eines integrativen Simulationstools zur Beurteilung der Gesamteffizienz lokaler Energiewandlungsstrukturen

Die programmiertechnische Umsetzung der Wandlermodelle erfolgte in DYMOLA und zum Teil parallel dazu in MS Excel. Gründe für diese Wahl waren auf Seiten von DYMOLA die Leistungsfähigkeit der Software, die eine Erweiterung der Funktionen des Kalkulationstools in Richtung einer detaillierteren physikalischen Modellierung ermöglicht. Für die Verwendung von MS EXCEL sprachen die große Verbreitung dieser Plattform und die damit verbundenen Möglichkeiten einer weiteren Verwendung der Modelle.

Um eine dynamische Abbildung der gesamten Siedlung bewerkstelligen zu können, hätte es sich zunächst angeboten, mit einer einheitlichen Software zu arbeiten. Allerdings erwies sich die Festlegung eines einheitlichen Tools als schwieriger als ursprünglich erhofft. Einerseits erfolgte etwa die Simulation der Gebäude, wie in 2.5 dargestellt, mit Hilfe von TRNSYS und es wurden deshalb nur die im jeweiligen Stundenmittel benötigte thermische Leistung übergeben. Dadurch konnten Rückwirkungen aus solaren Erträgen – insbesondere die Speicherwirkung der Gebäudemasse – nicht abgebildet werden.

Die Modellierung einzelner Systemkomponenten, beispielweise der PV-Wechselrichter, erfolgte zwar in DYMOLA, allerdings in einer völlig anderen zeitlichen Auflösung, nämlich im Millisekunden-Bereich, während für die energetische Bilanzierung in halbstündlicher Auflösung gerechnet wurde, um das Verhalten der Energiewandler im Jahresverlauf darstellen zu können.

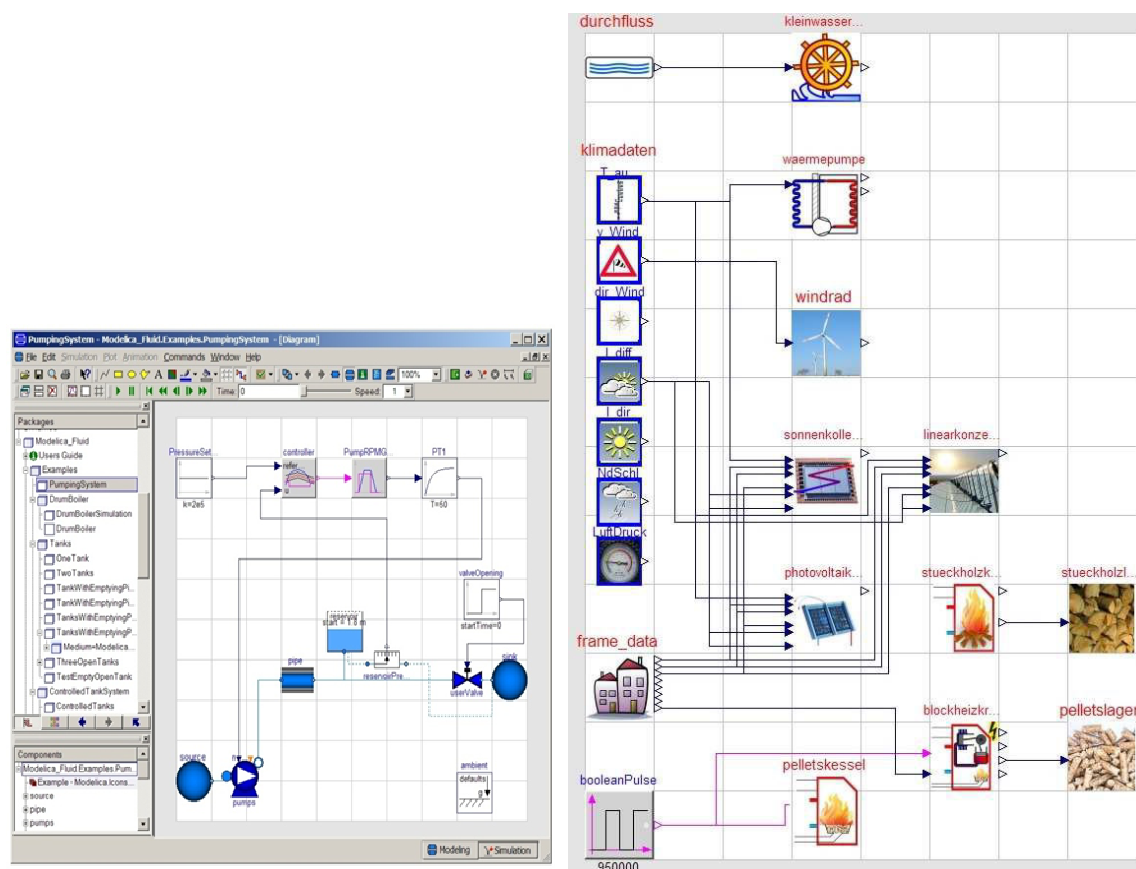


Abbildung 24: ADRES Modell in DYMOLA

Für die Aufgabenstellungen in diesem Bereich wurde in erster Linie die Simulations-Software DYMOLA herangezogen. Links in Abbildung 24 ist beispielhaft ein einfaches Pumpensystem dargestellt, das der „Fluid-Library“ entnommen ist. Es wurde ein Modell erstellt, in dem nach Einlesen eines Klimadatensatzes und Eingabe von Standortbedingungen die für ADRES relevanten Energiewandler simuliert werden können. Die entsprechende Benutzeroberfläche ist im rechten Teil der Abbildung ersichtlich.

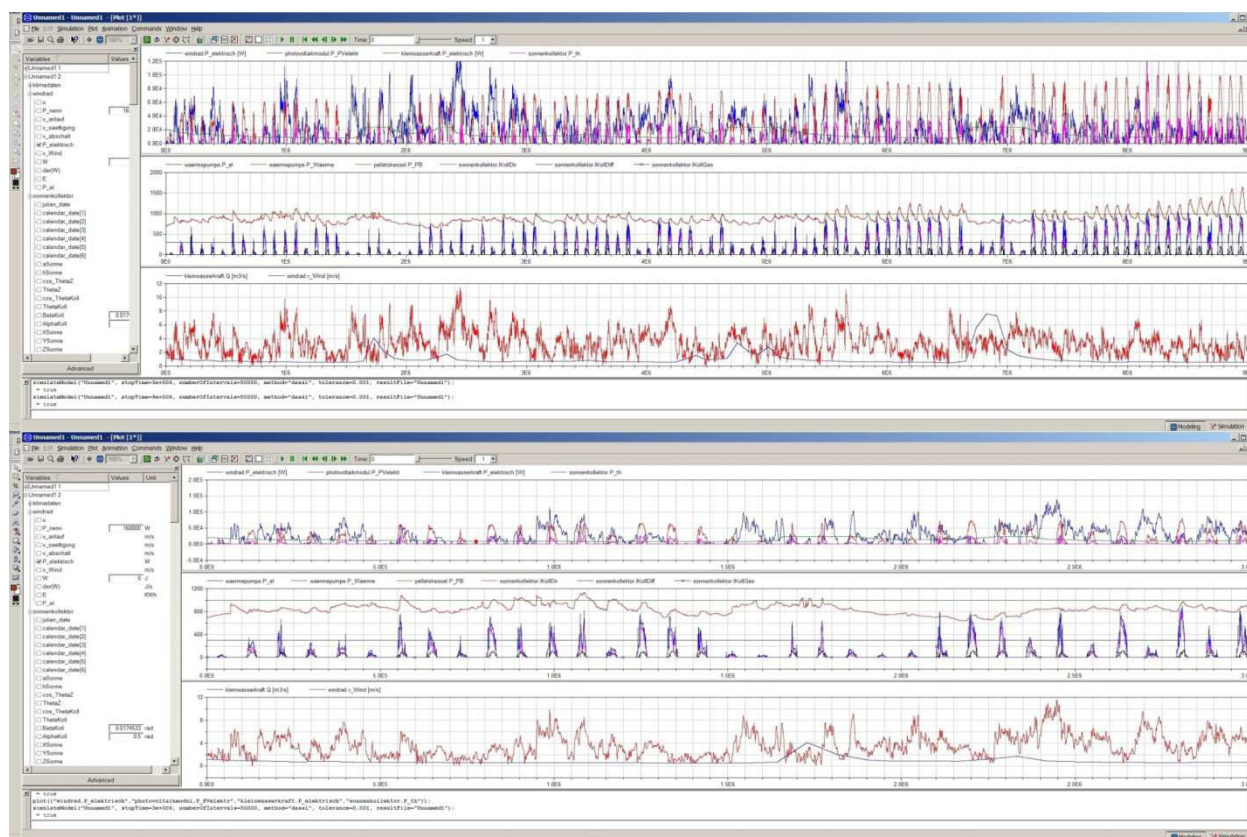


Abbildung 25: Beispielhafte Simulationsergebnisse

In Abbildung 25 sind die Ergebnisse von Simulationsdurchläufen für verschiedene Energiewandlerkombinationen unter den gewählten Standortbedingungen in DYMOLA dargestellt. Im Bild wurden die ersten drei Monate ($9 \cdot 10^6$ Sekunden, oben) bzw. ein Monat (unten) simuliert.

2.2.3.4. Die Beurteilung von Nachhaltigkeit und Effizienz dieser Strukturen

Generell zeigt sich, dass die Herstellungenergie im Bereich der Erneuerbaren-Energie-Technik für ADRES zwar nicht übersehen werden darf, dass diese im Allgemeinen über die Lebensdauer aber wieder mehrfach zurückgewonnen wird. Mit dieser Frage haben sich schon zahlreiche Untersuchungen vor dem Projekt ADRES auseinandergesetzt, was zusammenfassend in Abbildung 26 dargestellt ist.

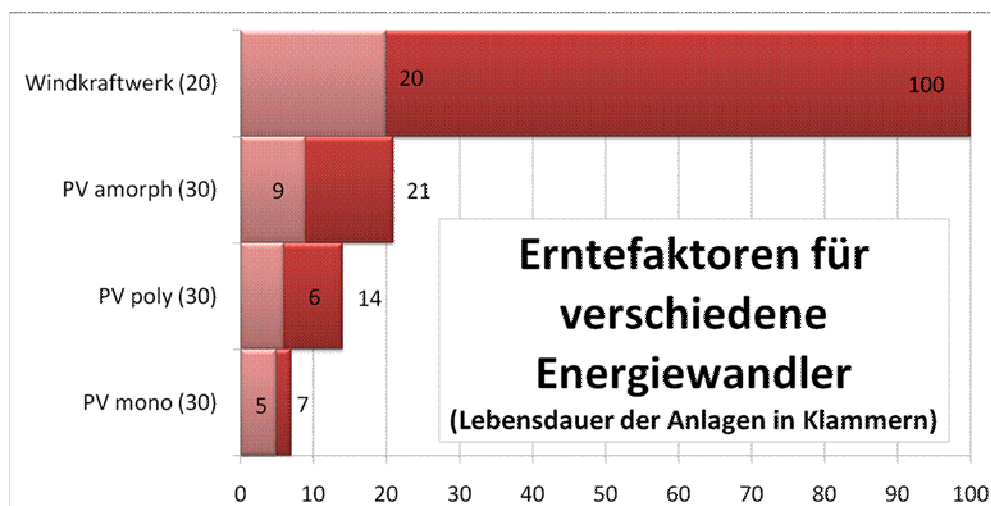


Abbildung 26: Erntefaktoren für verschiedene Energiewandler

Die in der Literatur angegebenen Erntefaktoren für verschiedene, in ADRES betrachtete Energiewandler [23] und [24] sind in Abbildung 26 abgebildet. Die Werte für das von den Strahlungssummen bevorzugte Südeuropa sowie für CIS-Technologie liegen am oberen Ende und teilweise sogar über den hier dargestellten Obergrenzen für PV.

Genauer betrachtet wurde der versteckte Energieaufwand zur Produktion der Energiespeicher. Für eine Abschätzung der notwendigen Speichergrößen wurden zunächst mit Hilfe des ADRES-Einsatzplanungstools (siehe Kapitel 2.6) Szenarien mit unterschiedlichen Anlagenkonstellationen simuliert. Es ergeben sich jeweils unterschiedliche Anforderungen an die Anschlussleistungen und damit Aufwände für Graue Energie durch Photovoltaik und Wind (Tabelle 6), die im Detail analysiert wurden. Die Graue Energie aller anderen Systembestandteile, z.B. der elektrischen Leitungen, wurde nicht betrachtet bzw. es wurde angenommen, dass keine Änderungen in anderen Bereichen notwendig sind. Um für alle Szenarien gleiche, realistische Ansprüche zu stellen, wurde von einer konstanten Menge an verfügbarer Biomasse ausgegangen, wobei die Daten der Statistik Austria, also heute übliche Verbrauchswerte (Endenergie in Form von Stückholz, Pellets, Hackgut usw.), auf die ADRES-Einwohner umgelegt wurden. Daraus errechneten sich ein elektrischer Output aus der Biomasse-KWK von ca. 127 MWh und eine Wärmemenge von 834 MWh pro Jahr.

Mit ca. 10 Mio. kWh_{primär} für 25 Jahre Nutzungsdauer und 200 Wohneinheiten ist innerhalb der betrachteten Varianten Szenario 3 die Konstellation mit dem geringsten Aufwand an Grauer Energie (Abbildung 27). Pro Wohneinheit und Jahr errechnen sich so ungefähr 2.000 kWh_{primär}.

Von folgenden Werten wurde dabei ausgegangen:

Wind	3.000	kWh(primärenerget.)/kW(peak)
PV	10.000	kWh(primärenerget.)/kW(peak)
Bleiakku	280.000	kWh(primärenerget.)/MWh(instKap)

Tabelle 6: Kennwerte der vier Szenarien

	Szenario1	Szenario2	Szenario3	Szenario4
Wind [kW]	730	690	665	650
PV [kW]	570	545	520	510
Bleiakku [MWh]²	2,6	3,9	5,2	13
Vollzyklusäquivalente pro Jahr	142	100	78	32
Akku-Lebensdauer aufgrund Zyklenalterung [a]	4,93	7,00	8,97	21,88 ³

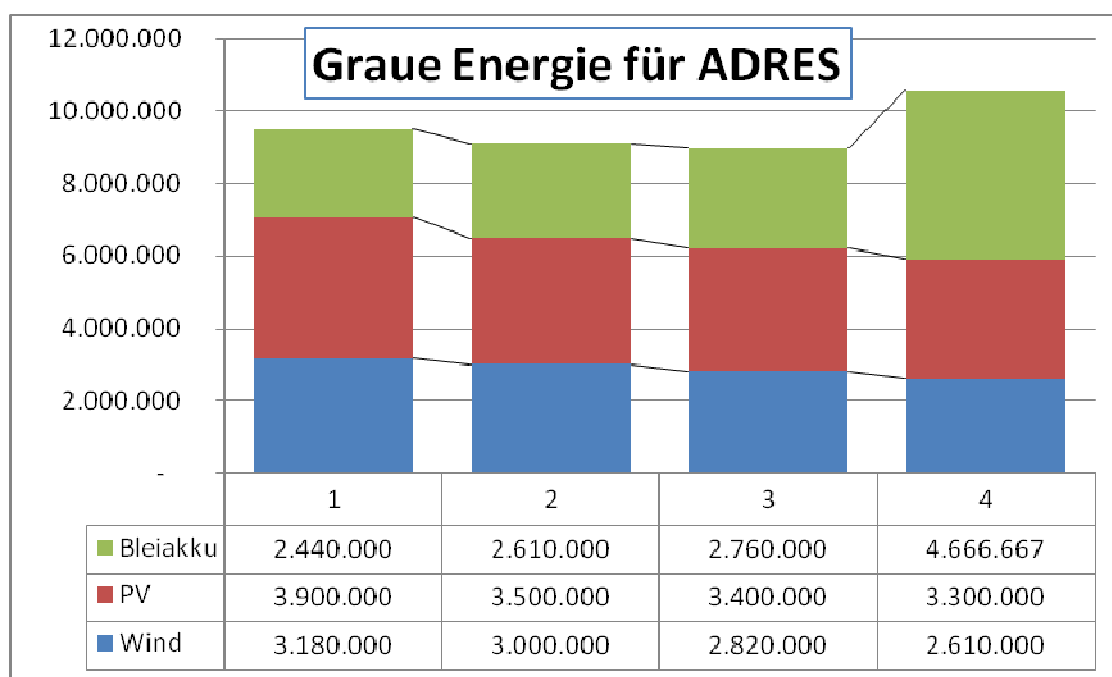


Abbildung 27: Primärenergieaufwand Speicher, Wind, PV (in kWh)

In Abbildung 27 ist der Primärenergieaufwand für den elektrischen Energiespeicher, den Windkonverter und die Photovoltaikanlage für die ADRES Siedlung über 25 Jahre abgebildet. Das Szenario 3 erfordert hier den geringsten Primärenergieaufwand.

Generell ist zu erwarten, dass sowohl der Energieaufwand für die Produktion von Energiewandlern als auch der von elektrischen Energiespeichern mit weiter steigender Verbreitung am Markt durch Fortschritte in den Herstellungstechnologien und durch steigende Recyclingquoten sinken werden.

In den meisten Studien wird außerdem nicht darauf eingegangen, dass durch den vermehrten Einsatz Erneuerbarer Energietechnologien die spezifischen Kohlendioxidemissionen im Strommix gesenkt werden. Selbst bei gleichbleibendem Energieaufwand für die Produktion dieser Maschinen sinken deshalb die dabei auftretenden CO₂-Emissionen im Gesamtsystem. Der Einsatz regenerativer

² Installierte Kapazität; diese liegt um 30 % höher als die nutzbare Kapazität

³ Aufgrund der Kalenderlebensdauer kann die Batterie nur maximal 10 Jahre eingesetzt werden.

Energiewandler unterliegt in Hinblick auf dessen CO₂-Minderung also einem selbstverstärkenden Effekt.

2.2.4. Erkenntnisse

- Mit Hilfe einfacher physikalische Modelle wurden thermische und elektrische Leistungserträge in Abhängigkeit von den stündlichen Wetterdaten simuliert. In Zusammenschau mit den Erkenntnissen aus 2.5 wurde die technische Machbarkeit der regenerativen Vollversorgung einer ADRES-Siedlung dargestellt.
- Wenn die Speicherfunktion von Biomasse gezielt genutzt wird, kann unter den Voraussetzungen, die für ADRES getroffen wurden, davon ausgegangen werden, dass diese im ausreichenden Maß zur Verfügung steht.
- Während Energiewandler wie Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft, Biomassekessel und Wärmepumpen als etablierte Technologien bezeichnet werden können, besteht bei Biomassensystemen im kleinen und mittleren Leistungsbereich noch eine relativ große Unsicherheit.
- Entgegen ersten Befürchtungen liegen die Aufwände für Graue Energie für die Errichtung und Erneuerung der Energiewandler und Energiespeicher mit ca. 2.000 kWh pro Haushalt und Jahr in einer akzeptablen Größenordnung. Naturgemäß würde eine rein regenerative Versorgung einer größeren Region unter Ausnutzung bestehender elektrischer Leitungsnetzen anstelle des Insel-Gedankens von ADRES in Hinblick auf Graue Energie erhebliche Vorteile mit sich bringen.

2.3. End-Use Effizienz und Selbstregelklassen (Haushaltsprofile – Erhebung und Management)

2.3.1. Inhaltlicher Teil

Die Ausbauplanung in konventionellen Elektroenergiesystemen basiert hauptsächlich auf der Kraftwerksausbauplanung. Der Lastgang im System wird mit Hilfe von Prognosen i. A. basierend auf Zeitreihenanalysen unter Berücksichtigung weiterer Parameter, wie Wetter, Temperatur, Bevölkerungswachstum, etc. ermittelt. Die Einsatzplanung der Kraftwerke wird an die vorher ermittelte Lastprognose optimal angepasst. Da die Energiebereitstellung basierend auf fossilen Energieträgern Treibhausgase emittiert und damit das Klima beeinflusst, ist die Einbindung regenerativer Energiequellen eine Lösung hin zum nachhaltigen Energiesystem. Die Integration erneuerbarer Energiequellen stellt das Energiesystem, durch die fluktuierenden Eigenschaften, vor neue Aufgaben. Im Allgemeinen sind sie nicht verfügbar, wenn sie benötigt werden. Als Konsequenz des neuen Erzeugungsmix ergibt sich die Notwendigkeit eines geänderten Lastverhaltens. Im Gegensatz zur traditionellen Einsatzplanung, soll der Verbrauch der Erzeugung folgen. In diesem Zusammenhang ist die traditionelle Lastvorhersage für die Entwicklung hin zum nachhaltigen Energiesystem nicht brauchbar. Im Arbeitspaket 3 von ADRES wird das Ziel verfolgt eine Simulation des dynamischen Verbrauchslastprofils mittels End-Use-Modell als Alternative zur konventionellen Lastvorhersage zu erstellen. Als Ergebnis stehen die zeitlich abhängigen Potenziale der Leistungsanpassungen der Verbraucher zur Verfügung.

2.3.2. Dynamische Lastprofile

Dynamische Lastprofile in einem Energiesystem bedeuten die Lastprofile mit jenen der elektrischen Erzeugung in Einklang zu bringen. Ausgehend von der Idee, dass durch intelligente Lastanpassung, basierend auf Netzfrequenzbeobachtung, Regelleistung für die Leistungsbilanzierung zur Verfügung gestellt wird. Die dabei zur Verfügung stehende Regelenergie soll jedoch in einem geringen Umfang bleiben, um die Grundfunktion der Geräte nicht zu gefährden. Auf Grund des relevanten Zeitbereichs und der Notwendigkeit der Informationen über die einzelnen Geräte, ist eine Verwendung der Standard-H0-Profile nicht möglich. Ein zeitlich und gerätespezifisch hochaufgelöstes Modell welches erweiterte Informationen über Haushaltsverbrauch, Benutzerverhalten, Umgebung (städtisch/ländlich) und Kategorien von Haushalten sowie die Verhaltensmuster der einzelnen Geräte berücksichtigen kann, wird hier erstellt. Die Datengrundlage für ein derartiges hochauflösendes Modell ist nicht verfügbar. Deswegen wird im Rahmen dieses Arbeitspakets unter anderem eine Befragung von Verbrauchern in Österreich durchgeführt.

Kosten und Datengenauigkeit sind beides wichtigste Triebfedern für ein statistisch repräsentatives Design. Daher muss ein Kompromiss zwischen beiden Parametern in der Definition der Stichprobengröße gefunden werden.

Durch die Kooperation von österreichischen Energieversorgungsunternehmen (EVU) war eine Verteilung der Fragebögen innerhalb ihres Versorgungsbereichs möglich. Gleichzeitig wurde dadurch eine automatische Gruppenauswahl entsprechend der teilnehmenden EVUs erreicht.

IMPRESSUM

Verfasser

TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

Gußhausstraße 25/370-1, 1040 Wien

Telefon: +43 (0)1 58801 370101

Web: www.ea.tuwien.ac.at

Alfred Einfalt

Andreas Schuster

Christoph Leitinger

Dietmar Tiefgraber

Markus Litzlbauer

Sara Ghaemi

TU Wien, Institut für Energietechnik und Thermodynamik

Dietrich Wertz

AIT – Austrian Institute of Technology

Andreas Frohner

APG – Austrian Power Grid

Christoph Karner

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds

Gumpendorfer Straße 5/22

1060 Wien

office@klimafonds.gv.at

www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

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

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

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH