

Energieautarkie für Österreich 2050

Feasibility Study

Endbericht

Autorinnen und Autoren

Wolfgang Streicher, Universität Innsbruck - Institut für Konstruktion und Materialwissenschaften, Arbeitsbereich Energieeffizientes Bauen

Hans Schnitzer, Michaela Titz, TU Graz, Institut für Prozess- und Partikeltechnik

Florian Tatzber, Richard Heimrath, Ina Wetz, TU Graz, Institut für Wärmetechnik

Stefan Hausberger, TU Graz, Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik

Reinhard Haas, Gerald Kalt, TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Energy Economics Group

Andrea Damm, Karl Steininger, Universität Graz - Wegener Center for Climate and Global Change

Stephan Oblasser, Landesenergiebeauftragter Tirol

Review:

Michael Cerveny, Andreas Veigl, ÖGUT, Wien

Consulting:

Martin Kaltschmitt, Universität Hamburg-Harburg

Dezember 2010

Programmsteuerung:
Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:
Österreichische Bank für Infrastruktur (Kommunalkredit KPC)

ENERGIE DER ZUKUNFT

- Endbericht -

Projektdaten

Kurztitel	Energieautarkie für Österreich 2050	
Langtitel	Energieautarkie für Österreich 2050	
Auftragsnummer	B068644	
Auftragnehmer	Universität Innsbruck - Institut für Konstruktion und Materialwissenschaften, Arbeitsbereich Energieeffizientes Bauen Wolfgang Streicher	
ProjektpartnerInnen	<ul style="list-style-type: none"> • TU Graz, Institut für Prozess- und Partikeltechnik, Hans Schnitzer, Michaela Titz • TU Graz, Institut für Wärmetechnik, Florian Tatzber, Richard Heimrath, Ina Wetz • TU Graz, Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik, Stefan Hausberger • TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Energy Economics Group, Reinhard Haas, Gerald Kalt • Universität Graz - Wegener Center for Climate and Global Change, Andrea Damm, Karl Steininger • Landesenergiebeauftragter Tirol, Stephan Oblasser 	
Projektstart u. - Dauer	Projektstart: 01.10.2010	Dauer: 2 Monate
Berichtszeitraum	von 01.10.2010 bis 30.11.2010	
Synopsis	<p>Um den globalen Temperaturanstieg aufgrund des Klimawandels auf 2°C zu begrenzen, forderte der Rat der Europäischen Union die Treibhausgas-Emissionen um 80 % - 95 % bis 2050 gegenüber 1990 zu senken. Dies impliziert den Ausstieg aus der fossilen Energieversorgung.</p> <p>Die vorliegende Studie untersucht, ob und unter welchen Rahmenbedingungen eine 100-prozentige Versorgung Österreichs im Jahr 2050 mit eigenen erneuerbaren Energieträgern möglich ist. Hierfür wurden die Potentiale an erneuerbaren Energieträgern und mehrere Szenarien der Entwicklung der Energiedienstleistungen dargestellt. Es zeigt sich, dass mit sehr hohen Effizienzsteigerungen, deutlichem Absenken des derzeitigen Wachstums der Energiedienstleistungsnachfrage und drastischem Umstieg in den Anwendungstechnologien (z.B. Änderung im Modal Split im Verkehr) eine Versorgung Österreichs zu 100% aus eigenen erneuerbaren Energieträgern möglich ist.</p>	

Executive Summary

Ziel der Arbeit war zu untersuchen, ob und wie vor dem Hintergrund des klimapolitischen Zieles einer Absenkung der Treibhausgasemissionen um 80 % bis 95 % bis 2050 und der zunehmenden Verknappung bei fossilen Energieträgern „Energieautarkie“ in Österreich technisch machbar ist.

Energieautarkie wurde in diesem Zusammenhang wie folgt definiert: 2050 wird der gesamte Endenergiebedarf Österreichs mit heimischen erneuerbaren Energieträgern gedeckt. Energieaustausch mit anderen Ländern ist zwar in Zeiträumen von Tagen bis Wochen möglich, bleibt aber per Saldo über das Jahr gesehen Null. Pumpspeicherkraftwerke und andere Stromspeicher übernehmen keine Speicherfunktion für Österreichs Nachbarländer, sondern speichern nur die in Österreich zeitweise anfallende Stromüberproduktion. Außerdem bleibt der Rucksack an grauer Energie, den Österreich über Produktimporte netto bezieht, unberücksichtigt bzw. unverändert.

Was die zur Anwendung gelangenden Technologien betrifft, wurde eine konservative Herangehensweise gewählt: in die Analyse sind weitestgehend nur solche Technologien einbezogen, die bereits heute bekannt sind. Neue Technologien, seien es neue Energietechnologien oder Effizienzsteigerungen bei bekannten Technologien über das heute denkbare Maß hinaus, könnten helfen, ein höheres Potential an erneuerbaren Energieträgern zu erschließen und den Energiebedarf noch weiter zu senken, ohne das es zu Einbußen bei der den Energiedienstleistungen¹ kommt.

Es wurden zwei mögliche Szenarien für das Jahr 2050 dargestellt:

Im Konstanzszenario liegt der Bedarf an Energiedienstleistungen und die gesamte Bruttowertschöpfung der Industrie auf dem Niveau von 2008.

Das Wachstumsszenario unterstellt ein jährliches Wachstum dieser Energiedienstleistungen bzw. der Bruttowertschöpfung in der Industrie um 0,8 % p.a., das entspricht einem Anstieg bis 2050 um knapp 40 % gegenüber 2008.

Der Endenergiebedarf für die definierten Energiedienstleistungen ergibt sich für 2050 damit zum einen aus einer Erhöhung der Effizienz (= Energieeinsparung) von Technologien, zum andern durch eine Verschiebung hin zu verbrauchsärmeren Technologien.

¹ Energiedienstleistungen sind Leistung, für die neben Energieträgern auch Sachkapital eingesetzt wird. Beispiele sind etwa die Nachfrage nach Beleuchtung, Transport von Personen und Gütern, nach warmen Wasser oder warmen bzw. gekühlten Räumen, nach stationärem Antrieb von Motoren oder nach hohen Temperaturen zum Schmelzen von Metall.

Im Bereich der privaten Mobilität wird die Verbrauchsreduktion durch eine Verlagerung des Modal Splits und eine starke Verringerung des Flottenverbrauchs erreicht. Der verbleibende PKW-Verkehr könnte und müsste fast vollständig elektrisch bewältigt werden. Damit werden die knappen möglichen Mengen an verfügbaren heimischen Kraftstoffen aus erneuerbaren Rohstoffen für schwere Nutzfahrzeuge und Maschinen in Land- und Bauwirtschaft frei, wo eine Elektrifizierung deutlich schwieriger wäre. Verbrennungsmotorisch gefahrene Strecken müssten im Mittel mit etwa 3 Liter/100 km, elektrisch gefahrene mit ca. 0,12 kWh/km zurückgelegt werden. Zusätzlich wäre auch noch eine starke Verlagerung auf öffentlichen Verkehr und nichtmotorisierten Individualverkehr notwendig (knapp 50 % (Konstant), bzw. über 60 % (Wachstum)). Im Bereich des Güterverkehrs erfolgen eine Verringerung des Flottenverbrauchs und eine fast vollständige Verlagerung des Straßenfernverkehrs auf die Schiene bzw. Schifffahrt. Ähnliches gilt für den Flugverkehr. Insgesamt ergibt sich aus den beschriebenen Änderungen für das Konstant Szenario eine Verringerung des Energiebedarfs für Mobilität um über 70 %, im Wachstumsszenario um etwa 2/3.

Im Gebäudebereich geht durch die thermische Sanierung der durchschnittliche Heizenergiebedarf bis 2050 von derzeit etwa 144 kWh/m².a auf 61 kWh/m².a im Konstant Szenario und 49 kWh/m².a im Wachstumsszenario zurück. Der Kühlbedarf wird trotz des Klimawandels aufgrund der besseren Gebäudehüllen als leicht fallend angenommen. Der Strombedarf für Wohn- und Dienstleistungsgebäude wird sich bis 2050 insgesamt um knapp 20 % (Konstant Szenario) bzw. 7 % (Wachstumsszenario) reduzieren. Damit sinkt der Gebäudeenergiebedarf um 51 % im Konstant-, bzw. um 44 % im Wachstumsszenario. Die Beheizung des Gebäudebereichs erfolgt im Wachstumsszenario fast ausschließlich mit einer Kombination aus Wärmepumpe und Solarthermie - auf diese Weise kann die vorhandene Biomasse für Mobilität und Industrie bereit gestellt werden.

Im Produktionsbereich wird – in Anlehnung an die Vorgaben der Energieeffizienzrichtlinie der EU – von einer Effizienzverbesserung von 1 % p.a. ausgegangen, damit reduziert sich der Energiebedarf im Konstant Szenario um 35 %. Dies ist auf das stete Bestreben zurückzuführen, Produktionskosten zu senken und daraus resultierend Prozesse energieeffizienter zu gestalten. Im Wachstumsszenario sinkt der Energiebedarf trotz der jährlich um 0,8 % steigenden Bruttowertschöpfung um 2 % gegenüber 2008.

Insgesamt verringert sich der Endenergiebedarf 2050 damit gegenüber 2008 um über 50 % auf knapp 500 PJ (Konstant Szenario) bzw. knapp 40 % auf 640 PJ (Wachstumsszenario). Durch zusätzliche derzeit nicht abschätzbare Effizienzmaßnahmen könnte er noch weiter verringert werden.

Nur wenn der Energiebedarf mittels Effizienzsteigerungen und intelligenter Energienutzung derart deutlich gesenkt wird, kann Energieautarkie erreicht und Österreich vollständig mit heimischer erneuerbarer Energie versorgt werden. Biomasse und Wasserkraft decken in beiden Szenarien deutlich mehr als die Hälfte des Energiebedarfs: Im Konstant Szenario wird die Biomassenutzung von 216 PJ im Jahr 2008 um 13 % auf 244 PJ ausgeweitet und die

Stromproduktion aus Wasserkraft von derzeit 38 TWh auf knapp 45 TWh ausgebaut. Die Windkraftherzeugung steigt um mehr als das fünffache auf über 13 TWh, Photovoltaik trägt mit 16 TWh über 500-Mal mehr zur Stromproduktion bei als 2008. Auch die Wärmenutzung aus Solarthermie (Zuwachs um den Faktor 10) und Wärmepumpen (Faktor 8) erhöht sich gegenüber dem Basisjahr markant.

Im Wachstumsszenario werden die erneuerbaren Energiepotenziale noch stärker ausgeschöpft: Die Biomasseproduktion erhöht sich um 36 % auf 293 PJ und schöpft damit 95 % des verfügbaren Potenzials aus, wenn angenommen wird, dass nur landwirtschaftliche Überschussflächen genutzt werden und die Flächen für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion gegenüber 2008 konstant bleiben. Die Wasserkraft wird auf fast 50 TWh ausgebaut und nutzt damit knapp 90 % des mit 56 TWh/a angegebenen ausbauwürdigen Potenzials. Das Windkraftpotenzial ist mit über 14 TWh/a, das Photovoltaikpotenzial mit fast 20 TWh/a ebenso zu 80 bzw. 85 % genutzt. Ähnliches gilt für die Nutzung von Solarthermie (75 PJ). Das nutzbare Potential der oberflächennahen Geothermie (68 PJ) ist durch den Strombedarf der zur Nutzbarmachung erforderlichen Wärmepumpen limitiert. Zusätzlich leistet in diesem Szenario als weitere erneuerbare – und aus heutiger Sicht noch als extrem teuer zu bewertende – Energiequelle die „Tiefe Geothermie“ mit 71 PJ einen deutlichen Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs.

Energieautarkie für Österreich 2050 ist machbar, wenn unter den eingangs dargestellten genannten Technologieannahmen die Nachfrage nach Energiedienstleistungen höchstens im angenommenen moderaten Ausmaß wächst. Die Berechnungen zeigen weiters, dass der Spielraum für eine Versorgung zu 100 Prozent aus erneuerbare Energieträgern relativ klein ist. Bei einer weiteren Erhöhung des Energiedienstleistungsniveaus oder bei geringeren als die in dieser Studie angenommenen Effizienzsteigerungen stößt man an die Grenzen der vorhanden Potentiale an erneuerbaren Energieträgern.

Die für Energieautarkie notwendigen Rahmenbedingungen wären in weiteren Studien noch genauer zu analysieren. Klar ist aber, dass ein solcher Umstieg engagierte, klare und eindeutige politische Entscheidungen auf allen Ebenen erfordert. Das betrifft u.a. ökonomische Instrumente (z.B. Energiepreise), Vorschriften, Infrastrukturinvestitionen (v.a. im Bereich Mobilität, Stromnetzinfrastuktur, Energiespeicher), verstärkte Energieforschungsanstrengungen, etc. Weiters müsste diese Entwicklung seitens der Bevölkerung unterstützt werden durch Akzeptanz für die notwendigen Maßnahmen und durch einen gesellschaftlichen Wertewandel.

Kurzfassung

Um den globalen Temperaturanstieg aufgrund des Klimawandels auf 2°C zu begrenzen, forderte der Rat der Europäischen Union (2009) alle Verhandlungsparteien der Klimakonferenz in Kopenhagen auf, sich das 2°C Ziel zu eigen zu machen. Die Industrieländer müssten ihre Treibhausgas-Emissionen um mindestens 80 % bis 95 % bis 2050 gegenüber dem Niveau von 1990 absenken. Eine ähnliche Empfehlung gaben die Spitze der G8 bei ihrem Treffen 2009 in L'Aquila ab. Dies impliziert den Ausstieg aus der fossilen Energieversorgung. Die vorliegende Studie untersucht, ob und unter welchen Rahmenbedingungen im Zeithorizont 2050 eine 100-prozentige Versorgung Österreichs mit eigenen erneuerbaren Energieträgern möglich ist.

Generelle Annahmen für die Studie:

- Österreich wird im Jahr 2050 zu 100 % aus heimischen erneuerbaren Energieträgern versorgt.
- Es wird angenommen, dass der derzeit gegebene Netto-Energieimport in Form von grauer Energie in Gütern nicht weiter zunimmt. Österreich importiert derzeit deutlich mehr Energie in Form von grauer Energie in Gütern als es auf ebendiese Weise exportiert. Würden diese Netto-Bilanzierung mit dem Ausland via „Energie in Gütern“ berücksichtigt, wäre Österreichs Verbrauch an fossiler Energie derzeit um 44 % höher als in der Energiestatistik ausgewiesen. Dieser Umstand ist auch für die Interpretation des Begriffs „Energieautarkie“ und das in dieser Studie entwickelte Szenario relevant.
- Es werden nur landwirtschaftliche Überschussflächen zur Deckung mit erneuerbaren Energieträgern herangezogen. Der landwirtschaftliche Flächenbedarf Österreichs für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion wird konstant gelassen.
- Energieaustausch mit den EU-Nachbarländern wird im Import/Export auf Tages- und Wochenbasis zugelassen – im Jahresmittel beträgt der Import/Exportsaldo Null.
- Was die Speicherung von Elektrizität betrifft wird angenommen, dass Österreich nur die nationale Überproduktion an Strom im Sommer in eigenen Pumpspeicherkraftwerken oder chemischen Speichern zwischenspeichern braucht.

Die mögliche zukünftige Rolle von Smart Grids zur Vernetzung von (dezentralen) Erzeugern, Speichern und Verbrauchern wird in der Studie nur insofern berücksichtigt, als dies eine notwendige Voraussetzung zur Aufrechterhaltung des heute hohen Niveaus der Versorgungssicherheit darstellt und den Ausgleich elektrischer Energie über mehrere Stunden bis zu wenigen Tagen gewährleistet.

Potentiale erneuerbarer Energieträger

Die technischen Potentiale an erneuerbaren Energieträgern wurden basierend auf vorhandenen Studien und der Literatur erhoben. Die Potentiale wurden in den betrachteten Szenarien nicht voll ausgeschöpft, da dies unter den getroffenen Annahmen nicht erforderlich war.

Berücksichtigte erneuerbare Energieträger

- Biomasse (Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Grünabfälle, Klärschlamm und Schwarzlauge, Reststoffe von Industrie und Gewerbe, Altspeiseöle und Fette). Die Biomasse kann in Nieder- und Hochtemperaturwärme, Elektrizität, Biogas und synthetisches Gas und Kraftstoffe umgewandelt werden. Allerdings wird die stoffliche Verwertung der Biomasse (als Baustoff und Industrierohstoff) auch weiterhin als prioritär erachtet und dementsprechend bei der Ermittlung des für die energetische Nutzung verfügbaren Potentials berücksichtigt.
- Wasserkraft und ihre Umwandlung in Elektrizität und als Tages- und Saisonspeicher für Elektrizität über Pumpspeicherkraftwerke.
- Windenergie und ihre Umwandlung in Elektrizität sowie ihre tages- und saisonale Speichernotwendigkeit.
- Photovoltaik und ihre Umwandlung in Elektrizität sowie ihre tages- und saisonale Speichernotwendigkeit.
- Solarthermie und ihre Nutzungsmöglichkeit für Niedertemperaturwärme in Gebäuden und Produktion.
- Oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme und ihre Nutzungsmöglichkeit über Wärmepumpen (mit dem entsprechenden Bedarf an Elektrizität) für Niedertemperaturwärme in Gebäuden und Produktion.
- Tiefe Geothermie und ihre Nutzungsmöglichkeit für Wärme und Elektrizität.
- Nicht biogene Abfälle werden nicht berücksichtigt, da für 2050 von einer stark erhöhten stofflichen Recyclingquote ausgegangen wird.

Berücksichtigte Umwandlungstechnologien von Primär- auf Sekundärenergieträger

- Kraft-Wärme-Koppelung
- Anlagen zur Herstellung von Bioethanol aus Biomasse
- Anlagen zur Vergasung und Biogas (Methan) aus Biomasse
- Anlagen zur Herstellung von 2nd generation fuels (FT-Diesel, Biomethan)
- Anlagen zur Herstellung von Kraftstoffen und Methan aus Elektrizität und CO₂ der Atmosphäre (Erneuerbares Methan, höherkettige Kohlenwasserstoffe aus Elektrizität und CO₂)

Struktur des Energiebedarfs und der Effizienz

Der Energiebedarf wurde in den Sektoren Gebäude und Mobilität über Energiedienstleistungen (m² erwärmte/gekühlte Gebäudefläche, Personen- bzw. Tonnenkilometer) definiert. Mit diesem Ansatz können bei gegebenem Gebäudekomfort und Mobilitätsbedürfnis der Bevölkerung sowohl die Effizienzerhöhung bei Gebäuden (Energiebedarfsreduktion durch hochwertige Gebäudesanierung und Passivhäuser im Neubau) und der Mobilität (Senkung des Flottenverbrauchs) als auch die Deckung über andere Technologien (Öffentlicher Verkehr, nichtmotorisierter Individualverkehr) gleichberechtigt mit dem Einsatz erneuerbarer

Energieträger über verschiedene Technologiepfade berücksichtigt werden. Im Bereich der Produktion wurde aufgrund fehlender Werte ein anderer Zugang gewählt. Hier wurde im Zuge der Betrachtungen der Energiebedarf einzelnen Energiebedarfskategorien nach ÖNACE zugeordnet, da das Energiedienstleistungskonzept aufgrund der Vielfalt an Outputs für den Produktionsbereich nicht angewandt werden kann.

Szenarien des Energiebedarfs und deren Grundannahmen

Die Bandbreite des Bedarfs an Energiedienstleistungen für das Jahr 2050 wurde über drei Szenarien dargestellt, wobei nur das Konstant- und Wachstumsszenario durchgängig berechnet wurden:

- **Konstantsszenario:** Niveau der Energiedienstleistung von Mobilität und Gebäuden bzw. Bruttowertschöpfung der Industrie 2050 wie 2008.
- **Wachstumsszenario:** konstantes Wachstum der Energiedienstleistung von Mobilität und Gebäuden und Bruttowertschöpfung der Industrie bis 2050 0,8 % p.a., d. h. Anstieg um knapp 40 % gegenüber 2008.
- **Effizienz-Wachstum:** wie Wachstumsszenario aber mit erhöhter Effizienz.

Der Endenergiebedarf für die definierten Energiedienstleistungen ergibt sich für 2050 damit zum einen aus einer Erhöhung der Effizienz (= Energieeinsparung) von Technologien, zum anderen durch eine Verschiebung hin zu verbrauchsärmeren Technologien.

Im Bereich der privaten Mobilität kann der Energieverbrauch durch eine Verlagerung des Modal Splits und eine starke Verringerung des Flottenverbrauchs nachhaltig verringert werden. Der PKW-Verkehr könnte und müsste hohe Anteile elektrisch bewältigen. Damit werden die knappen möglichen Mengen an verfügbaren heimischen Kraftstoffen aus erneuerbaren Rohstoffen für schwere Nutzfahrzeuge und Maschinen in Land- und Bauwirtschaft frei, wo eine Elektrifizierung deutlich schwieriger wäre. Bei PKW ergibt sich so ein hoher Anteil von Plug-In Hybridfahrzeugen und reinen Elektrofahrzeugen. Verbrennungsmotorisch gefahrene Strecken müssten im Mittel mit etwa 3 ltr/100 km, elektrisch gefahrene Kilometer mit ca. 0,12 kWh/km zurückgelegt werden. Zusätzlich erfolgt auch noch eine starke Verlagerung auf öffentlichen Verkehr (ÖV) und nichtmotorisierten Individualverkehr (NMIV) auf einen Anteil von knapp 50 % (Konstant), bzw. über 60 % (Wachstum). Im Bereich des Güterverkehrs erfolgt eine fast vollständige Verlagerung des Straßenfernverkehrs auf die Schiene bzw. Schifffahrt und eine Verringerung des Flottenverbrauchs. Betrachtet werden auch mobile Maschinen und Geräte, Flugverkehr und Pipelines. Der regionale Flugverkehr wird in beiden Szenarien fast vollständig auf die Schiene verlagert. Insgesamt ergibt sich aus den beschriebenen Änderungen für das Konstantsszenario eine Verringerung des Energiebedarfs für Mobilität um über 70 %, im Wachstumsszenario um etwa 2/3. Abb. 0.1 zeigt den Endenergiebedarf im Bereich Mobilität für 2008 und für die beiden gerechneten Szenarien.

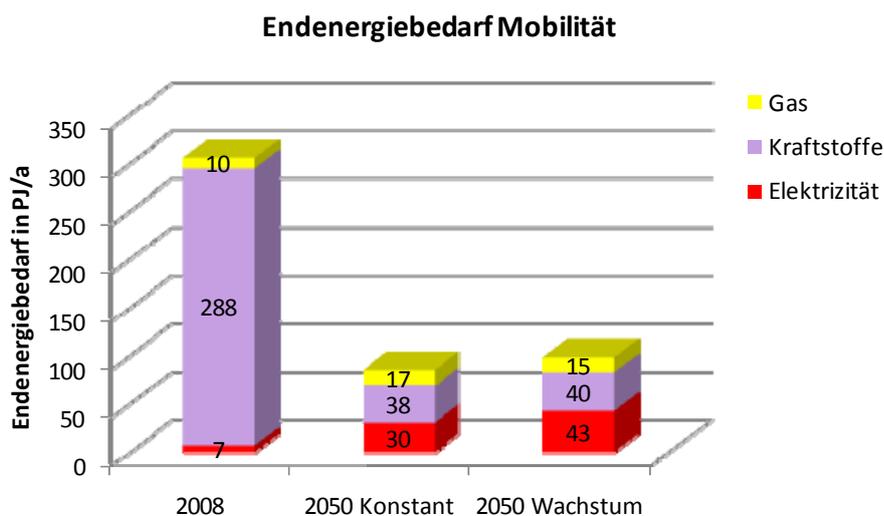


Abb.: 0.1 Endenergiebedarf der Mobilität 2008 und für die beiden Szenarien für 2050

Im Gebäudebereich geht durch die thermische Sanierung der durchschnittliche Heizenergiebedarf von derzeit etwa 144 kWh/m².a auf 61 kWh/m².a im Konstantenszenario und auf 49 kWh/m².a im Wachstumsszenario bis 2050 zurück. Der Kühlbedarf wird trotz des Klimawandels aufgrund der besseren Gebäudehüllen als leicht fallend angenommen. Der Strombedarf für Wohn- und Dienstleistungsgebäude wird sich bis 2050 insgesamt um knapp 20 % (Konstantenszenario) bzw. 7 % (Wachstumsszenario) reduzieren. Damit sinkt der Gebäudeenergiebedarf um 51 % im Konstant-, bzw. um 44 % im Wachstumsszenario. Die Beheizung des Gebäudebereichs erfolgt im Wachstumsszenario fast ausschließlich mit einer Kombination aus Wärmepumpe und Solarthermie – auf diese Weise kann die vorhandene Biomasse für Mobilität und Industrie bereit gestellt werden. Abb. 0.2 zeigt den Endenergiebedarf im Bereich Gebäude für 2008 und für die beiden gerechneten Szenarien.

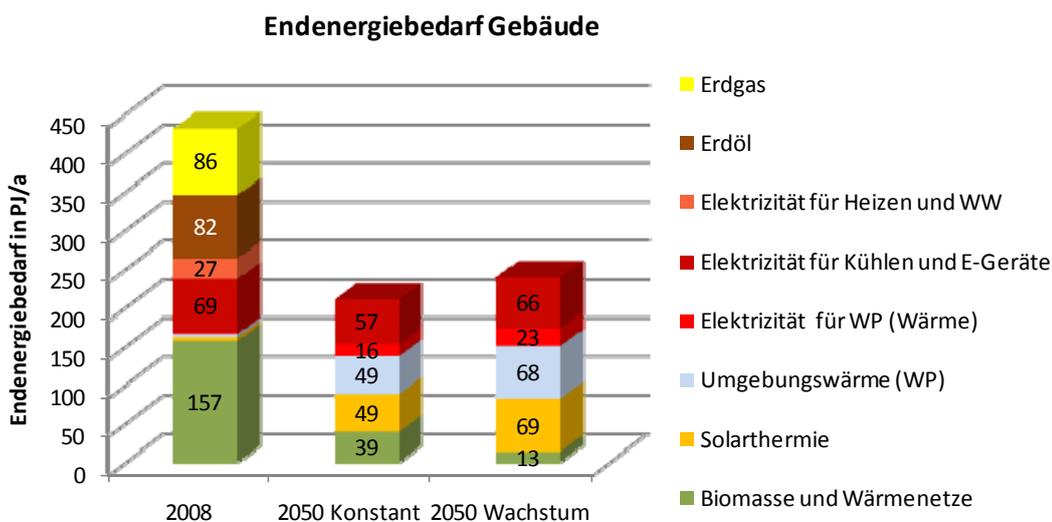


Abb.: 0.2 Endenergiebedarf der Gebäude 2008 und für die beiden Szenarien für 2050 (WW: Warmwasser, WP: Wärmepumpe)

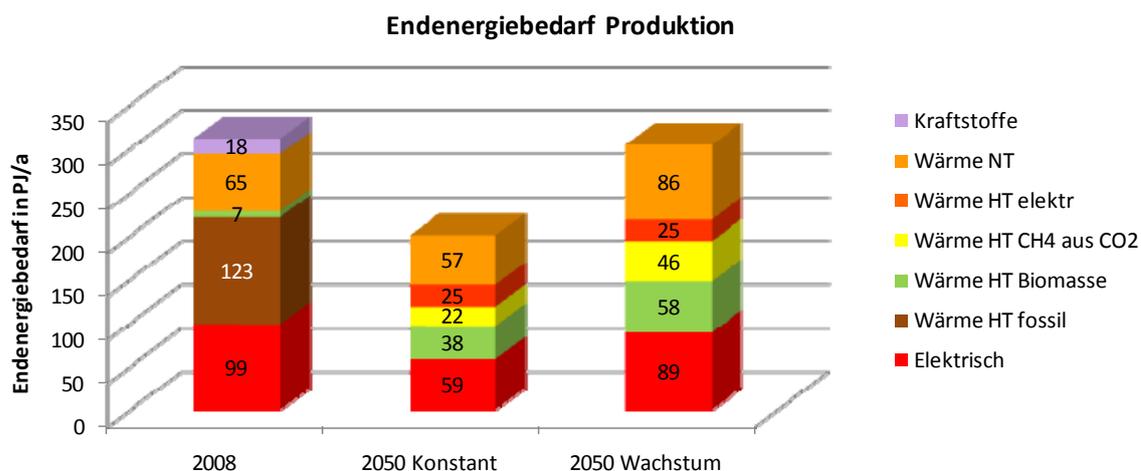


Abb.: 0.3 Endenergiebedarf der Produktion 2008 und für die beiden Szenarien für 2050 (NT: Niedertemperatur, HT: Hochtemperatur)

Im Produktionsbereich wird – in Anlehnung an die Vorgaben der Energieeffizienzrichtlinie der EU – von einer Effizienzverbesserung von 1 % p.a. ausgegangen, damit reduziert sich der Energiebedarf im Konstantenszenario um 35 %. Dies ist auf das stete Bestreben zurückzuführen, Produktionskosten zu senken und daraus resultierend Prozesse energieeffizienter zu gestalten. Im Produktions-Wachstumsszenario sinkt trotz einer angenommenen jährlich um 0,8 % steigenden Bruttowertschöpfung der Energiebedarf um 2,3 % bis 2050 gegenüber 2008. Abb. 0.3 zeigt den Endenergiebedarf im Bereich Produktion für 2008 und für die beiden gerechneten Szenarien.

Insgesamt verringert sich der Endenergiebedarf 2050 damit von ca. 1.100 PJ im Jahr 2008 um 53 % auf 497 PJ (Konstantenszenario) bzw. 38 % auf 647 PJ (Wachstumsszenario). Durch zusätzliche, heute nicht absehbare, Effizienzmaßnahmen könnte er noch weiter verringert werden.

Nur wenn der Energiebedarf mittels Effizienzsteigerungen und intelligenter Energienutzung so deutlich wie hier angenommen gesenkt wird, kann Energieautarkie erreicht und Österreich vollständig mit heimischer erneuerbarer Energie versorgt werden.

Energiesystem 2050 für das Konstantenszenario und das Wachstumsszenario

Abb. 0.4 zeigt das Energiesystem für das Konstantenszenario und Abb. 0.5 für das Wachstumsszenario. Biomasse und Wasserkraft decken in beiden Szenarien deutlich mehr als die Hälfte des Energiebedarfs.

Im Konstantenszenario wird die Biomassenutzung von 216 PJ im Jahr 2008 um 13 % auf 244 PJ ausgeweitet und die Stromproduktion aus Wasserkraft von derzeit 38 TWh auf knapp 45 TWh ausgebaut. Die Windkraftherzeugung steigt um mehr als das fünffache auf über 13 TWh,

Photovoltaik trägt mit 16 TWh über 500-Mal mehr zur Stromproduktion bei als 2008. Auch die Wärmenutzung aus Solarthermie (Zuwachs um den Faktor 10) und Wärmepumpen (Faktor 8) erhöht sich gegenüber dem Basisjahr markant.

Im Wachstumsszenario werden die erneuerbaren Energiepotenziale noch stärker ausgeschöpft: Die Biomasseproduktion erhöht sich um 36 % auf 293 PJ und schöpft damit 95 % des verfügbaren Potenzials aus – dabei wird angenommen, dass nur landwirtschaftliche Überschussflächen genutzt werden und die Flächen für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion gegenüber 2008 konstant bleiben. Die Wasserkraft wird auf 177 PJ (fast 50 TWh) ausgebaut und nutzt damit knapp 90 % des mit 56 TWh/a angegebenen ausbauwürdigen Potenzials. Das Windkraftpotenzial ist mit über 14 TWh/a, das Photovoltaikpotenzial mit fast 20 TWh/a ebenso zu 80 bzw. 85 % genutzt. Ähnliches gilt für die Nutzung von Solarthermie (75 PJ). Oberflächennahe Geothermie (68 PJ) ist durch den Strombedarf in ihrer Nutzung limitiert. Zusätzlich leistet in diesem Szenario mit der Stromerzeugung aus „Tiefer Geothermie“ eine weitere erneuerbare – und aus heutiger Sicht noch als extrem teuer zu bewertende – Energiequelle mit 71 PJ einen deutlichen Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs.

An neuen Umwandlungstechnologien kommt die Erzeugung von CH₄ und längerkettigen Kohlenwasserstoffen aus Elektrizität und CO₂ sowie die Erzeugung von 2nd generation fuels aus Biomasse zum Einsatz.

Die notwendigen ökonomischen und organisatorischen Randbedingungen zur Erreichung des Ausbaus dieser Technologien sollten in weiteren Studien untersucht werden.

Nicht im Flussbild eingetragen ist der notwendige Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke zum Ausgleich der Volatilität der Stromerzeugung von Photovoltaik, Wasserkraft und Windenergie. Die derzeitige Pumpspeicherleistung von etwa 3,8 GW würde sich im Konstant Szenario auf 7 GW und im Wachstums Szenario auf 9 GW erhöhen.

Maßnahmen

Die für Energieautarkie notwendigen Rahmenbedingungen erfordern engagierte, klare und eindeutige politische Entscheidungen und Weichenstellungen. Das betrifft u.a. ökonomische Instrumente (z.B. Energiepreise), Vorschriften, Infrastrukturinvestitionen (v.a. im Bereich Mobilität, Stromnetzinfrastuktur; Energiespeicher) und verstärkte Energieforschungsanstrengungen. Um die soziale Akzeptanz für die zu ergreifenden Maßnahmen zu erhöhen sind zielgruppenspezifisch abgestimmte Informationsaktivitäten sowie bewusstseinsbildende Maßnahmen zu initiieren. Es ist sorgfältig abzuwägen, ob höhere Potentialerschließungen oder aber weiter reichende Effizienzanstrengungen höhere Akzeptanz finden.

Die starke Erhöhung der Effizienz durch Verringerung des Flottenverbrauchs der Mobilität (sprich kleinere und effizientere private Fahrzeuge) ist zwar eine Maßnahme, die jedem Privaten eine Kostenersparnis bringt, jedoch einen gesellschaftlichen Wertewandel erfordert. Die Verlagerung des Güter-Fernverkehrs von der Straße auf die Schiene sowie des Personen-

und Güterverkehrs vom Flugverkehr auf die Schiene würde einen starken Ausbau der Infrastruktur der Bahn erfordern.

Die Einsparungen im Bereich Gebäude und Produktion werden vergleichsweise einfacher zu erreichen sein. Die Erhöhung der Rate für hochwertige thermische Sanierungen im Gebäudebereich auf die von der Bundesregierung bereits in der Energiestrategie skizzierten 3 % p.a. ist jedenfalls notwendig. Im Produktionsbereich ist die Reduktion des Energiebedarfs auf die ständige Verbesserung der Produktionsprozesse zurückzuführen, die Entwicklung und Marktdurchdringung effizient gestalteter technologischer Lösungen leistet dazu einen erheblichen Beitrag. Mit dieser Effizienzsteigerung in allen Sektoren kann der verbleibende Energiebedarf durch erneuerbare Energieträger gedeckt werden.

Die Berechnungen zeigen, dass Energieautarkie in Österreich machbar ist, aber der Spielraum relativ klein ist. Dies liegt u.a. daran, dass Österreich – etwa im Unterschied zu andern EU-Mitgliedstaaten – über keine Möglichkeiten der Offshore-Windenergienutzung verfügt sowie aufgrund des geringen Direktstrahlungsanteils von der Sonne keine solarthermische Stromerzeugung einsetzen kann. Bei einer noch weiteren Erhöhung des Energiedienstleistungsniveaus oder bei geringeren als die in dieser Studie angenommenen Effizienzsteigerungen stößt man an die Grenzen der vorhandenen Potentiale an erneuerbaren Energieträgern.

Aussagen hinsichtlich Kosten und Nutzen auf makroökonomischer Ebene sind derzeit noch verfrüht und erfordern noch weitere Analysen.

Energieflussbild Österreich 2050 100 % energieautark
konstante Energiedienstleistung 2008 - 2050

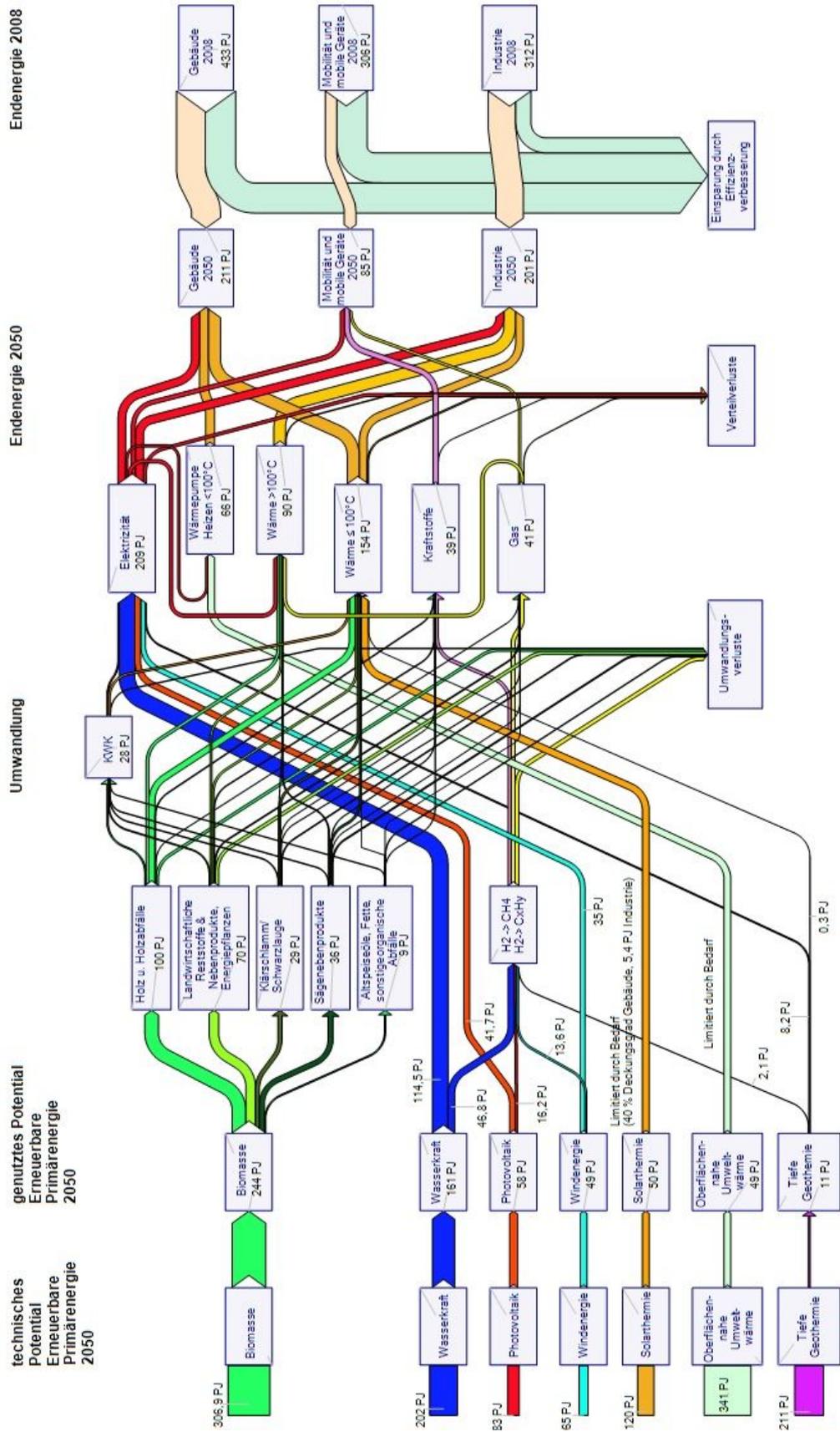


Abb.: 0.4 Energieflussbild Österreich 2050 mit Energieautarkie für konstante Energiedienstleistung bis 2050

Energieflussbild Österreich 2050 100 % energieautark
Wachstum der Energiedienstleistung um 0,8 %/a

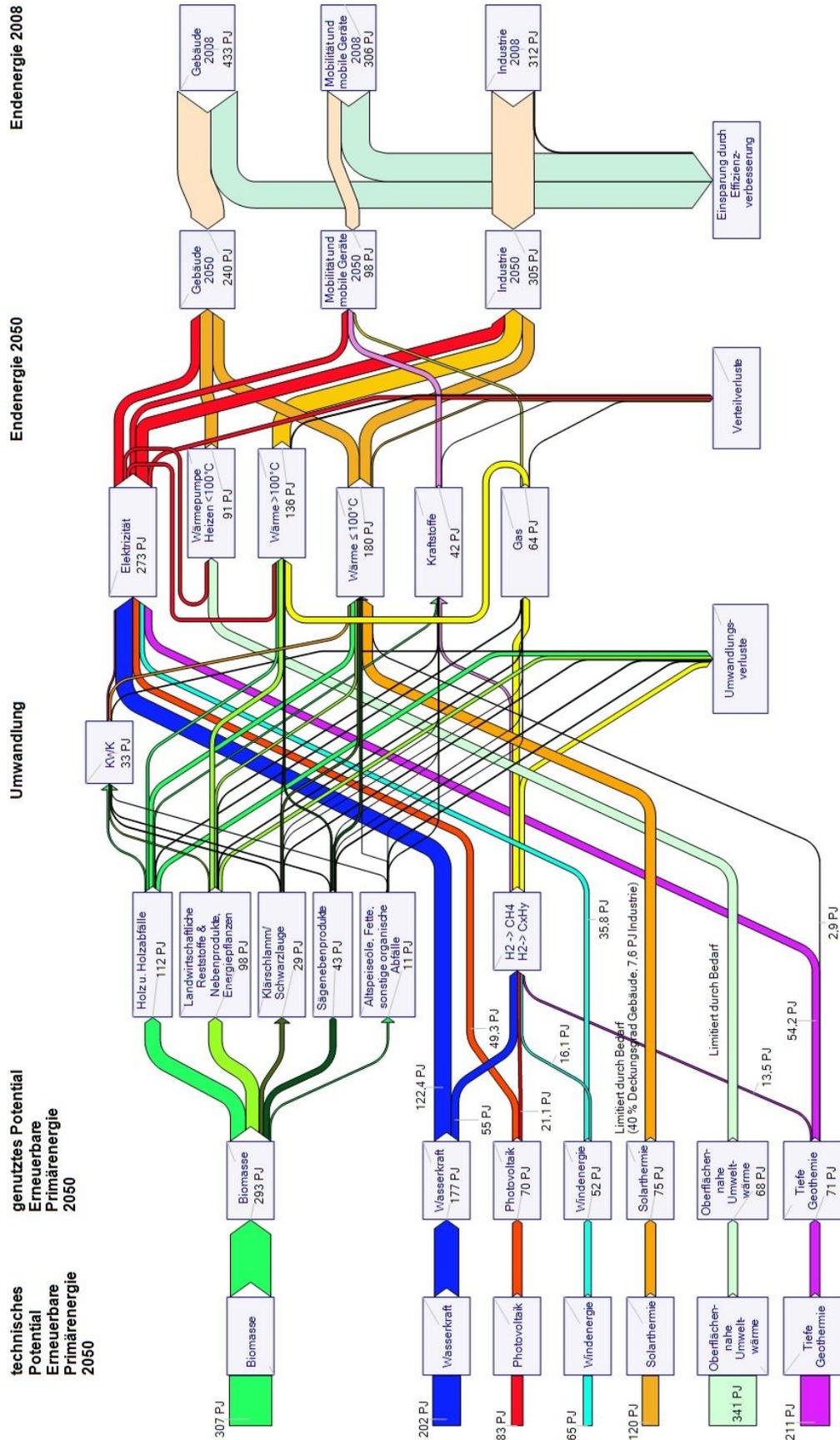


Abb.: 0.5 Energieflussbild Österreich 2050 mit Energieautarkie für ein Wachstum der Energiedienstleistung mit 0,8 %/a

Inhalt

1	Ausgangslage des bisherigen Energiebedarfs und Nutzung Erneuerbarer Energieträger sowie generelle Annahmen für die Studie.....	1
1.1	Einleitung und generelle Annahme für die Studie.....	1
1.2	Endenergiebedarf nach Sektoren und Nutzung erneuerbarer Energieträger 2008.....	5
1.2.1	Von der Primärenergie zur Nutzenergie – der Energiefluss Österreichs.....	5
1.2.2	Energieaufbringung.....	5
1.2.3	Energie und Wirtschaft.....	11
2	Technische Darstellung des Umwandlungssektors 2008 und 2050	15
2.1	Kraftwerke, Kraft-Wärme-Koppelung (KWK).....	15
2.2	Netze und Infrastrukturen, (Smart-Grids, Speicher etc.).....	17
2.3	Anlagen für die Bereitstellung synthetischer Gase und Treibstoffe aus Biomasse, 2008, 2050	19
2.4	Gasförmige und flüssige Kraftstoffe aus Strom, H ₂ O und CO ₂	21
2.4.1	Flüssige Treibstoffe aus Strom, H ₂ O und CO ₂	21
2.4.2	Methan aus Strom und CO ₂	24
2.4.3	Photosynthetische Verfahren zur Herstellung flüssiger Treibstoffe aus CO ₂	25
2.4.4	Folgerungen	27
3	Definition der nachhaltig verfügbaren Potenziale Erneuerbarer Energieträger	28
3.1	Potenzialdefinition (adaptiert nach Kaltschmitt, Streicher, 2009)	28
3.2	Angewandte Potenzialdefinitionen	30
3.3	Biomasse Aufkommen und Umwandlungsmöglichkeiten (nach Kaltschmitt, Streicher 2009).....	31
3.3.1	Potenziale.....	31
3.3.2	Theoretisches Biomasse-Potenzial	31
3.3.3	Technisches Biomasse-Angebotspotenzial	32
3.3.4	Forstwirtschaft.....	33
3.3.5	Klärschlamm und Schwarzlauge	34
3.3.6	Landwirtschaft Grünland, Landschaftspflegeholz, Energiepflanzen, Bio – und Grünabfälle	35
3.3.7	Altspeiseöle, Fette, sonstige organische Abfälle	38
3.4	Wasserkraft (nach Kaltschmitt, Streicher, 2009)	39

3.5	Solarthermie (nach Kaltschmitt, Streicher, 2009).....	41
3.6	Photovoltaik (nach Kaltschmitt, Streicher, 2009)	46
3.7	Windenergie (nach Kaltschmitt, Streicher, 2009).....	51
3.8	Oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme nach Kaltschmitt, Streicher, (2009)	54
3.9	Tiefe Geothermie (nach Kaltschmitt, Streicher, 2009)	58
3.9.1	Wärmebereitstellung	59
3.9.2	Strombereitstellung	61
4	Bedarf an und technologische Möglichkeit der Deckung von Energiedienstleistungen 2050	64
4.1	Generelle Annahmen	64
4.2	Transport und mobile Maschinen.....	64
4.2.1	Energiedienstleistungen Mobilität.....	64
4.2.2	Technologien in der Mobilität	68
4.2.3	Energieverbrauch und Einfluss auf die Energiedienstleistungsqualität	71
4.3	Gebäude	73
4.3.1	Energiedienstleistungen Gebäude.....	73
4.3.2	Technologien für die energetische Gebäudeversorgung	81
4.4	Produktion.....	84
4.4.1	Parameter der Szenarien	85
4.4.2	Energiebedarfsbereiche Produktion	86
4.4.3	Technologien für die Energieversorgung der Produktion	91
5	Energiefluss Österreich aus rein Erneuerbaren Energieträgern.....	94
5.1	Energieflussdiagramm 2050 für beide Szenarien	94
5.2	Endenergiebedarf Zusammenfassung	97
5.3	Notwendiger Umwandlungssektor von primären zu sekundären Energieträgern Zusammenfassung	101
5.4	Verteilung der Energieträger	102
5.5	Notwendige Energiespeicherkapazitäten	103
5.5.1	Konstant Szenario	103
5.5.2	Wachstums Szenario.....	105

6	Notwendige wichtigste Maßnahmen zur Erreichung der Energieautarkie (Qualitativ).....	107
6.1	Übergeordnete Maßnahmen	107
6.2	Gebäude	108
6.3	Verkehr	108
6.4	Produktion.....	109
6.5	Energiewirtschaft	110
7	Zusammenfassung	113

1 Ausgangslage des bisherigen Energiebedarfs und Nutzung Erneuerbarer Energieträger sowie generelle Annahmen für die Studie

1.1 Einleitung und generelle Annahme für die Studie

Um den globalen Temperaturanstieg aufgrund des Klimawandels auf 2°C zu begrenzen, forderte der Rat der Europäischen Union (2009) alle Verhandlungsparteien der Klimakonferenz in Kopenhagen auf, sich das 2°C Ziel zu eigen zu machen. Die Industrieländer müssten ihre Treibhausgas-Emissionen um mindestens 80 % bis 95 % bis 2050 gegenüber dem Niveau von 1990 absenken. Eine ähnliche Empfehlung gaben die Führer der G8 bei ihrem Treffen 2009 in L'Aquila ab. Dies impliziert den Ausstieg aus der fossilen Energieversorgung. Die vorliegende Studie untersucht, ob und unter welchen Rahmenbedingungen im Zeithorizont 2050 eine 100-prozentige Versorgung Österreichs mit eigenen erneuerbaren Energieträgern möglich ist.

Mit Oktober 2010 wurden die Autoren seitens des BMLFUW beauftragt, ein Szenario zur vollständigen Versorgung Österreichs mit eigenen Erneuerbaren Energieträgern (Energieautarkie) zu entwickeln. Hierbei sollten insbesondere die Verbrauchssektoren

- Gebäude
- Mobilität
- Produktion

betrachtet werden. Die möglichen nachhaltig verfügbaren Potentiale erneuerbarer Energieträger in Österreich für die Studie werden in Kapitel 3.1 definiert. Ökonomische Aspekte wurden bei der Potentialermittlung nicht betrachtet.

Hiermit wird erstmals untersucht, unter welchen Umständen und mit welchen notwendigen organisatorischen, technischen und politischen Umschichtungen eine solche Energieautarkie für Österreich erreichbar wäre.

Generelle Annahmen für die Studie

- Österreich wird im Jahr 2050 zu 100 % aus heimischen erneuerbaren Energieträgern versorgt.
- Es wird unterstellt, dass der derzeit gegebene Netto-Energieimport in Form von grauer Energie in Gütern nicht weiter zunimmt. Österreich importiert derzeit deutlich mehr Energie in Form von grauer Energie in Gütern als es auf ebendiese Weise exportiert. Würde diese Netto-Bilanzierung mit dem Ausland via „Energie in Gütern“ berücksichtigt, wäre Österreichs Verbrauch an fossiler Energie derzeit um 44 % höher als in der Energiestatistik ausgewiesen. Dieser Umstand ist auch für die Interpretation des Begriffs „Energieautarkie“ und das in dieser Studie entwickelte Szenario höchst relevant.

- Es werden nur landwirtschaftliche Überschussflächen zur Deckung mit erneuerbaren Energieträgern herangezogen. Die landwirtschaftliche Fläche Österreichs für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion wird konstant gelassen. Diese Annahme könnte bei einem verstärkten Bevölkerungswachstum oder geänderter Bewirtschaftungsweise nicht haltbar sein.
- Energieaustausch mit den EU-Nachbarländern wird im Import/Export auf Tagesbasis und Wochenbasis zugelassen – im Jahresmittel beträgt der Import/Exportsaldo Null.
- Österreich wird bei Elektrizität Saisonspeicherung für andere EU-Mitgliedstaaten übernehmen müssen und nur temporär in das Ausland auslagern können. Für diese Studie wird vereinfachend angenommen, dass Österreich nur die eigene nationale Überproduktion an Strom im Sommer in eigenen Pumpspeicherkraftwerken oder chemischen Speichern zwischen zu speichern braucht und damit keinen Speicher-aufgaben für andere europäische Länder übernimmt.
- Die mögliche zukünftige Rolle von Smart Grids zur Vernetzung von (dezentralen) Erzeugern, Speichern und Verbrauchern wird in der Studie nur insofern berücksichtigt, als dies eine notwendige Voraussetzung zur Aufrechterhaltung des heute hohen Niveaus der Versorgungssicherheit darstellt und den Ausgleich elektrischer Energie über mehrere Stunden bis zu wenigen Tagen gewährleistet.

Darstellung des heutigen Energiesystems (Kapitel 1)

Die Struktur des Energiesystems Österreichs 2008 wird basierend auf den Daten der Statistik Austria, der e-control und anderen Quellen dargestellt.

Darstellung des Umwandlungssektors von Primär- in Sekundärenergieträger (Kapitel2)

- Folgende relativ neue Energieumwandlungstechnologien werden besonders beschrieben.
 - Bioethanol aus Biomasse
 - 2nd generation fuels (FT-Diesel, Biomethan)
 - Kraftstoffe und Methan aus Elektrizität und CO₂ der Atmosphäre (Erneuerbares Methan, höherkettige Kohlenwasserstoffe aus Elektrizität und CO₂)

Berücksichtigte Erneuerbare Energieträger (Kapitel 3)

- Biomasse (Forstwirtschaft, Landwirtschaft und Grünabfälle, Klärschlamm und Schwarzlauge, Reststoffe von Industrie und Gewerbe, Altspeiseöle und Fette). Die Biomasse kann in Nieder- und Hochtemperaturwärme, Elektrizität, Biogas und synthetisches Gas und Kraftstoffe umgewandelt werden. Allerdings wird die stoffliche Verwertung der Biomasse als Baustoff und Industrierohstoff als prioritär erachtet und dies wird bei der Ermittlung des für die energetische Nutzung verfügbaren Potentials berücksichtigt.

- Wasserkraft und ihre Umwandlung in Elektrizität und als Tages- und Saisonspeicher für Elektrizität über Pumpspeicherkraftwerke.
- Windenergie und ihre Umwandlung in Elektrizität sowie ihre tages- und saisonale Speichernotwendigkeit.
- Photovoltaik und ihre Umwandlung in Elektrizität sowie ihre tages- und saisonale Speichernotwendigkeit.
- Solarthermie und ihre Nutzungsmöglichkeit für Niedertemperaturwärme in Gebäuden und Produktion.
- Oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme und ihre Nutzungsmöglichkeit über Wärmepumpen (mit dem entsprechenden Bedarf an Elektrizität) für Niedertemperaturwärme in Gebäuden und Produktion.
- Tiefe Geothermie und ihre Nutzungsmöglichkeit für Wärme und Elektrizität.
- Nicht biogene Abfälle werden nicht berücksichtigt, da für 2050 von einer stark erhöhten stofflichen Recyclingquote ausgegangen wird.

Technologien zur Umwandlung (Kapitel 4)

An Technologien zur Energieumwandlung werden heute verfügbare Technologien bzw. sehr wahrscheinliche Technologien für 2050 angenommen.

- Betrachtete Wärmeumwandlungstechnologien:
 - Wärme (Niedertemperatur und Mitteltemperatur Prozesswärme (100 – 400°C) aus Biomasse
 - Niedertemperatur aus Wärmepumpen aus oberflächennaher Umweltwärme und Strom
 - Niedertemperatur aus Solarthermie
 - Niedertemperatur aus tiefer Geothermie
- Betrachtete Elektrizitätserzeugungstechnologien
 - Strom aus Biomasse über KWK (mit Wärmeauskoppelung hin zu Niedertemperaturwärme)
 - Wasserkraft
 - Windenergie
 - Photovoltaik
 - Tiefe Geothermie mit Wärme-Kraft Prozessen
- Die Umwandlungswirkungsgrade werden für 2008 aus der Literatur übernommen (z.B. Nutzenergieanalyse Österreich 2008 (Statistik Austria 2010))

Definition der zu deckenden Energiedienstleistung (Kapitel 4)

Der Energiedienstleistungsbedarf wird in der Studie folgendermaßen definiert:

- Gebäude: m² konditionierter Wohn-, Büro- und Gewerbenutzflächen
- Mobilität: Personenverkehr: km/a, Güterverkehr tkm/a,

- Produktion: Bruttowertschöpfung (aufgrund fehlender Detailangaben der Energiedienstleistungen)

Mit diesem Ansatz können bei gegebenem Gebäudekomfort und Mobilität der Bevölkerung sowohl die Effizienzerhöhung bei Gebäuden (Energiebedarfsreduktion durch hochwertige Gebäudesanierung und Passivhäuser im Neubau) und der Mobilität (Senkung des Flottenverbrauchs) als auch die Deckung über andere Technologien (Öffentlicher Verkehr, nichtmotorisierter Individualverkehr) gleichberechtigt mit dem Einsatz erneuerbarer Energieträger über verschiedene Technologiepfade berücksichtigt werden. Im Bereich der Produktion wurde aufgrund fehlender Werte ein anderer Zugang gewählt. Hier wurde im Zuge der Betrachtungen der Energiebedarf einzelnen Energiebedarfskategorien nach ÖNACE zugeordnet, da das Energiedienstleistungskonzept aufgrund der Vielfalt an Outputs für den Produktionsbereich nicht angewandt werden kann.

Szenarien des Energiebedarfs und deren Grundannahmen

Die Bandbreite des Bedarfs an Energiedienstleistungen für das Jahr 2050 wurde über drei Szenarien dargestellt, wobei nur das Konstant und das Wachstums Szenario durchgängig berechnet wurden:

- Konstant Szenario: Niveau der Energiedienstleistung von Mobilität und Gebäuden bzw. Bruttowertschöpfung der Industrie 2050 wie 2008.
- Wachstums Szenario: konstantes Wachstum der Energiedienstleistung von Mobilität und Gebäuden und Bruttowertschöpfung der Industrie bis 2050 mit 0,8 % p.a., d.h. Anstieg um knapp 40 % gegenüber 2008.
- Effizienz-Wachstum wie Wachstums Szenario aber mit erhöhter Effizienz.

Zeitreihen

In dieser Feasibility Studie werden KEINE Zeitreihenbetrachtungen und damit auch keine zeitliche Reihung der notwendigen Maßnahmen durchgeführt. Als Ausgangsbasis werden für das Jahr 2008 der Verbrauch an erneuerbaren Energieträgern und der Bedarf an Nutzenergie für Gebäude, Verkehr und Produktion dargestellt. Für 2050 werden in Abhängigkeit der obigen Szenarien der Nutzenergiebedarf und das technische Potential an erneuerbaren Energieträgern nach Kapitel 3 dargestellt.

Ergebnis (Kapitel 5)

Durch das Zusammenführen und Abgleichen von Energiedienstleistung mit dem Potential der nachhaltig in Österreich verfügbaren erneuerbaren Energieträger ergeben sich notwendige Technologiepfade der Energieeffizienz und der Nutzung und Umwandlung erneuerbarer Energieträger. Hieraus wird ein mögliches Energieflussbild für das Jahr 2050 entwickelt. Zusätzlich werden qualitativ die dringendsten notwendigen technischen, organisatorischen und politischen Maßnahmen zur Erreichung eines solchen Zustandes beschrieben.

1.2 Endenergiebedarf nach Sektoren und Nutzung erneuerbarer Energieträger 2008

In diesem Kapitel wird ein kurzer Überblick zur historischen Entwicklung und zum aktuellen Stand erneuerbarer Energieträger in Österreich gegeben.

1.2.1 Von der Primärenergie zur Nutzenergie – der Energiefluss Österreichs

Im Jahr 2008 betrug das gesamte Primärenergieaufkommen in Österreich ca. 1410 PJ, wobei der Anteil des inländischen Aufkommens nur ca. 33% betrug. 67% wurden durch Importe gedeckt. Dies zeigt sehr deutlich die große Energie(träger) Importabhängigkeit Österreichs.

1.2.2 Energieaufbringung

In Abb. 1.1 ist die zeitliche Entwicklung des Primärenergiebedarfs nach Energieträgern von 1955 bis 2008 dargestellt. Der gesamte Energieverbrauch hat in Österreich in den letzten 24 Jahren um 40 % zugenommen. Lag der Anteil des Erdöls 1973 noch bei 52 %, so betrug dieser Anteil 2008 nur noch etwa 40 %. Dies zeigt, dass in den letzten Jahren der Energieträger Erdöl weniger stark als andere Energieträger (Gas, ...) zugenommen hat. Noch stärker als bei Erdöl nahm der Anteil der Kohle am Gesamtenergieverbrauch seit 1973 ab. Im Jahr 2008 betrug der Anteil von Erdöl ca. 560 PJ, Gas 315 PJ, Kohle 150 PJ, Wasserkraft 140 PJ und sonstige Energieträger² 300 PJ.

Abb. 1.2 zeigt die zeitliche Entwicklung des inländischen Aufkommens und des Gesamtenergieverbrauchs. Seit 1973 ist das inländische Energieaufkommen nur leicht von 360 PJ auf ca.450 PJ gestiegen, während sich der Gesamtenergieverbrauch in dieser Zeit von 920 PJ auf 1410 PJ erhöhte. Dieser Anstieg musste durch vermehrte Importe gedeckt werden. Die Bereitstellung erneuerbarer Energieträger (EET) ist in den 1970er Jahren kontinuierlich gestiegen und hat sich seit 1980 in etwa verdoppelt, hauptsächlich aufgrund des Zuwachses bei der Biomasse. 2008 lag der Anteil der EET insgesamt bei 25 %.

Die Abb. 1.3 bis Abb. 1.5 zeigen die Anteile an der inländischen Primärenergieaufbringung in Österreich 2008, die zeitliche Entwicklung EET sowie speziell die Entwicklung von Biomasse und ihrer Anteile (Abb. 1.5).

² Sonstige Energieträger sind: Brennholz, Hackschnitzel, Rinde, Sägenebenprodukte, Waldhackgut, Stroh, Biogas, Klärgas, Deponiegas, Rapsmethylester, Energie aus Wärmepumpen, Solarstrom, Müll, sonstige Abfälle, Ablauge, Schlämme der Papierindustrie bzw. abgeleitete Energieträger wie Fernwärme, Stroh/Rindenbriketts.

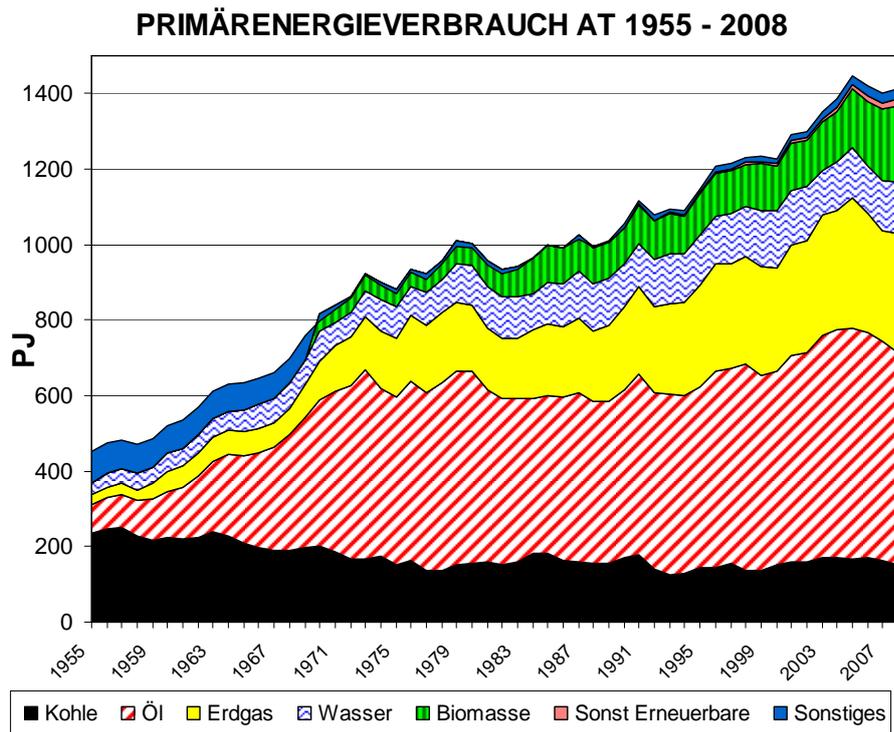


Abb. 1.1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs von 1955 bis 2008 nach Energieträgern (Quelle: Statistik Austria)

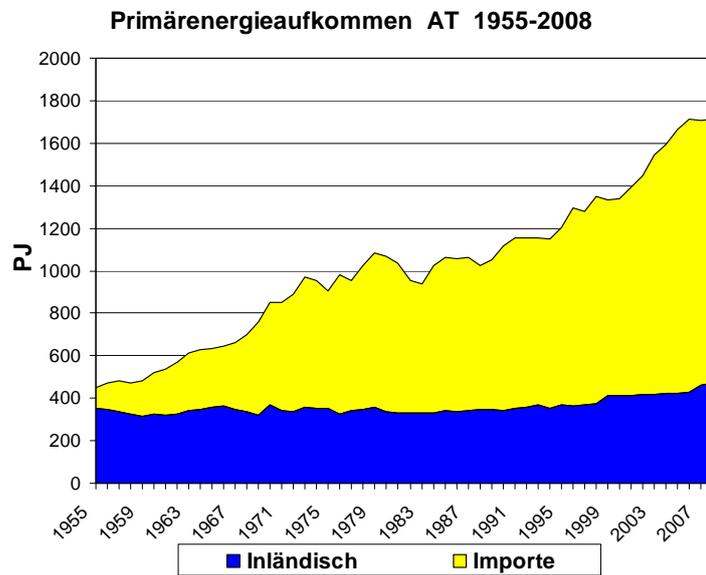


Abb. 1.2: Primärenergieaufbringung 1955 bis 2008 (Quelle: Statistik Austria) – (Exporte sind hier nicht abgezogen) (EEG, 2010)

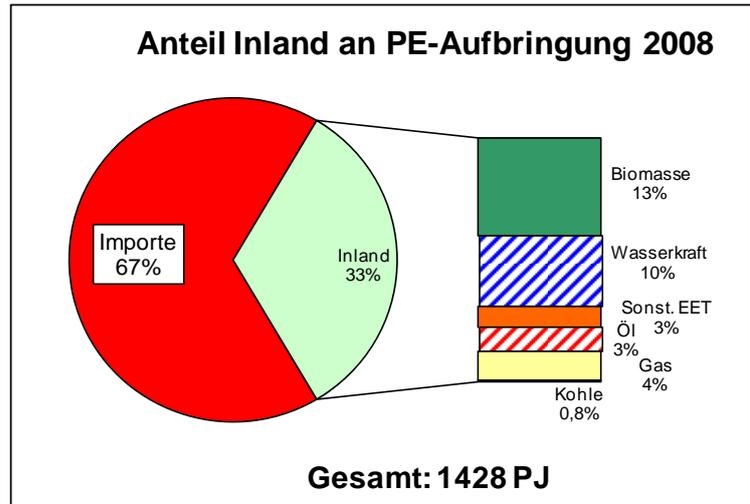


Abb. 1.3: Anteile an der inländischen Primärenergieaufbringung in Österreich 2008 (EEG, 2010)

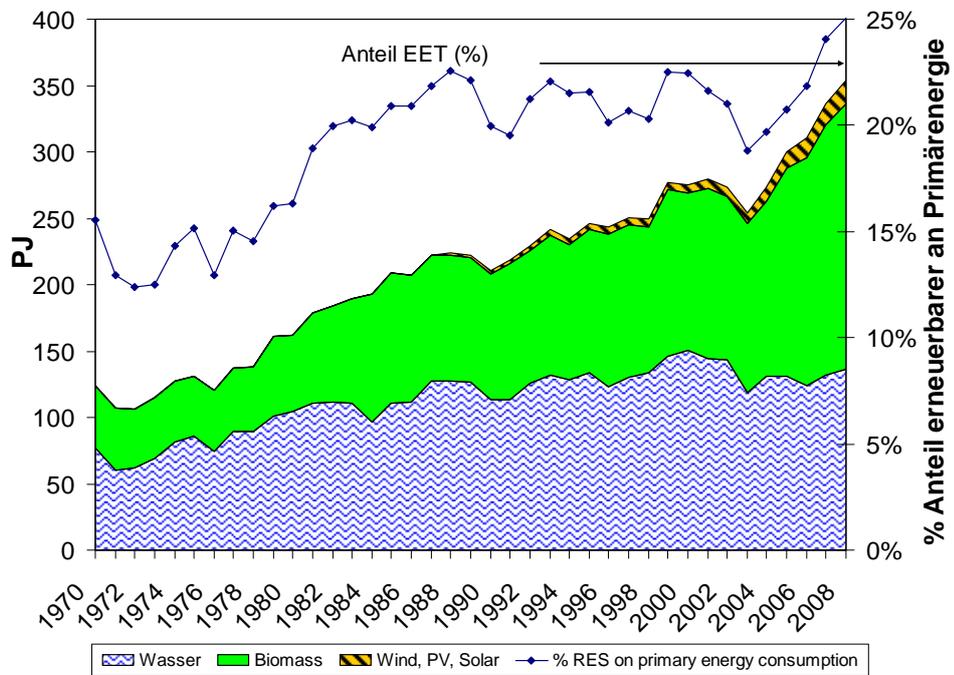


Abb. 1.4: EET und ihr Anteil an der Primärenergieaufbringung Österreichs (EEG, 2010)

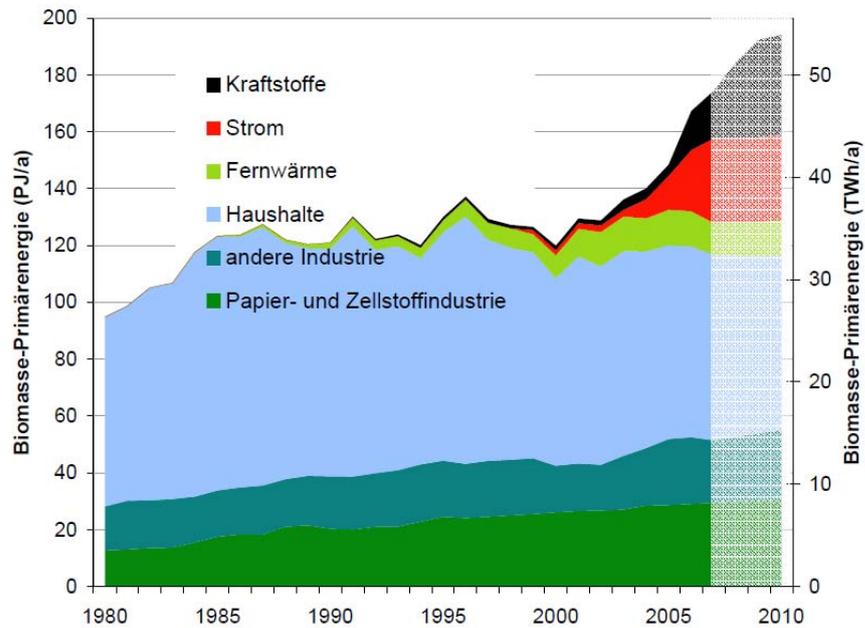


Abb. 1.5: Entwicklung der Anteile einzelner Umwandlungs- und Verbrauchskategorien am Primärenergieverbrauch von Biomasse von 1980 bis 2010 (Quelle: Statistik Austria) (EEG, 2010)

Die zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs je Energieträger bis zum Jahr 2008 zeigt Abb. 1.6. Es fällt auf, dass der Anteil von Ölprodukten und Kohle seit 1973 eine abnehmende Tendenz aufweist, während die Anteile von Strom, Fernwärme, Gas und EET gestiegen sind.

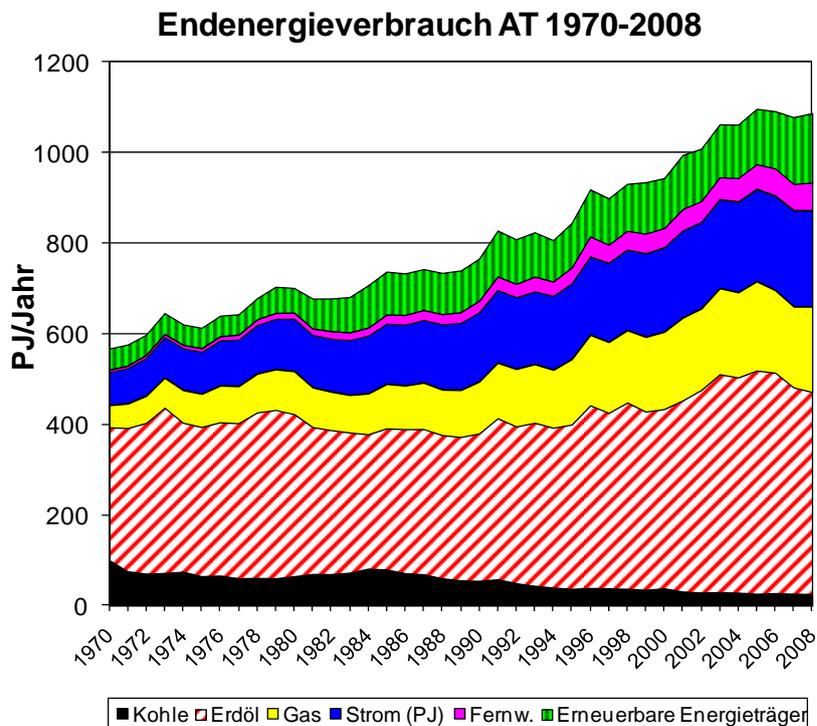
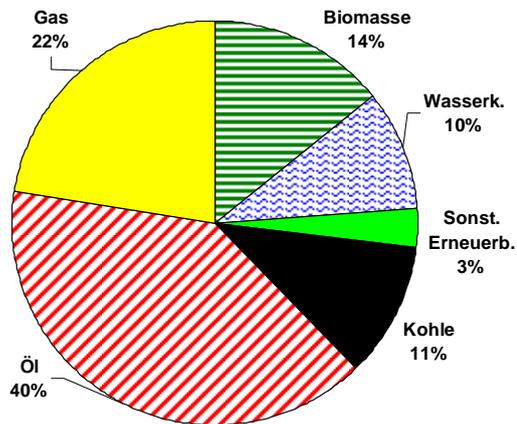


Abb. 1.6: Zeitliche Entwicklung des Endenergieverbrauchs von 1970 bis 2008 nach Energieträgern (EEG, 2010)

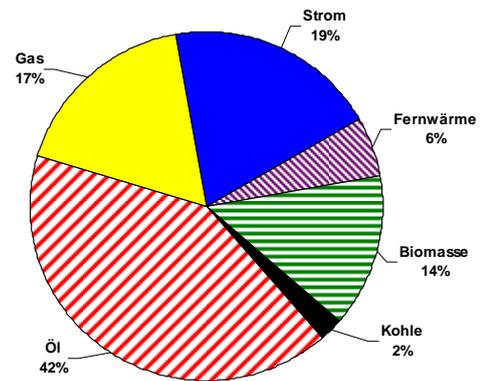
Gemessen am Endenergieverbrauch wurden 2008 ca. 24 PJ (2 %) an Kohle, 448 PJ (41 %) an Öl, 189 PJ (17 %) an Gas, 211 PJ (20 %) Strom, 62 PJ (6 %) Fernwärme und 154 PJ (14 %) aus erneuerbaren Energieträgern (praktisch vor allem Biomasse) verbraucht. Der Anteil erneuerbarer Energieträger am Primärenergiebedarf war ca. 27 %.

Anteile Primärenergieverbrauch



2008: Gesamt: ca. 1410 PJ

Anteile Endenergieverbrauch



Gesamt 2008: ca. 1090 PJ

Abb. 1.7: Gesamter Primär- und Endenergieverbrauch nach Energieträgern im Jahr 2008 (EEG, 2010)

In Abb. 1.8 ist der Anteil der einzelnen Energieträger am Endenergieverbrauch je Verwendungszweck dargestellt. In Österreich werden folgende Verwendungszwecke unterschieden:

- Mechanische Arbeit
- Prozesswärme (Produktion)
- Raumheizung und Warmwasser
- Mobilität
- Beleuchtung und EDV

Der Verwendungszweck mit dem größten Endenergieverbrauch ist der Sektor Raumheizung und Warmwasser, gefolgt von Mobilität, Prozesswärme, mechanischer Arbeit und Beleuchtung und EDV. Der überwiegende Anteil an Endenergie (ca. 60 %) wird für Wärmezwecke benötigt (Raumheizung und Warmwasser sowie Prozesswärme). Der dominierende Energieträger ist im Sektor Mobilität Mineralöl- bzw. Mineralölprodukte, während die Sektoren Beleuchtung und EDV, sowie mechanische Arbeit von elektrischer Energie dominiert werden.

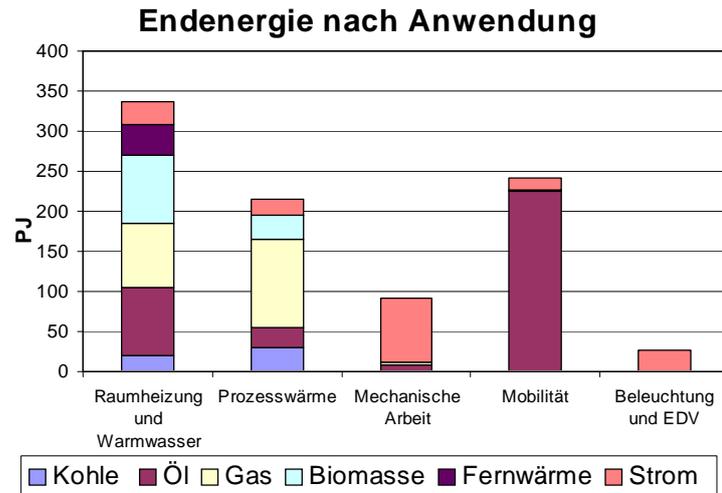


Abb. 1.8: Endenergieverbrauch und Endenergieträger je Verwendungszweck 2008, (Quelle: Statistik Austria)

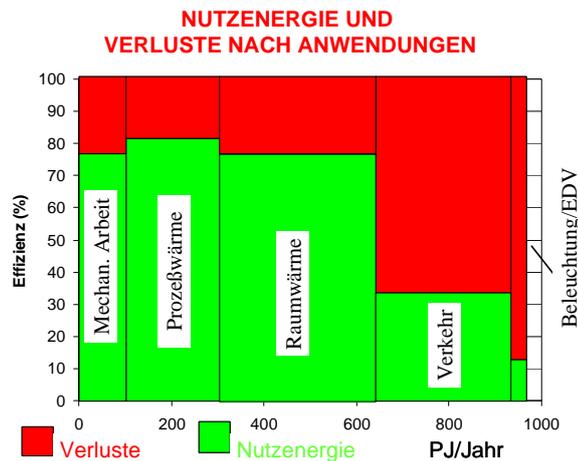


Abb. 1.9: Endenergie, Nutzenergie und Endenergieverluste je Verwendungszweck (EEG, 2010)

Diejenige Energie, die dem Verbraucher nach der letzten technischen Umwandlung zur Verfügung steht, ist die Nutzenergie. Diese letzte Umwandlung beim Verbraucher ist von beträchtlichen Verlusten gekennzeichnet. So betrug der Endenergieverbrauch im Jahr 2000 952 PJ, während als Nutzenergie dem Verbraucher nur 580 PJ zur Verfügung standen. Diese Verluste sind jedoch von Verwendungszweck zu Verwendungszweck unterschiedlich. Der Verwendungszweck mit den (prozentuell) größten Endenergieverlusten ist der Bereich EDV und Beleuchtung. Hier betragen die Endenergieverluste ca. 95 %. Auch im Bereich Mobilität betragen die Endenergieverluste mehr als 67 %. Die geringsten Endenergieverluste fallen in den Bereichen mechanische Arbeit (ca. 23 %), Prozesswärme (24.7 %) sowie Raumheizung und Warmwasser (28.4 %) an (siehe Abb. 1.9).

1.2.3 Energie und Wirtschaft

Abb. 1.10 zeigt die zeitliche Entwicklung von Bruttoinlandsprodukt (BIP) und Primärenergieverbrauch.

Ein Maß für die wirtschaftliche Verwendung von Energie ist die Energieintensität. Die Energieintensität gibt diejenige Menge an Energie an, die zur Erwirtschaftung einer Einheit BIP notwendig ist. Wie Abb. 1.11 und Abb. 1.12 zeigen, ist die Energieintensität seit 1955 tendenziell abnehmend, was auf eine bessere Energienutzung zurückzuführen ist. Abb. 1.12 zeigt zudem, dass die realen Energiepreise in Österreich seit 1965 sehr konstant sind, wohingegen das BIP um den Faktor 3,5 zugenommen hat. Die Energieintensität (Energie pro BIP) ist im gleichen Zeitraum leicht gesunken. Es ergibt sich somit im betrachteten Zeitraum ein Veränderungsfaktor zwischen BIP und Energieintensität von 5.

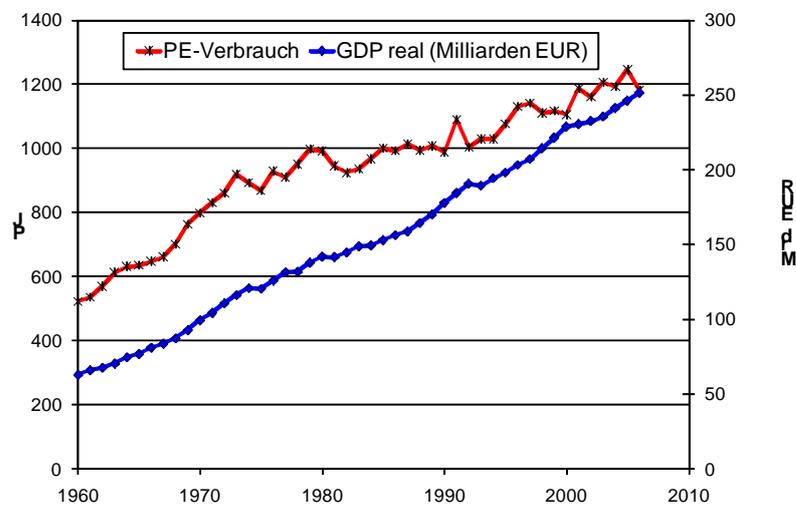


Abb. 1.10: Zeitliche Entwicklung von BIP und des Gesamtenergieverbrauchs (EEG, 2010a)

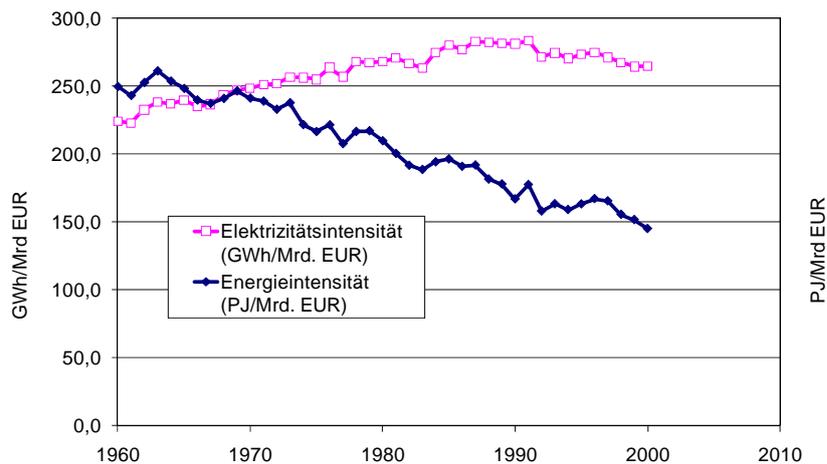


Abb. 1.11: Zeitliche Entwicklung der Energieintensität (EEG, 2010a)

INDIKATOREN DES ENERGIEVERBRAUCHS IN ÖSTERREICH

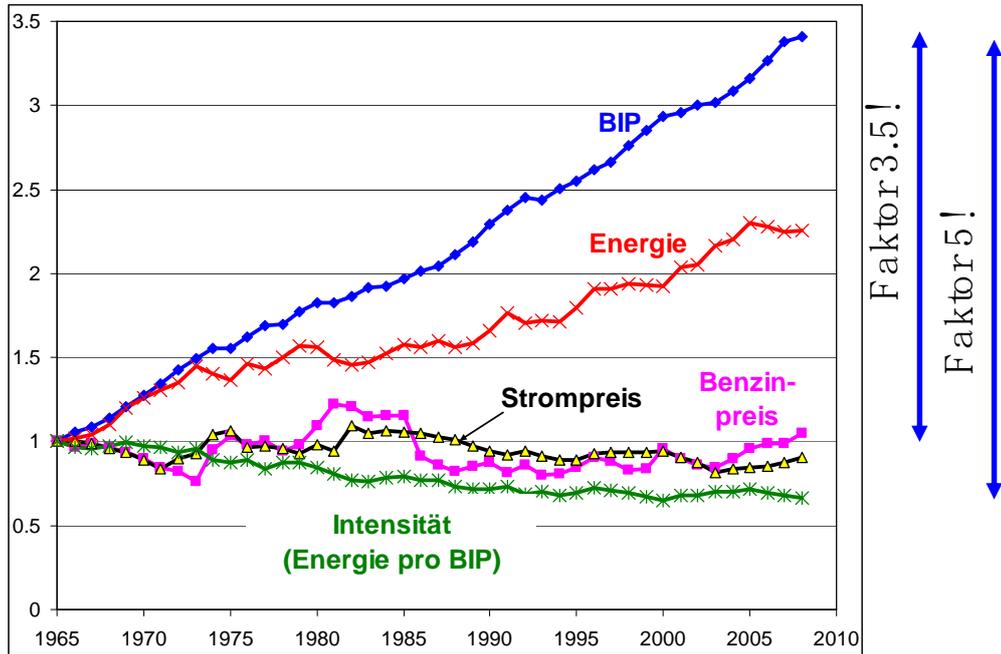


Abb. 1.12: Zeitliche Entwicklung der Energieintensität im Vergleich zu BIP, Endenergie, und Öl- sowie Strompreisen (EEG, 2010a)

In Abb. 1.13 ist die gesamte Österreichischen Stromerzeugung für 1070 und 2008 dargestellt. Es zeigt sich neben dem generellen Wachstum dass der Anteil der Wasserkraft zurückgegangen ist und zum Teil durch Sonstige Energieträger (thermische Abfallverwertung, Biomasse, 7 %) und Wind (3%), aber auch fossile Energieträger ersetzt wurde.

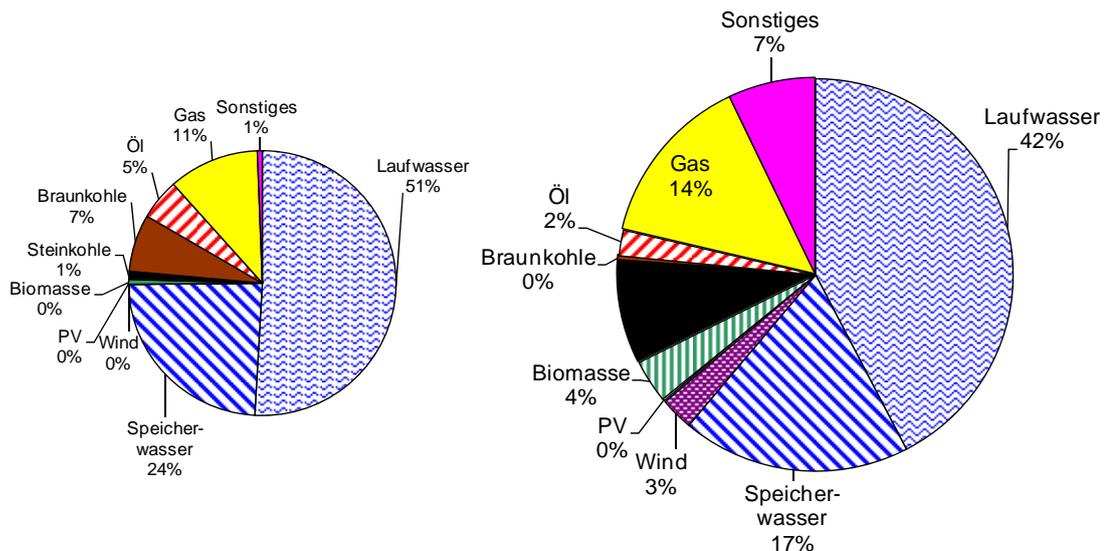


Abb. 1.13: Gesamte Stromerzeugung in Österreich 1970 und 2008 aufgeschlüsselt nach Energieträgern/Brennstoffen (Quelle: Betriebsstatistik 2008, E-Control)

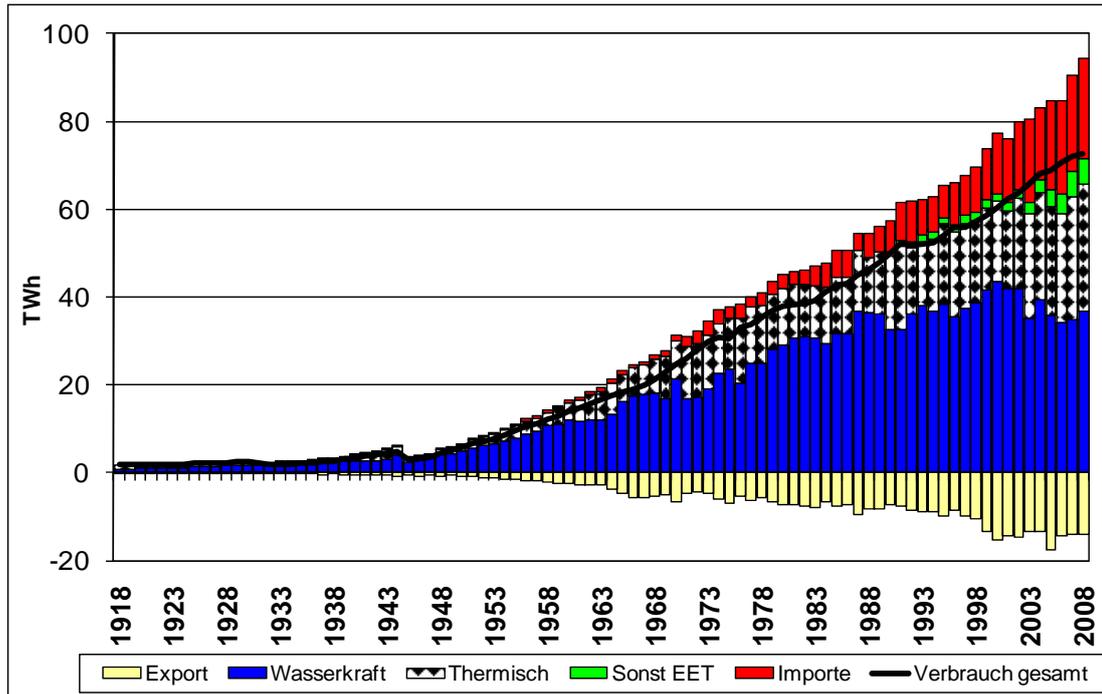


Abb. 1.14: Zeitliche Entwicklung des Stromaufkommens 1918-2008 (Quelle: Betriebsstatistik 2008, E-Control)

Abb. 1.14 zeigt die zeitliche Entwicklung des Stromaufkommens seit 1918. Aus dieser Grafik sind der kontinuierlich hohe Anteil der Wasserkraft (rund 2/3) an der Stromerzeugung, aber auch deren jährliche Schwankungen und der Ausgleich durch Wärmekraft sowie die jährlichen Exporte und Importe gut ersichtlich. In Bezug auf die Wasserkraft ist festzustellen, dass diese absolut seit Ende der 1980er Jahre stagniert.

Erneuerbarer Energieträger

Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern hat in Österreich vor allem durch die Nutzung der Wasserkraft eine lange Tradition. Noch immer wird mehr als 60 % des österreichischen Stroms aus erneuerbaren Energieträgern produziert. Weiter ist dazu festzustellen, dass vor allem durch die EU-Richtlinie für erneuerbare Energieträger zur Stromerzeugung und durch nationale Förderpolitiken in den letzten Jahren ein kontinuierlicher Anstieg der Stromerzeugung aus EET festzustellen ist, vgl. grüne Balken in Abb. 1.14 und Abb. 1.15. Durch den geförderten Bau von Windenergieanlagen, Biomasse- und Kleinwasserkraftwerken soll gemäß dieser EU-Richtlinie die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen in Österreich bis 2010 auf etwa 78 % ansteigen.

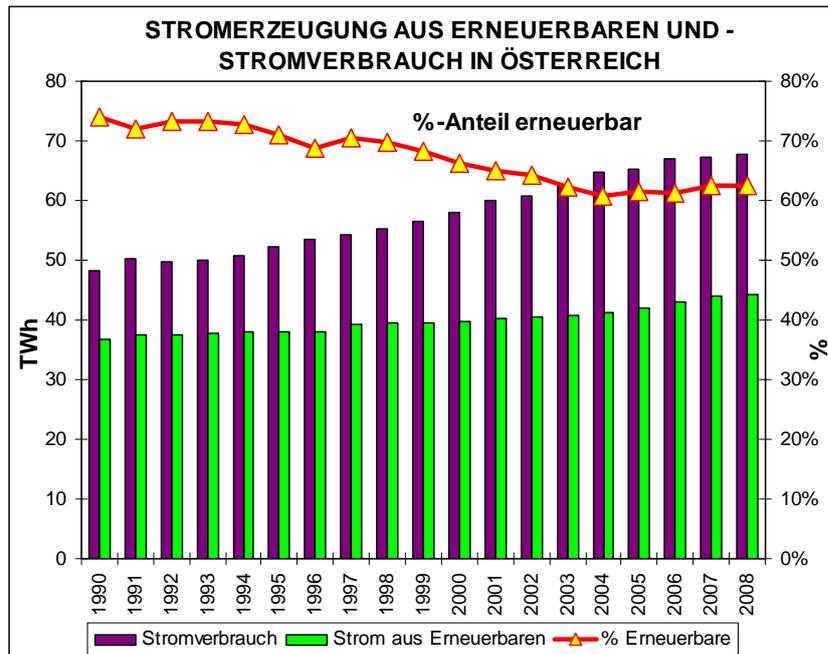


Abb. 1.15: Absolute und relative Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und Stromverbrauchsentwicklung in Österreich 1990-2008 (Quellen: Betriebsstatistik 2010, E-Control, www.E-Control.at)

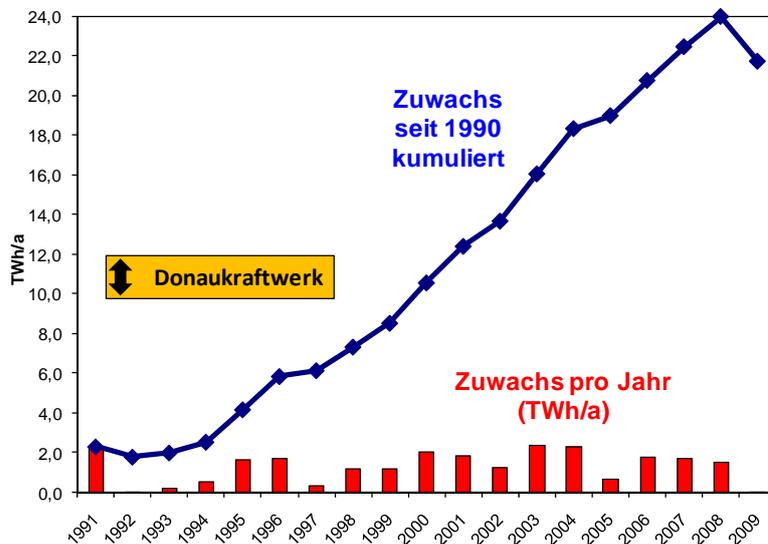


Abb. 1.16: Stromverbrauchszuwächse in Österreich 1990-2008 (Quellen: Betriebsstatistik 2010, www.E-Control.at)

Allerdings wird dieser Effekt des absoluten Zuwachses in Bezug auf die prozentuellen Anteile durch den steigenden Stromverbrauch – Abb. 1.16 – zunichte gemacht. Der Stromverbrauchszuwachs in Österreich hat bewirkt, dass – korrigiert um die Schwankungen der Aufbringung aus Wasserkraft – der Anteil erneuerbarer Energieträger an der Stromerzeugung von 70 % im Jahr 1997 auf ca. 65 % in den letzten Jahren im Jahr 2005 gesunken ist, vgl. Abb. 1.15.

2 Technische Darstellung des Umwandlungssektors 2008 und 2050

2.1 Kraftwerke, Kraft-Wärme-Koppelung (KWK)

Die Struktur der österreichischen Stromerzeugung ist - wie in fast allen europäischen Ländern - von zentralen Großkraftwerken geprägt. Mehr als 70 % der Jahreserzeugung kommen heute aus Kraftwerken mit einer installierten Engpassleistung größer 30 MW, die typischerweise in die Hochspannungsnetze einspeisen und damit nicht als dezentrale Erzeugung bezeichnet werden können. Diese historisch gewachsene Erzeugungsstruktur liegt darin begründet, dass Großkraftwerke i. Allg. geringere spezifische Investitionskosten haben als dezentrale Anlagen. Außerdem verfügt Österreich über entsprechende Wasserkraftpotenziale, die den Bau von großen Wasserkraftanlagen ermöglicht hat. Im Bereich der Wärmekraftwerke haben zentrale Erzeugungsstrukturen zusätzlich den Vorteil, dass höhere elektrische Wirkungsgrade erreicht werden können sowie die spezifischen Brennstofftransportkosten niedriger sind. Häufig kann die in Großkraftwerken anfallende Abwärme auf Grund der relativ weiten Entfernungen zu potenziellen Wärmesenken allerdings nicht genutzt werden, sondern muss über den Kühlkreislauf der Kraftwerke an die Umgebung abgegeben werden. In Österreich werden dabei zwar mehr als $\frac{3}{4}$ der fossilen Stromerzeugung aus KWK-Anlagen erbracht, was europaweit einen sehr guten Wert darstellt; diese haben über das Gesamtjahr betrachtet allerdings nur eine durchschnittliche Brennstoffausnutzung von rd. 55 %, da die anfallende Abwärme nur zu einem vglw. geringen Teil auch tatsächlich genutzt werden kann. Die österreichischen Wärmekraftwerke ohne KWK haben mit einem durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad von rd. 40 % gegenüber älteren Vergleichsanlagen einen guten Wert, liegen allerdings im Vergleich mit modernen Referenzanlagen(bspw. GuD-Technologie) im eher bescheidenen Bereich.

Da bis 2050 alle sich derzeit in Betrieb befindlichen konventionellen Großkraftwerke - mit oder ohne KWK - das Ende der technischen Lebensdauer in jedem Fall erreicht bzw. überschritten haben, besteht innerhalb des österreichischen Kraftwerksparks die notwendige Flexibilität, um Investitionsentscheidungen an die Anforderungen einer bis 2050 kontinuierlich steigenden Bedarfsdeckung durch erneuerbare Energien anpassen zu können, ohne dabei *Stranded Investments* bei den Kraftwerksbetreibern zu verursachen. Eine 100 %-ige Energieversorgung Österreichs aus eigenen erneuerbaren Energieträgern - bei einer insgesamt deutlich höheren Bedeutung elektrischer Energie im Endenergiemix - erfordert dabei vor allem eine wesentlich stärkere Nutzung der im hohen Maße dargebotsabhängigen und fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft und Sonnenenergie. Zusätzlich wird der Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung vermehrt in wärmebedarfsorientiert betriebenen Erzeugungsanlagen erfolgen, so dass sich

sowohl Niveau als auch Struktur der sog. Residuallast³ deutlich ändern wird. Die Residuallast ist dabei von den Kraftwerken zu decken, die unabhängig vom erneuerbaren Energieangebot bzw. der Wärmenachfrage eingesetzt werden können - dies sind heute konventionelle Großkraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke.

Die Aufgabe konventioneller Großkraftwerke müssen bei einer vollständigen Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien bis 2050 von zusätzlichen disponiblen Erzeugungsanlagen übernommen werden. Hierzu werden einerseits Speicherkraftwerke einen Beitrag leisten, wobei sowohl bestehende Wasserkraftwerke durch zusätzliche oder größere Speicher und Maschineneinheiten ergänzt als auch neue Speicherkapazitäten geschaffen werden können. Andererseits werden auch biomassebefeuerte Anlagen ihre Erzeugung an der zu deckenden Stromnachfrage orientieren müssen, wobei dies bei KWK-Anlagen ausreichend groß zu dimensionierende Wärmespeicher erfordert. Regenerativ erzeugtes Methan (SNG) wird wahrscheinlich aufgrund des Wirkungsgradkette und aufgrund anderer zur Verfügung stehender Stromerzeugungsmöglichkeiten (Wasser, Wind, PV, direkte Biomassenutzung, tiefe Geothermie) nicht zur Stromerzeugung eingesetzt, sondern vor allem im industriellen Bereich eine Substitution von Erdgas, Heizöl und Steinkohle ermöglichen (z. B. Stahlindustrie). Die Rolle der zentralen KWK-Anlagen im Bereich der Fernwärmeversorgung städtischer Ballungsräume wird demgegenüber maßgeblich von der technischen Entwicklung dezentraler KWK-Technologien und dem Wärmebedarf bestimmt werden. Während heute KWK-Großkraftwerke noch z. T. deutlich höhere elektrische Wirkungsgrade erreichen als dezentrale KWK-Anlagen, werden bis 2050 stationäre Brennstoffzellen zur Verfügung stehen, die elektrische Wirkungsgrade erreichen, die vergleichbar mit GuD-Kraftwerken sind. Über ausreichend dimensionierte Wärmespeicher - die insbesondere auch zur Speicherung solarthermisch erzeugter Wärme erforderlich sind - wird dann die dezentrale Verstromung von regenerativ erzeugten Methan nicht nur eine höhere Effizienz, sondern auf Grund der kleineren Leistungsgrößen der Brennstoffzellen auch eine höhere Flexibilität liefern können als zentrale KWK-Anlagen. Aussichtsreich entwickeln sich auch neue Technologien zur Biomasseverstromung (incl. Alt- und Reststoffe); so darf erwartet werden, dass über die Umwandlungsstufe Vergasung deutlich höhere Stromziffern erreicht werden, als heute mit den klassischen Prozessen über Dampf, ORC, Kalina, Stirling etc. Es darf erwartet werden, dass heutige als Biomasse-Heizwerke betriebene Anlagen sich in der nächsten Generation zu Biomasse-Heizkraftwerken mit annehmbaren Wirkungsgraden der Verstromung

³ Als Residuallast bezeichnet man die Differenz zwischen Gesamtlast und der Einspeisung aus nicht disponiblen Erneuerbaren Energien sowie wärmegeführter KWK-Anlagen. Die nicht gegebene Disponibilität Erneuerbarer Energien kann dabei einerseits durch die stochastische Angebotscharakteristik (z. B. Wind, Sonne, Laufwasser) begründet sein. Andererseits führen auch Fördersysteme ohne Anreize für eine am Verbrauch orientierte Erzeugung (d. h. der Anlagenbetreiber erhält unabhängig vom Zeitpunkt der Erzeugung dieselbe Einspeisevergütung) zu einer aus Sicht des Gesamtsystems nicht disponiblen Erzeugung.

entwickeln, was dem allgemeinen Trend des im Gesamtsystem immer geringeren NT-Wärmebedarfs und steigendem Strombedarfs entgegen kommt.

Neben der Deckung der Residuallast müssen disponible Erzeugungskapazitäten auch den Ausgleich der z. T. stark schwankenden Stromerzeugung aus Windkraft- und PV-Anlagen sicherstellen, d. h. die Erzeugungsleistung muss kurzfristig verfügbar sein. Durch den heute bereits gegebenen hohen Anteil an flexiblen Erzeugungskapazitäten in Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken ist Österreich im internationalen Vergleich bereits sehr gut aufgestellt. Trotzdem werden für eine 100 %-ige Energieversorgung Österreichs aus eigenen erneuerbaren Energieträgern neben Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken weitere Flexibilitäten im Erzeugungssystem erforderlich werden. Neben der Möglichkeit, diese Flexibilitäten über zusätzliche Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke bereitzustellen, werden hierzu auch neue Speichertechnologien (z. B. dezentrale stationäre und (elektro)-mobile Batteriespeicher), Demand-Side-Management und Demand-Response sowie eine bedarfsorientierte Reduktion der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien beitragen. Dabei wird von diesen Technologien und Konzepten nicht jede für sich in der Lage sein, die im gesamten Elektrizitätsversorgungssystem erforderlichen Flexibilitäten zur Verfügung zu stellen. Vielmehr wird ein Portfolio an Technologien entsprechend der jeweiligen systemtechnischen Eigenschaften und Möglichkeiten die notwendige zentrale und dezentrale Flexibilität auf der Erzeugungs- aber auch Verbraucherseite liefern.

2.2 Netze und Infrastrukturen, (Smart-Grids, Speicher etc.)

Parallel zum Ausbau des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind begleitende infrastrukturelle Maßnahmen umzusetzen. Neben dem Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten für einen tageszeitlichen und saisonalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage sind die Übertragungs- und Verteilnetze zum einen auf den steigenden Anteil dezentraler Stromerzeugung und zum anderen auf die Entstehung neuer Erzeugungsschwerpunkte vorzubereiten. Gerade der Ausbau der Stromerzeugung aus Windkraft wird regional konzentriert erfolgen (z. B. Burgenland) und zu windstarken Zeiten die regionale Nachfrage deutlich übersteigen. Für den großräumigen Abtransport der Windleistung zu den Verbrauchsschwerpunkten bzw. zu den Speicherstandorten wird eine massive Verstärkung der Übertragungsnetze erforderlich sein. Die Verteilnetze müssen demgegenüber vor allem auf den empfindlichen Anstieg der dezentralen Einspeisung aus PV-Anlagen und Klein-/Kleinst-KWK-Anlagen vorbereitet werden. Die Verschiebung von einer zentralen Erzeugungsstruktur mit unidirektionalem Energiefluss zu einer dezentralen Erzeugungsstruktur mit bidirektionalem Energiefluss führt insbesondere zu Herausforderungen im Zusammenhang mit der Einhaltung des Spannungsbandes im Niederspannungsnetz. Allerdings existieren bereits heute die entsprechenden technischen Möglichkeiten, um auch im Niederspannungsnetz die Integration dezentraler Erzeuger deutlich zu verbessern. Auch werden dezentrale Speicher sowie die angebotsabhängige Steuerung einzelner Verbraucher zu einer tendenziellen Entlastung der Verteilnetze führen.

Damit dezentrale Erzeugungsanlagen über die verbrauchsnahe Versorgung hinausgehende, energiewirtschaftliche Aufgaben übernehmen können, werden diese in einem ersten Schritt zu Virtuellen Kraftwerken vernetzt, wobei idealerweise Erzeugung und Verbrauch in einem gemeinsamen Virtuellen Kraftwerk zusammengeführt und durch dezentrale Speicher ergänzt werden. Im zweiten Schritt werden neben den wirtschaftlichen Steuerungsgrößen (z. B. Strompreis im Spotmarkt) auch technische Randbedingungen des Netzes berücksichtigt und damit die Netze zu sog. „Smart-Grids“ weiterentwickelt. Der Systembetrieb wird in Smart Grids durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern energie- und kostenoptimiert organisiert. Dabei wird vor allem die zentrale Optimierung von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern eine notwendige Voraussetzung werden, damit die dezentralen Erzeugungs- und Verbraucherkollektive die energiewirtschaftlichen Aufgaben von konventionellen Großkraftwerken übernehmen können und damit langfristig das heutige Niveau der Versorgungssicherheit erhalten bleibt.

Smart Grids werden auch die systemstützende Integration der E-Mobilität übernehmen. Durch das gesteuerte Laden der Elektrofahrzeuge können Angebot aus erneuerbaren Energien und Nachfrage nach elektrischer Energie noch besser aufeinander abgestimmt werden. Auch kann zumindest ein Teil der Batteriekapazitäten der Elektrofahrzeuge als flexibler Ausgleich bei Erzeugungsdefiziten durch Rückspeisung in das öffentliche Netz genutzt werden. Damit werden für den tages- und jahreszeitlichen Ausgleich von Stromerzeugung und Stromnachfrage nicht mehr ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke, sondern entsprechend der jeweiligen systemtechnischen Anforderung unterschiedliche Technologien zum Einsatz kommen. Für den saisonalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage werden neben Pumpspeicherkraftwerken auch aus regenerativ erzeugtes Strom und CO₂ aus der Atmosphäre gewonnenes Methan (SNG) eine wesentliche Rolle spielen. Auch wenn der Gesamtwirkungsgrad der Energiewandlungskette unter dem von Pump- oder Batteriespeichern liegt, besteht durch die Möglichkeit der Nutzung vorhandener Infrastruktur ein hohes Synergiepotenzial mit der heutigen Erdgasversorgungsstruktur. Beispielsweise entsprechen die in Österreich bereits heute verfügbaren Erdgasspeicherkapazitäten (rd. 40 TWh) mehr als 50 % des derzeitigen jährlichen Strombedarfs. Hier könnte das mit regenerativ Strom und CO₂ aus der Atmosphäre erzeugte Methan saisonal gespeichert werden.

Für die Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien werden neben reversiblen Strom-Strom-Speichern auch indirekte Speicheroptionen in Verbindung mit Demand-Side-Management und Demand-Response genutzt werden. Dabei werden vor allem industrielle und gewerbliche Prozesse, die nicht produktionskritisch sind, so weit flexibilisiert, dass eine zeitliche Verschiebung der Prozesse und damit der Stromnachfrage in gewissen Grenzen möglich ist. Auch können bestimmte Produktionsmedien, wie Druckluft, Wärme, Kälte, bei Vorhandensein der entsprechenden Speicherkapazitäten zeitversetzt zur Nachfrage erzeugt werden. Die Technologien zur Umsetzung dieser Konzepte sind heute bereits verfügbar, die erforderliche Intelligenz wird ebenfalls durch Funktionalitäten von Smart Grids bereitgestellt werden. Neben

industriellen und gewerblichen Produktionsprozessen werden auch die Haushalte einen Beitrag zur Flexibilisierung der Nachfrage leisten können. Zeitunkritische Prozesse wie Waschen, Spülen oder Trocknen können über Smart Meter gesteuert werden, wenn die hierfür notwendige IT-Architektur in den Haushaltsgeräten implementiert wird. Daneben werden auch Wärmepumpen in Verbindung mit ausreichend dimensionierten Wärmespeichern zu einer flexibleren Nachfragestruktur- und Steuerung beitragen.

2.3 Anlagen für die Bereitstellung synthetischer Gase und Treibstoffe aus Biomasse, 2008, 2050

In den Szenarien für 2050 kommen praktisch ausschließlich sogenannte Biofuels 2nd generation zum Einsatz. Diese basieren auf

- zuckerhaltigen Pflanzen und
- Zellulose / ligninhaltige Pflanzen

und werden fast ausschließlich in Bioraffinerien hergestellt. D.h. im Jahr 2050 ist jeder Betrieb, der landwirtschaftliche oder forstwirtschaftliche Rohstoffe verarbeitet (Lebensmittelindustrie, Papier und Zellstoff, ...) eine Bioraffinerie. Es wird nicht mehr möglich sein, dass ein Großteil der Erntemenge weder stofflich noch energetisch genutzt wird. Das zeigen jetzige Projekte ganz deutlich (die Brau-AG bspw. hat erkannt, dass sie Bier und Energie verkaufen kann). Man kann davon ausgehen, dass die Lebensmittel (LM)-Industrie und die Papier und Zellstoff (P&Z) 2050 keine Fremdenergie brauchen werde..

Bioraffinerien zerlegen Sonnenlicht in ein Spektrum von Produkten



Abb. 2.1 Grundprinzip der Bioraffinerie

Weiter wird wahrscheinlich 2050 auch jede landwirtschaftliche Biogasanlage eine Bioraffinerie sein (z.B. Konzept Utzenaich), da es sinnvoll sein wird, vor der biotechnologischen Vergasung von Gras und Mais eine Nutzung der hochpreislichen Chemie vorzuschalten. Die Gasausbeute sinkt dadurch nicht - sie sollte eigentlich bis 2050 durch eine Vorbehandlung der Zelluloseanteile deutlich steigen. Es gibt derzeit (2008) in Österreich 54 900 ha Grasland, wovon 8 200 ha

Überschussgrasland ist (nicht für Viehzucht genutzt). Das entspricht 66 000 t Trockenmasse an Gras (8 t TM/ha).

Die Grundprinzipien von Bioraffinerien sind in den folgenden Abbildungen (Abb. 2.1 bis Abb. 2.3) dargestellt

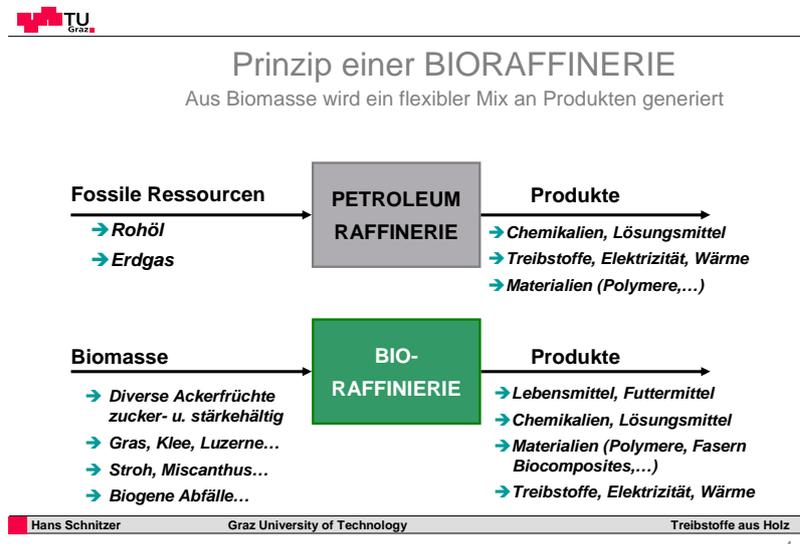


Abb. 2.2 Vergleich konventionelle Raffinerie und Bioraffinerie

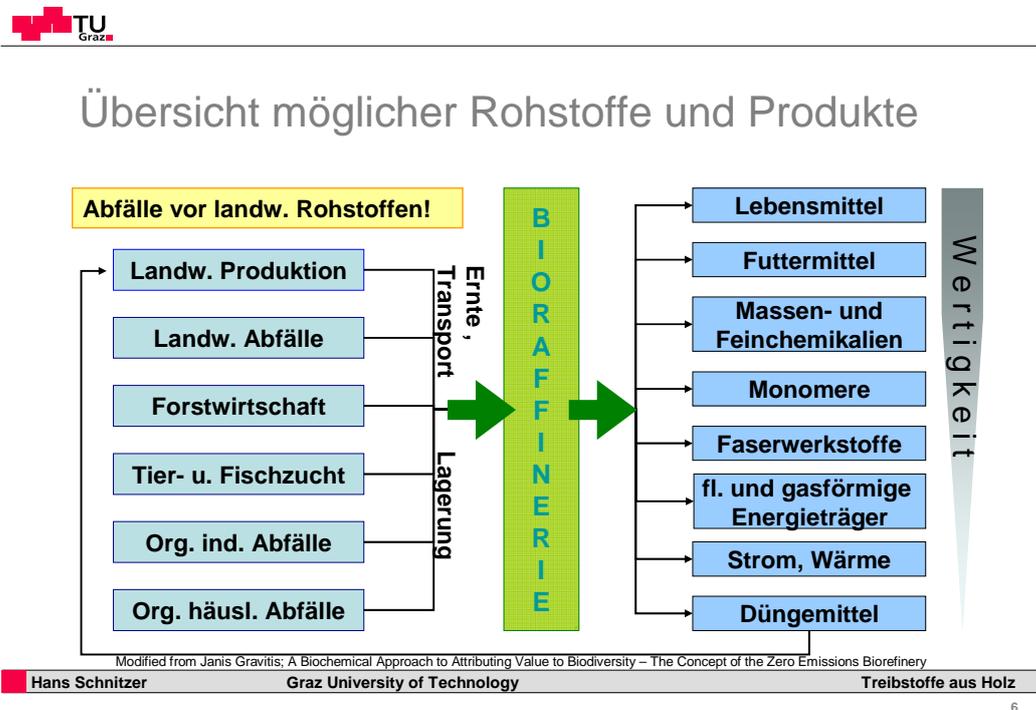


Abb. 2.3 Übersicht über mögliche Rohstoffe und Produkte der Bioraffinerie

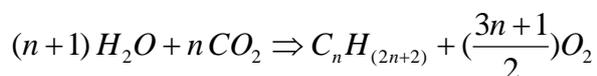
2.4 Gasförmige und flüssige Kraftstoffe aus Strom, H₂O und CO₂

Die Herstellung von Treibstoffen aus Elektrizität und CO₂ ist aus mehreren Gründen interessant.

- Eine stärkere Verbreitung von Anlagen zur Herstellung von Elektrizität aus Wind und Sonnenstrahlung führt dazu, dass es zu manchen Zeiten zu einem Überschuss an Elektrizität im Stromnetz kommen kann. In diesem Falle müssten diese Anlagen abgeschaltet werden; der Strom stünde also zu dieser Zeit „gratis“ zur Verfügung.
- Der Bereich der Mobilität von Personen und Gütern stellt bei der Umstellung auf ein voll regenerierbares Energiesystem die schwierigste Frage. Elektrizität kann hierbei im Personenverkehr über Elektrofahrzeuge direkt eingesetzt werden, für den Güterverkehr sind sie aber vermutlich – wie auch Wasserstoff – keine Lösung. Hier sind flüssige oder gasförmige Treibstoffe notwendig.
- CO₂ aus der Verbrennung fossiler oder nachwachsender Rohstoffe rückzugewinnen (Carbon Capturing) ist eine wesentliche Strategie zur Verminderung des Treibhauseffektes. Hierbei erhebt sich die Frage der Speicherung des gebundenen CO₂. Die Weiterverarbeitung des CO₂ bietet die Möglichkeit, den Kohlenstoff mit Hilfe regenerativ erzeugten Stroms erneut für einen Brennstoff zu binden. Dies ist zwar keine echte Carbon Storage, aber eine Weiterverwendung, ohne das CO₂ in die Atmosphäre zu entlassen.
- Im Folgenden sind drei Verfahren beschrieben, die derzeit großtechnisch nicht erprobt sind, aber mittelfristig das Potential dazu haben. Bei allen Verfahren geht es darum, aus den dreiatomigen Gasen H₂O und CO₂ durch Zufuhr von Energie aus erneuerbaren Quellen große Moleküle herzustellen. Es wird davon ausgegangen, dass H₂O und CO₂ beliebig verfügbar sind.

2.4.1 Flüssige Treibstoffe aus Strom, H₂O und CO₂

Wasser und Kohlendioxid reagieren nicht miteinander. Die Summenformel einer solchen Reaktion zu Alkanen hieße:



Diese Reaktion entspricht der Umkehrung der Verbrennung des Alkanes. Dem entsprechend muss zumindest so viel Energie in den Prozess gesteckt werden, wie dem Heizwert entspricht. Da die Reaktion aber nicht einfach in die gewünschte Richtung läuft, ist eine Auftrennung in mehrere Teilschritte erforderlich.

Beschreibung des Verfahrens

Da sowohl H₂O als auch CO₂ reaktionsträge sind, werden in den ersten Verfahrensstufen diese Moleküle zerlegt.

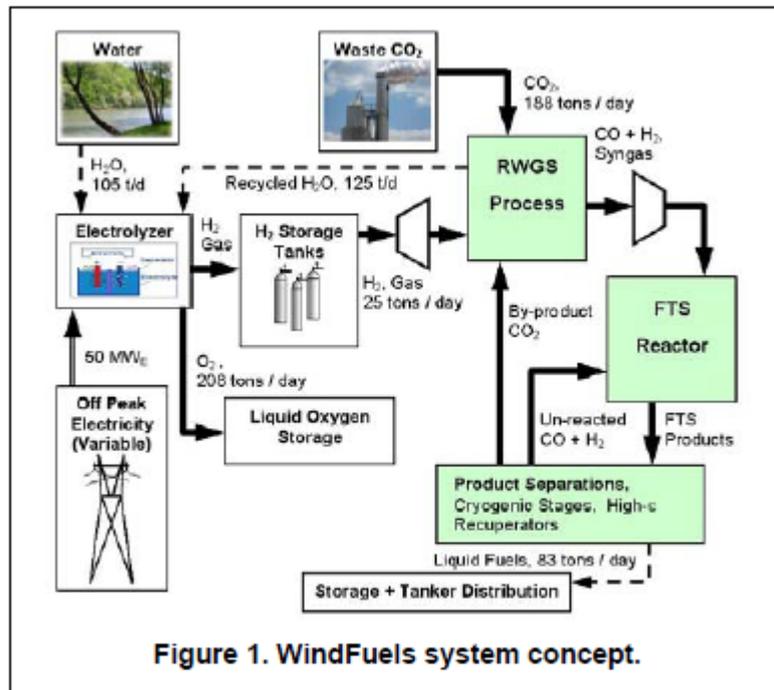
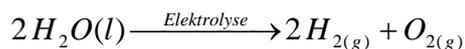


Abb. 2.4: Verfahrensschema zur Herstellung flüssiger Treibstoffe aus Wasser und CO₂ (Doty, 2009)

Elektrolyse:

Wasser wird durch elektrischen Strom in Wasserstoff und Sauerstoff gespalten. Die Elektrolyse von Wasser besteht aus zwei Teilreaktionen, die an den beiden Elektroden (Kathoden- und Anodenräumen) ablaufen. Das Gesamt-Reaktionsschema dieser Redoxreaktion lautet:



Der energetische Wirkungsgrad der Elektrolyse von Wasser liegt über 70 %. Mehrere Anlagenhersteller (z. B. Electrolyser Corp., Brown Boveri, Lurgi, De Nora, Epoch Energy Technology Corp.) bieten große Elektrolysegeräte mit einem noch höheren Wirkungsgrad – über 80 % – an. Ein großer Druckelektrolyseur von Lurgi hat eine Leistung von 760 m³/h Wasserstoff bei ca. 3,5 MW (Stackleistung) und ca. 4,5 MW Eingangsleistung AC (<http://de.wikipedia.org/wiki/Wasserelektrolyse>).

Zur Herstellung von 1 m³ Wasserstoff werden bei modernen Anlagen 4,3–4,9 kWh an elektrischer Energie benötigt.

Reversed Water Gas Shift Reaction

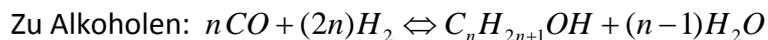
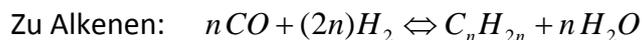
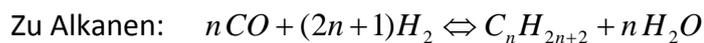
Die Wassergas-Shift-Reaktion (WGS) ist eigentlich ein Verfahren um in einem Synthesegas den CO-Anteil zu minimieren und gleichzeitig den H₂-Anteil zu erhöhen.



Unter Zugabe von Wasserdampf reagiert das CO leicht exotherm zu CO₂ und H₂. Die Reaktion läuft an einem Eisen(III)-oxid-Katalysator bei ca. 250 - 450 °C ab. Bei höherer Temperatur liegt eine schnelle Kinetik aber ein ungünstiges chemisches Gleichgewicht vor. Bei niedrigen Temperaturen ist das Gleichgewicht stärker auf der rechten Seite der Reaktionsgleichung, aber die Kinetik nimmt ab (<http://de.wikipedia.org/wiki/Wassergas-Shift-Reaktion>). Daher kann die Reaktion als „Reversed Watergas Shift“ (RWGS) Reaktion auch zur Zerlegung von CO₂ genutzt werden. Das CO₂ sollte hierfür möglichst rein vorliegen und muss daher aus Rauchgasen ausgewaschen werden

Synthesereaktionen

Die Reaktion von CO und H₂ zu langkettigen Molekülen erfolgt durch die Fischer-Tropsch Synthese. Als Katalysatoren werden Übergangsmetalle verwendet, allen voran Eisen, Cobalt, Nickel und Ruthenium. Die Reaktion findet bereits bei Atmosphärendruck und bei einer Temperatur von 160 °C - 200 °C statt, technisch werden je nach Verfahren höhere Drücke und Temperaturen verwendet. Die Synthese verläuft nach folgendem Reaktionsschema (<http://de.wikipedia.org/wiki/Fischer-Tropsch-Synthese>):



Die FT-Synthese ist daher in der Lage verschiedene Produkte herzustellen.

Speichereinheiten

Das vorgestellte Schema sieht zwei Speichereinheiten vor. Wasserstoff wird nach der Elektrolyse kurzzeitig gespeichert, um trotz des unregelmäßigen Anfalles des Stroms einen kontinuierlichen Betrieb der Anlage zu garantieren. Dieser Speicher kann einfach sein, da die Speicherdichte keine große Rolle spielt. Der flüssige Treibstoff wird vor der Auslieferung gespeichert. Das wird ein normaler Benzintank sein.

Wirkungsgrade und Ausbeuten

Für dieses Verfahren bestehen derzeit keine großtechnischen Erfahrungen. Doty (2009) gibt an, dass bei einer Anschlussleistung von 50 MWe 83 t/d Flüssigtreibstoff gewonnen werden kann. Dies entspricht einem Wirkungsgrad von 83 % (Verhältnis Heizwert Treibstoff / Stromeinsatz). Dies erscheint sehr hoch, da der Wirkungsgrad der Elektrolyse alleine schon in dieser Größenordnung liegt. Realistisch erscheinen daher Wirkungsgrade zwischen 50 % (heute erzielbar) und 65 % (Zielwert 2050).

Entwicklungsbedarf

Dieses Verfahren besteht aus drei bekannten Verfahrensstufen. Die FT-Synthese ist gegenüber der Herstellung von FT-Treibstoffen aus Biomasse wegen der Reinheit und gleichbleibenden Zusammensetzung der Einsatzgase wesentlich einfacher. In der hohen Reinheit der Rohstoffe (Wasser, CO₂) liegt ein Hauptvorteil für einen einfachen Prozess. Das Verfahren als System muss erst erprobt werden.

2.4.2 Methan aus Strom und CO₂

Beschreibung des Verfahrens

Das Verfahren zur Herstellung von Methan aus CO₂ und Wasser mittels Strom ist ähnlich der oben beschriebenen zur Herstellung flüssiger Treibstoffe.

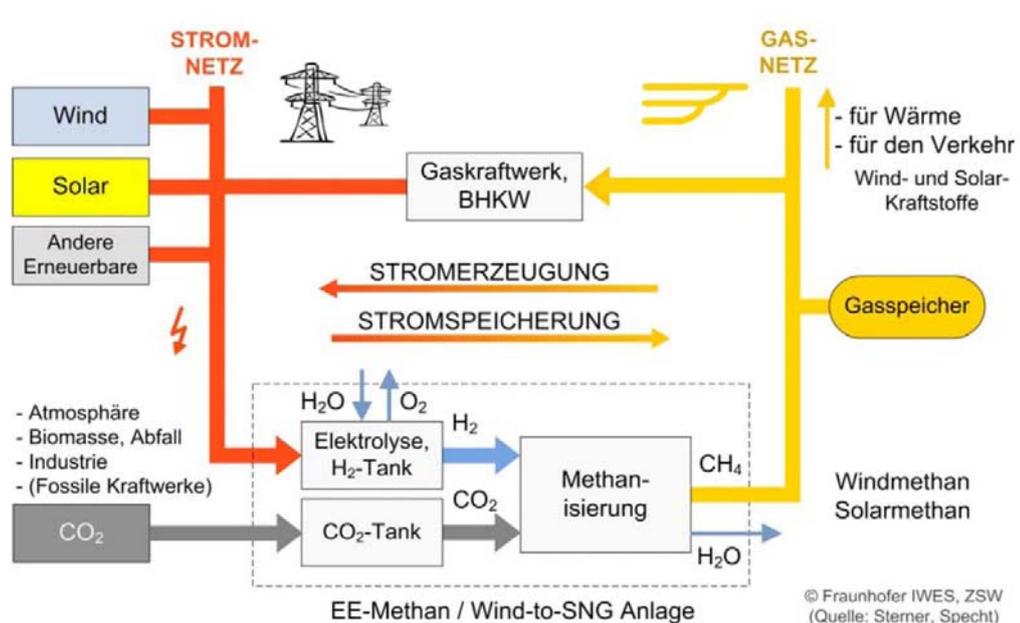
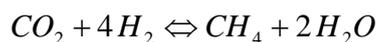


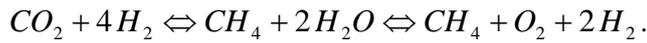
Abb. 2.5 Verfahrensschema zur Herstellung von Methan aus CO₂, H₂O und Strom.

In der vorhandenen Literatur (Sterner, 2009) wird die Methanisierung als eine Kombination der RWGS-Reaktion mit der CO-Methanisierung beschrieben. Diese Reaktion (genannt Sabatier Prozess) wurde bereits 1913 erfunden, aber nie technisch genutzt. Sie wird durch folgende Reaktionsgleichung beschrieben:



Bei erhöhter Temperatur und erhöhtem Druck läuft die Reaktion unter Verwendung eines Nickel-Katalysators ab, effektiver ist die Verwendung von Ruthenium auf einem Aluminiumoxid Substrat. Oft ist auch ein Sabatier-Prozess in Verbindung mit einer nachgeschalteten Wasserstoff-Elektrolyse technisch relevant, da sich so Methan und Sauerstoff erzeugen lassen.

Die Reaktionsgleichung lautet dann



Wirkungsgrade und Ausbeuten

Auch mit diesem Verfahren liegen keine großtechnischen Erfahrungen vor. Bezüglich des Wirkungsgrades kann wie bei der Herstellung der Flüssigtreibstoffe von einem maximalen Wirkungsgrad von 50 % (heute) bis 65 % (Zielwert 2050) ausgegangen werden.

Entwicklungsbedarf

Auch für dieses Verfahren besteht ein Bedarf an der Entwicklung großtechnischer Anlagen und deren Optimierung.

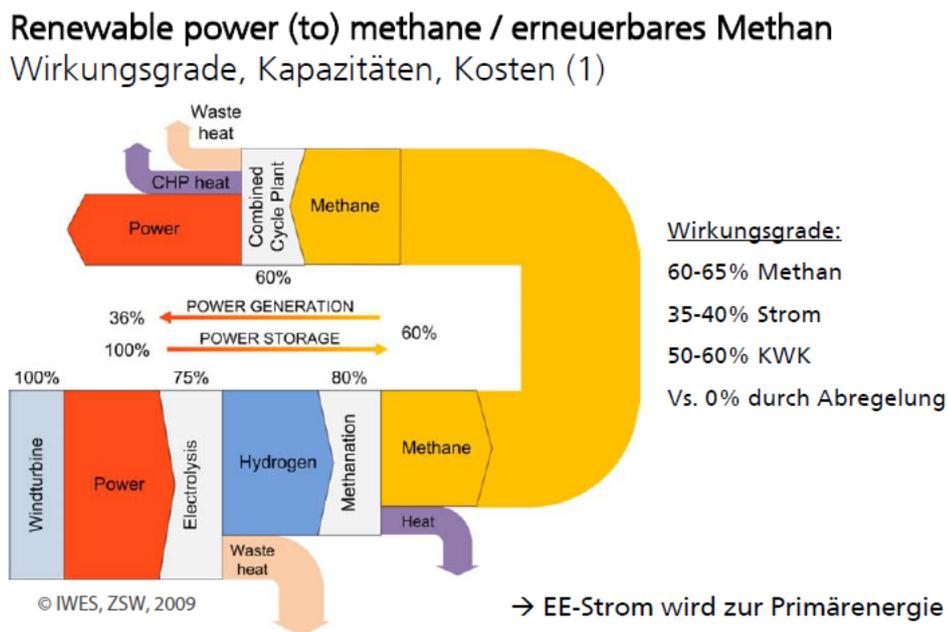
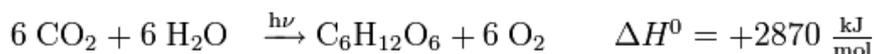


Abb. 2.6 Sankey-Darstellung des Energieflusses bei der Methanisierung von CO₂ und H₂O (Sternier, 2010a)

2.4.3 Photosynthetische Verfahren zur Herstellung flüssiger Treibstoffe aus CO₂

Beschreibung des Verfahrens

Die Produktion von Biomasse ist eine der Möglichkeiten Sonnenenergie in Treibstoffe umzuwandeln (Chisti, 2010). Die photosynthetische Produktivität der aquatischen Biomasseproduktion ist wesentlich höher als die der terrestrischen. Dies macht die Fixierung von CO₂ durch Photosynthese interessant, auch weil sie unter verschiedensten Bedingung wachsen kann (Salzwasser/Frischwasser, weiter pH-Bereich, Möglichkeit der Düngung durch Abwässer,...). Die Zucht von Algen (vorwiegend grüne Mikroalgen) ist hierbei die best untersuchte Möglichkeit. Die Netto-Reaktionsgleichung für die oxygene Photosynthese lautet dabei:



Aus Kohlenstoffdioxid und Wasser entstehen durch Energiezufuhr (Licht! Nicht Wärme) Traubenzucker (Glucose) und Sauerstoff. Die Algen wandeln in der Folge diesen Zucker in eine Reihe anderer Produkte um, wobei die entstehenden Öle energetisch gesehen die wichtigsten sind (20 – 70 % der Masse). Diese Pflanzenöle können sowohl direkt zum Betrieb von dafür umgerüsteten Motoren verwendet, beziehungsweise im Wege einer Veresterung zu Biodiesel umgewandelt werden. Aus der restlichen Biomasse der Algen könnten sowohl Ethanol/Butanol als auch synthetische Treibstoffe hergestellt werden, alternativ könnten sie als Futtermittel verwendet werden. Daneben entstehen eine Reihe anderer, z.T. hochwertiger Substanzen, sodass auch für die Algen ein Bioraffineriekonzept sinnvoll ist, in dem eine Reihe von Chemikalien und schlussendlich Energie (-träger) gewonnen werden.

Die erforderlichen Verfahrensschritte sind:

- Abtrennung des CO₂ aus den Rauchgasen
- Biotechnologische Algenproduktion
- Trennung der Biomasse und der Wertstoffe aus der wässrigen Phase
- Eventuell eine Umwandlung (Veresterung) zur Herstellung der geforderten Produkte

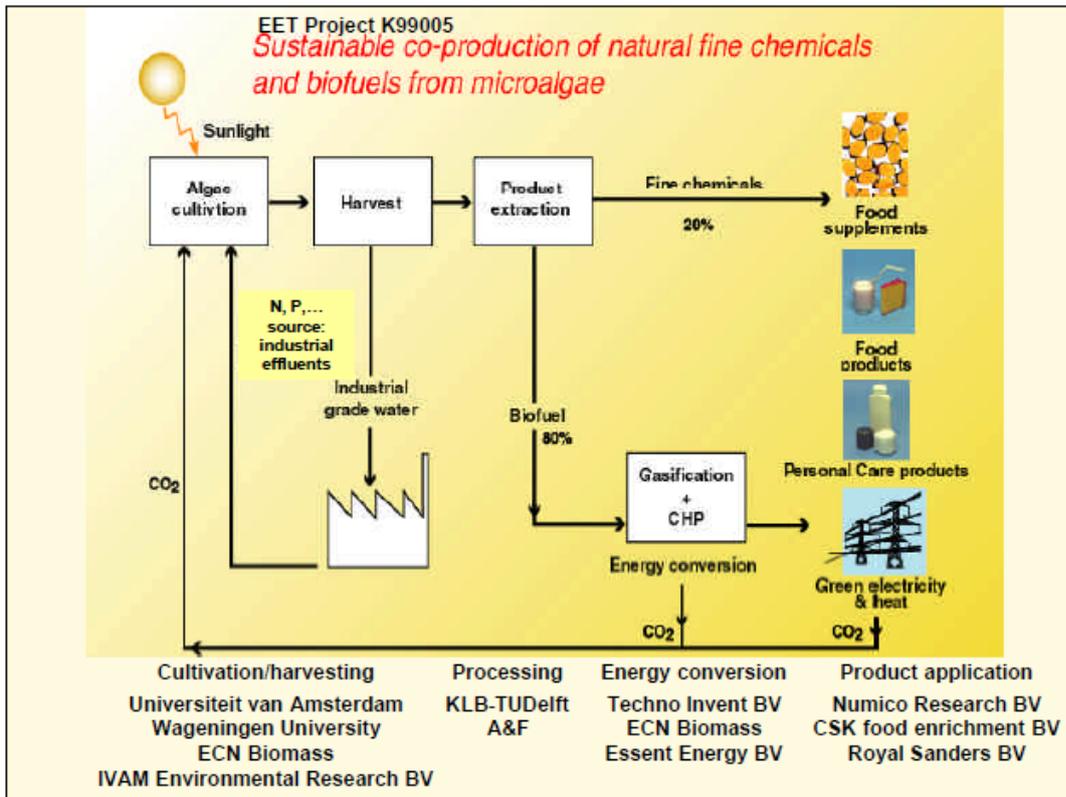


Abb. 2.7 Schema einer Koproduktion von Biotreibstoffen und Feinchemikalien durch Mikroalgen (Reith, 2004)

Wirkungsgrade und Ausbeuten

Die Literaturangaben zu den Hektarerträgen streuen weit und sind größtenteils aus Laboranlagen hochgerechnet und nicht das Ergebnis großtechnischer Versuche. Auch in Österreich läuft eine Reihe von F&E-Projekten zu Herstellung von Biodiesel aus Algen.

Die Anlagen zu Zucht von Algen benötigen eine große Fläche. Der Wirkungsgrad der Photosynthese wird nicht größer als 8 – 10 % sein, sodass die Ausbeute an Biomasse für das gesamte Verfahren einschließlich der erforderlichen Trenn- und Aufbereitungsschritte maximal 60 – 80 kWh/m² betragen wird.

Entwicklungsbedarf

All diese Verfahrensschritte sind grundsätzlich bekannt, aber noch in keiner Großanlage realisiert. Für eine wirtschaftliche Rückgewinnung des CO₂ aus den Rauchgasen müssen wesentliche Vereinfachungen und Verkleinerungen entwickelt werden.

2.4.4 Folgerungen

Die Nutzung des CO₂ aus Verbrennungsprozessen durch chemische oder biotechnologische Verfahren stellt eine interessante Möglichkeit dar, flüssige oder gasförmige Treibstoffe zu gewinnen. Alle hierzu erforderlichen Verfahrensschritte sind bekannt und in anderen Verfahren großtechnisch erprobt.

Bei der Herstellung über chemisch-technische Verfahren wird hierzu (Überschuss-)Strom eingesetzt, bei biotechnologischen (Sonnen-)Licht. Die chemischen Verfahren stellen daher eine Möglichkeit dar, Strom in Treibstoffe umzuwandeln und gleichzeitig das Problem der Energiespeicherung zu lösen.

3 Definition der nachhaltig verfügbaren Potenziale Erneuerbarer Energieträger

3.1 Potenzialdefinition (adaptiert nach Kaltschmitt, Streicher, 2009)

Die Möglichkeiten zur Deckung der Energienachfrage in Österreich mit regenerativen Energien werden entscheidend von den verfügbaren Energiepotenzialen bestimmt. Dabei wird bei derartigen Potenzialen prinzipiell unterschieden zwischen den theoretischen, technischen, wirtschaftlichen und erschließbaren Potenzialen (Abb. 3.1) (u. a. Kaltschmitt, Streicher und Wiese 2006); sie werden nachfolgend definiert.

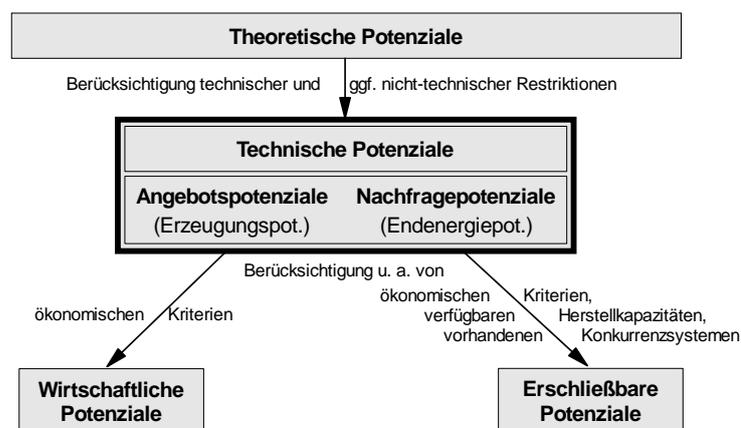


Abb. 3.1 Abgrenzung der unterschiedlichen Potentialbegriffe (nach Kaltschmitt, Streicher und Wiese 2006)

Theoretisches Potenzial

Das theoretische Potenzial beschreibt das in einer gegebenen Region innerhalb eines bestimmten Zeitraums theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot (z. B. die auf der Erdoberfläche auftreffende Solarstrahlung). Es wird allein durch die physikalischen Nutzungsgrenzen bestimmt und markiert damit die Grenze des theoretisch maximal realisierbaren Beitrages einer Option zur Nutzung regenerativer Energien zur Energiebereitstellung. Wegen unüberwindbarer technischer, ökologischer, struktureller und administrativer Schranken kann das theoretische Potenzial meist nur zu sehr geringen Teilen erschlossen werden.

Technisches Potenzial

Die technischen Potenziale beschreiben den Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung gegebener technischer Randbedingungen nutzbar ist. Zusätzlich werden u. a. strukturelle Restriktionen sowie ggf. vorhandene gesetzliche und gesellschaftlich i. Allg. fest verankerte Vorgaben (z. B. landwirtschaftliche Nutzung für die Lebensmittelversorgung, Nutzungsrestriktionen in Nationalparks) berücksichtigt, da sie letztlich auch – ähnlich den technisch bedingten Eingrenzungen – "unüberwindbar" sind. Nicht berücksichtigt werden bei der

Bestimmung der technischen Potenziale demgegenüber Akzeptanzprobleme (z. B. in der Bevölkerung), die bei der Erschließung regenerativer Energien auftreten können, da diese letztlich keine technische Einschränkung im eigentlichen Sinn darstellen. Aufgrund der Unterschiede zwischen der technisch möglichen Energiebereitstellung einerseits und der in vorhandenen Energiesystemen gegebenen nachfragebedingten Restriktionen andererseits wird bei den technischen Potenzialen zwischen den technischen Erzeugungs- oder Angebotspotenzialen und den technischen Endenergie- oder Nachfragepotenzialen unterschieden.

- Das **technische Erzeugungs- oder Angebotspotenzial** beschreibt die unter Berücksichtigung ausschließlich technischer und struktureller angebotsseitiger Restriktionen bereitstellbare Energie (z. B. die mit Photovoltaiksystemen erzeugbare elektrische Energie) frei Einspeisepunkt in das Netz.
- Bei dem **technischen Endenergie- oder Nachfragepotenzial** handelt es sich um den Anteil des Erzeugungs- oder Angebotspotenzials, der auch von den Verbrauchern potenziell genutzt werden kann. Damit müssen hier zusätzlich nachfrageseitige Beschränkungen und potenzielle Verluste, die zwischen dem Einspeisepunkt der Erzeugungsanlage ins jeweilige Verteilnetz und dem Entnahmepunkt beim Verbraucher im Mittel entstehen können, berücksichtigt werden.

Wirtschaftliches Potenzial

Unter dem wirtschaftlichen Potenzial einer Option zur Nutzung regenerativer Energien wird der Anteil des technischen Potenzials verstanden, der unter Zugrundelegung der jeweiligen Wirtschaftlichkeitskriterien (u. a. Fremdkapitalzinssatz, Abschreibungsdauer, Eigenkapitalanteil und -verzinsung) aus ökonomischer Sicht genutzt werden kann. Neben den Parametern, die auch das technische Potenzial beeinflussen, wird damit die Bandbreite des wirtschaftlichen Potenzials von den jeweiligen Rentabilitätsforderungen des Investors und zusätzlich von dem Preisniveau der konkurrierenden Referenzsysteme, die u. a. stark von den aktuellen Energieträgerpreisen beeinflusst werden, bestimmt. Zu unterscheiden ist auch, ob das wirtschaftliche Potenzial aus volks- oder betriebswirtschaftlicher Sicht bestimmt wird.

Erschließbares Potenzial

Das erschließbare Potenzial regenerativer Energien beschreibt den zu erwartenden tatsächlichen Beitrag einer regenerativen Energie zur Energieversorgung. Es ist ebenfalls zeitabhängig und in der Regel geringer als das wirtschaftliche Potenzial, da es i. Allg. nicht sofort, sondern nur innerhalb eines längeren Zeitraums infolge einer Vielzahl unterschiedlichster Restriktionen vollständig erschließbar ist. Dies liegt u. a. an den begrenzten Herstellkapazitäten, der Funktionsfähigkeit der vorhandenen, noch nicht abgeschriebenen Konkurrenzsystemen sowie einer Vielzahl weiterer Hemmnisse (z. B. mangelnde Information, rechtliche und administrative Begrenzungen).

Betrachtete Potenziale

Da die wirtschaftlichen und insbesondere die erschließbaren Potenziale erheblich von den sich schnell ändernden energiewirtschaftlichen und politischen Randbedingungen beeinflusst werden, wird auf diese Potenziale hier nicht eingegangen. Allerdings werden für die verschiedenen Endenergieformen jeweils andere Potentialdefinitionen verwendet:

3.2 Angewandte Potenzialdefinitionen

Elektrische Energie

Für elektrische Energie wird angenommen, dass eine Saisonspeicherung in unbegrenztem Ausmaß in Österreich zur Verfügung steht. Somit können die über das Jahr stark fluktuierenden Energieformen Photovoltaik und Windenergie in größerem Ausmaß eingesetzt werden. Als Nachfragerestriktion wird nur der jährliche Bedarf gesehen. Die notwendigen saisonalen Speichertechnologien mit ihren Wirkungsgraden und eventuellen parasitären Energieverbräuchen und Speichergrößen werden aber in Kapitel 6 dargestellt. Kurzzeitspeicherung (Tag/Nacht, einige Tage) sollte beim Vorhandensein von Saisonspeichern nicht das Thema sein und wird als ausreichend vorhanden angenommen. Um jedoch die Stromtransportkapazitäten und Übertragungsverluste bei Kurzzeitschwankungen im Netz gering zu halten, werden die Technologien Smart Metering und Smart Grids an Bedeutung gewinnen.

Die durch die Verteilung und ggf. Speicherung bedingten Verluste werden hier pauschal mit jeweils 10 % unterstellt; dabei wird bewusst in Kauf genommen, dass dies – aufgrund der hier realisierten nicht standortscharfen Betrachtung – nur eine grobe Abschätzung sein kann, da beispielsweise Strom aus dezentralen dachmontierten Photovoltaikanlagen in unmittelbarer Anlagennähe verbraucht werden kann – unter weitgehender Vermeidung möglicher Verluste – und z. B. Windstrom aus großen Windparks einen weiträumigen Abtransport und ggf. umfangreiche und u. U. stark verlustbehaftete Speicher benötigt, um die jeweils gegebene Nachfrage zu decken.

Wärme

Bei Anlagen zur Bereitstellung thermischer Energie beschreibt das Endenergie- oder Nachfragepotenzial den Anteil der aus technischer Sicht erzeugbaren thermischen Energie, der vom Endverbraucher auch genutzt werden kann (d. h. beispielsweise der Anteil der in solarthermischen Anlagen erzeugbaren Wärme, die der Verbraucher auch nutzt). Die effiziente Saisonspeicherung von Wärme und der effiziente Transport über große Strecken bzw. über fein verteilte Netze mit geringer Abnahme scheinen auch bis 2050 nicht umsetzbar.

Damit errechnet sich das Nachfrage- aus dem Erzeugungspotenzial auf der Basis der mittleren Nachfragecharakteristik nach Niedertemperaturwärme sowie den jeweiligen Speicher- und Verteilverlusten innerhalb des entsprechenden Hausverteilsystems. Die Verteilverluste der

Wärme werden für Niedertemperaturwärme mit 15 % und für Hochtemperaturwärme mit 10 % angenommen.

Gas und Kraftstoffe

Da Kraftstoffe und Gas in einem Erneuerbaren Energiesystem primär aus Biomasse hergestellt werden, kommt das reine Nachfragepotential zur Anwendung. Eine ausreichende Kapazität für die saisonale Speicherung der Biomasse wird hierbei vorausgesetzt.

3.3 Biomasse Aufkommen und Umwandlungsmöglichkeiten (nach Kaltschmitt, Streicher 2009)

Um herauszufinden, welchen möglichen Beitrag die Biomasse zur Energiebereitstellung in Österreich im Jahr 2050 leisten kann, werden nachfolgend zunächst die theoretischen und technischen Biomassepotenziale diskutiert. Weiter werden die derzeit (2009) genutzten energetischen Biomassequantitäten in Österreich erläutert.

3.3.1 Potenziale

So wie in allen weiteren Potentialbetrachtungen wird auch bei der Biomasse zwischen der Darstellung der theoretischen und der technischen Potenziale unterschieden.

Dabei werden die theoretischen Potenziale jedoch nicht für jeden einzelnen Bioenergieträger ermittelt. Vielmehr wird nur ein gesamtes theoretisches Potenzial abgeschätzt, das im Wesentlichen die gesamte auf der Gebietsfläche Österreichs nachhaltig zuwachsende Biomasse beschreibt. Es kann – wie bei allen theoretischen Potenzialen – aufgrund technischer, ökologischer, struktureller und administrativer Restriktionen in der Praxis nicht vollständig genutzt werden.

Im Gegensatz zum theoretischen Potenzial wird im Rahmen der Berechnung des technischen Angebotspotenzials unterschieden zwischen Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen sowie Energiepflanzen. Da viele der hier ausgewählten Bioenergieträger der Gruppe Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle zugeordnet werden können, erfolgt aus Gründen der Übersichtlichkeit nochmals eine Differenzierung nach Entstehungsorten. Dabei nimmt in dieser Biomassegruppe sowohl die Forst- als auch die Landwirtschaft eine große Bedeutung ein. Deshalb werden Biomassefraktionen industriellen und kommunalen Ursprungs, Klärschlamm und Ab- bzw. Schwarzlaug sowie Landschaftspflegeholz nachfolgend den sonstigen Rückständen, Nebenprodukten und Abfällen zugeordnet. Die Nutzung von Deponiegas wird im Rahmen der Potenzialanalyse hier nicht betrachtet, da sie aufgrund der Anforderungen der Deponieverordnung (BGBl. II Nr. 39/2008) mittel- und langfristig keinen Beitrag zur Deckung der Energienachfrage liefern wird.

3.3.2 Theoretisches Biomasse-Potenzial

Das theoretische Biomasse-Potenzial ergibt sich aus dem physikalisch-biologischen Angebot der Biomasse und stellt damit eine theoretische Obergrenze des potenziell nachhaltig verfügbaren

Energieangebots dar. Es kann anhand des maximalen photosynthetischen Wirkungsgrads (d. h. maximaler Ertrag an Pflanzenmasse) bestimmt werden. Dieser wird mit 30 t Trockenmasse (TM) pro Hektar und Jahr für Lignozellulose angegeben (Hall et al. 1993). Für die Gegebenheiten in Österreich sind davon – selbst bei dieser theoretischen Betrachtung – aufgrund von Restriktionen u. a. der Bodenverhältnisse, der Wasserverfügbarkeit und der klimatischen Gegebenheiten theoretisch im Mittel maximal rund 20 t(TM)/(ha.a) nutzbar. Wird unterstellt, dass auf einer Fläche von rund 68 000 km² (Gesamtfläche Österreichs abzüglich Flächen von Gewässern, Alpen und Ödland lt. BEV 2007) eine derart hohe Biomasseproduktion – zumindest im Rahmen dieser Maximalbetrachtung – möglich wäre, errechnet sich ein theoretischer Biomassertrag von etwa 136 Mio. t/a. Bei einem Brennwert von 19,8 MJ/kg resultiert daraus eine theoretisch bereitstellbare Energie von knapp 2,7 EJ/a.

Wird unterstellt, dass daraus im theoretischen Maximalfall praktisch verlustfrei eine ausschließliche Wärmebereitstellung möglich wäre, entspricht dies einem bereitstellbaren Wärmepotenzial von rund 2 693 PJ/a. Wird demgegenüber eine alleinige Stromerzeugung betrachtet, errechnet sich mit einem theoretischen Umwandlungswirkungsgrad von 60 % eine potenzielle Stromerzeugung von rund 449 TWh/a. Und bei der Unterstellung einer ausschließlichen Kraftstofferzeugung mit einem theoretischen Wirkungsgrad von 80 % resultiert daraus eine Treibstoffenergie von 2 154 PJ/a.

3.3.3 Technisches Biomasse-Angebotspotenzial

Die technischen Möglichkeiten der Bereitstellung von Energie aus Biomasse werden – neben der verfügbaren Umwandlungstechnik – primär vom technischen Potenzial der energetisch nutzbaren Biomassen bestimmt. Dieses sogenannte technische Energieträgerpotenzial beschreibt damit den Anteil der insgesamt verfügbaren Biomasse, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Restriktionen als Energieträger nutzbar ist.

Zur Berechnung des in Österreich verfügbaren technischen Energieträgerpotenzials werden für die hier untersuchten Bioenergieträger zunächst die energetisch nutzbaren Mengen unter Berücksichtigung der gegenwärtigen stofflichen Nutzung sowie unter Beachtung sonstiger restriktiver Aspekte (z.B. Schließung der Nährstoffkreisläufe) ermittelt. Bei der anschließenden Umrechnung dieser massebezogenen Daten in Energieeinheiten können unterschiedliche Umwandlungspfade (d.h. thermo-chemische, physikalisch-chemische, bio-chemische Wandlung) zum Einsatz kommen. Während das technische Energieträgerpotenzial für den thermo-chemischen Umwandlungsprozess sich über den substratspezifischen Heizwert berechnet, wird für den bio-chemischen Umwandlungspfad der durchschnittliche substratspezifische Gasertrag zugrunde gelegt.

Die in den einzelnen Szenarien genutzten Mengen an Biomasse sind in Tabelle 3-1 dokumentiert.

Tabelle 3-1: Biomasse Primärenergie - Nutzungspotenziale

		2008	Konstant Szenario		Wachstums Szenario	
			2030	2050	2030	2050
Forstliche Biomasse (Holz und Holzabfälle)	PJ	100	113	100,4	113	102,7
Klärschlamm, Schwarzlauge	PJ	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6
Landwirtsch. Biomasse, Abfälle, Energiepflanzen	PJ	36	89	70,0	89	87,6
Sägenebenprodukte	PJ	43	46,2	36,3	46,2	43,1
Altspeiseöle, Fette, sonstige organische Abfälle	PJ	8	12	8,9	12	10,2

Die in den einzelnen Szenarien genutzten Mengen an Biomasse für verschiedene Anwendungskategorien sind in Tabelle 3-2 dokumentiert.

Tabelle 3-2: Genutzten Mengen an Biomasse für verschiedene Anwendungskategorien

		2008	Konstant Szenario		Wachstums Szenario	
			2030	2050	2030	2050
Elektrisch	PJ	5,4	14,0	9,5	14,0	11,4
Wärme HT	PJ	7,86	11,1	43,5	11,1	65,0
Wärme NT	PJ	136,0	170,0	104,1	170,0	102,3
Kraftstoffe	PJ	3,2	12,6	16,1	12,6	22,7
Gas	PJ	2,6	4,5	12,1	4,5	14,7

3.3.4 Forstwirtschaft

In Österreich sind rund 4 Mio. ha als Waldfläche statistisch ausgewiesen. Davon sind etwa 0,5 bzw. 0,1 Mio. ha Schutzwald bzw. Holzboden (u. a. Forststraßen) außer Ertrag und können daher nicht für eine Bereitstellung von energetisch nutzbarem Holz herangezogen werden (FBVA 2008). Vom auf der verbleibenden Fläche nutzbaren jährlichen Holzzuwachs (38,5 Mio. Vfm; Vorratsfestmeter (Vfm)) werden derzeit bereits etwa durchschnittlich 16,8 Mio. Efm (Erntefestmeter (Efm)) ohne Rinde (5-Jahresmittel) (BMLFUW 2007) als Nutzholz eingeschlagen. Zusätzlich können etwa 0,8 Mio. Fm (Festmeter (Fm)) in Form von Waldhackgut genutzt werden (eigene Berechnung in Anlehnung nach BMLFUW (2008a)). Dies entspricht zusammengenommen etwa 159 PJ.

Der energetischen Verwertung dieser Holzmenge steht allerdings die stoffliche Verwertung z. B. als Bau- und Möbelholz oder in der Papier- und Zellstoffindustrie sowie der Span- und

Faserplattenindustrie entgegen. Auch verbleibt mit ca. 2,5 Mio. Fm ein Teil des Schlagabraums im Wald (eigene Berechnung in Anlehnung nach BMLFUW (2008a)).

Zusätzlich kann noch ein Teil von dem im Wald verbleibenden Schlagabraum sowie vom jährlichen derzeit nicht genutzten Zuwachs energetisch verwertet werden. Dabei lassen sich rund 0,8 Mio. Fm Schlagabraum sowie 9,7 Mio. Fm durch ein verändertes Waldmanagement (Holzeinschlag und Durchforstung) an Holz für eine energetische Nutzung gewinnen; dies entspricht einem zusätzlichen Angebotspotenzial von ca. 6,7 bzw. 77,7 PJ/a. Dabei wird vereinfacht unterstellt, dass das bei einer verstärkten Waldnutzung gewonnene Holz primär stofflich verwendet werden würde und nur die bei der Verarbeitung anfallenden Restholzsortimente (u. a. Sägenebenprodukte, Rinde, Waldrestholz) sowie die durch die Walderschließung ermöglichte verstärkte Gewinnung von Brennholz für eine thermische Nutzung zur Verfügung stehen. Insgesamt könnten somit knapp 190 PJ/a an Brennholz, Rinde, Waldhackgut und Sägenebenprodukte energetisch genutzt werden.

Neben diesen unbehandelten Holzfraktionen kann zusätzlich noch ein gewisser Teil des Altholzaufkommens (u. a. Bau- und Abbruchholz, Holzanteile im Rest- und Sperrmüll sowie in Baustellenabfällen und ölimprägnierte Hölzer) von etwa 0,8 Mio. t/a energetisch genutzt werden (BMLFUW 2008b). Einschränkende Faktoren für diese Nutzung sind allerdings die Konkurrenz durch eine stoffliche Verwertung sowie die aufgrund technisch-ökonomischer Restriktionen nicht vollständig mögliche Erfassung u. a. bei Bau- und Abbruchholz. Da aufgrund der Anforderungen der Deponieverordnung (BGBl. II Nr. 39/2008) Holz ab 2004 nicht mehr deponiert werden darf, wird hier unterstellt, dass 80 % des Altholzanfalls energetisch verwertet werden können; dies entspricht bei einem Heizwert von 17,5 MJ/kg rund 11,8 PJ/a.

Insgesamt liegt das Holzaufkommen bei rund 100 PJ/a und wird sich bis 2050 nicht ändern, vor allem weil zunehmende Mengen stofflich genutzt werden.

3.3.5 Klärschlamm und Schwarzlauge

Klärschlamm. Klärschlamm wird i. Allg. im Rahmen einer Kaskadennutzung energetisch genutzt. Zunächst wird der in Kläranlagen anfallende Klärschlamm anaerob unter Freisetzung von Klärgas (d. h. Biogas) stabilisiert. Wird er anschließend getrocknet, kann er als Festbrennstoff genutzt werden. Beide Varianten werden nachfolgend diskutiert.

Der theoretisch insgesamt in Österreich anfallende Klärschlamm kann nicht vollständig anaerob eingesetzt werden. Einschränkungen ergeben sich u. a. aus dem nicht erreichbaren 100 %-igen Anschlussgrad an das Kanalnetz bzw. eine Kläranlage. Auch wird z. B. bei sehr kleinen Anlagen oder bei Pflanzenkläranlagen keine anaerobe Stabilisierung des Klärschlammes durchgeführt. Wird für Österreich eine jährliche Abwassermenge von rund 20 Mio. Einwohnergleichwerten (EWG) (BMLFUW 2000) bei einem unterstellten Erfassungsgrad durch Kläranlagen mit anaerober Schlammbehandlung von 80 % unterstellt, können mit einem durchschnittlichen Biogasertrag von 7,2 m³ pro Einwohnergleichwert und Jahr sowie einem Heizwert von 21,6 MJ/m³ (6 kWh/m³) rund 2,5 PJ/a an Brennstoffenergie (d. h. Biogas) bereitgestellt werden.

Aber auch der anschließend verbleibende Klärschlamm ist nicht vollständig als Festbrennstoff nutzbar. Einschränkungen bestehen hier derzeit u. a. durch konkurrierende Verwertungsformen z. B. als Dünger in der Landwirtschaft. Der Nutzung in der Landwirtschaft sind dabei aber durch die teilweise hohen Schadstoffkonzentrationen (vor allem Schwermetalle) im Klärschlamm Grenzen gesetzt. Auch ist es seit 2004 aufgrund der Anforderungen der Deponieverordnung (BGBl. II Nr. 39/2008) nicht mehr möglich, unbehandelte Abfälle zu deponieren; eine Deponierung des Klärschlammes ist damit nicht möglich. Es wird daher unterstellt, dass rund zwei Drittel des gesamten im Jahr 2006 anfallenden Klärschlammes von 450 000 t_{TM} (Austropapier 2007) aus technischer Sicht als Festbrennstoff genutzt werden kann. Mit einem mittleren Heizwert von 10 MJ/kg_{TM} bestimmt sich daraus ein Brennstoffpotenzial von 3,0 PJ/a. Dessen energetische Nutzung kann in Stromerzeugungsanlagen (z. B. durch Zufeuerung) oder in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erfolgen.

Schwarzlauge. An Schwarzlauge aus der Papier- und Zellstoffindustrie sind im Jahr 2006 rund 2,9 Mio. t_{TM} (Austropapier 2007) angefallen. Da die Ablauge bereits heute zu praktisch 100 % energetisch verwertet wird, errechnet sich ein technisches Brennstoffpotenzial von ca. 23,5 PJ/a, ohne dass Restriktionen einer anderweitigen Nutzung berücksichtigt werden müssen.

3.3.6 Landwirtschaft Grünland, Landschaftspflegeholz, Energiepflanzen, Bio – und Grünabfälle

In dieser Kategorie werden Energieerträge von Ackerflächen, Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle aus der Landwirtschaft sowie Grünabfällen und Erträge aus Energiepflanzen zusammengefasst. Diese einzelnen Biomassefraktionen werden nachfolgend diskutiert.

Stroh. Im Jahr 2009 wurde in Österreich Getreide auf einer Anbaufläche von ca. 590 000 ha produziert. Die daraus resultierende Gesamtmenge an Getreidestroh, das aus den jeweiligen Getreideerträgen und dem entsprechenden Korn-Stroh-Verhältnis ermittelt werden kann, liegt bei ca. 2,0 Mio. t. Um jährliche Schwankungen u. a. aufgrund von anderen Fruchtfolgen, veränderter Witterung und kurzfristigen Marktschwankungen auszugleichen, wird bei den Ernteerträgen das arithmetische Mittel der Erntejahre 1998 bis 2006 zugrunde gelegt.

Im Gegensatz zur energetischen Verwertung wird Getreidestroh stofflich bereits vielfältig verwertet (u. a. Einstreu in der Nutztierhaltung, Verkauf an Gärtnereien). Dies muss bei der Potenzialabschätzung berücksichtigt werden. Deshalb stehen nach Abzug des für eine stoffliche Nutzung benötigten Strohs nur etwa 20 % (0,4 Mio. t_{FM}/a) des Gesamtstrohaufkommens als Energieträger zur Verfügung. Bei einem Heizwert von 14,5 MJ/kg_{FM} (15 % Wassergehalt) berechnet sich daraus ein technisches Energieträgerpotenzial von 5,8 PJ/a. Unter Zugrundelegung eines mittleren Umwandlungswirkungsgrads von 90 % für Strohfeuerungen resultiert daraus ein technisches Angebotspotenzial aus Stroh von ca. 5,2 PJ/a.

Grünlandaufwuchs. In Österreich sind etwa 1,8 Mio. ha an Dauergrünland vorhanden (Statistik Austria 2007c). Diese Fläche setzte sich aus extensiv bewirtschaftetem Grünland,

Wirtschaftsgrünland sowie Almen und Bergmäher zusammen. Die auf dieser Fläche aufwachsende Biomasse ist aber nur z. T. energetisch nutzbar.

Beispielsweise können die Grünlanderträge von Almen und Bergmäher aufgrund der i. Allg. gegebenen Nutzung als Weide bzw. der exponierten Lage und geringen Erträge keiner technisch sinnvollen energetischen Nutzung zugeführt werden. Auch steht der energetischen Nutzung der Erträge von extensiv bewirtschaftetem Grünland- und Wirtschaftsgrünlandflächen die stoffliche Verwendung als Tierfutter entgegen; deshalb kann nur ein sehr geringer Teil der hier produzierbaren Biomasse überhaupt als Energieträger genutzt werden.

Ernterückstände. Ernterückstände aus dem landwirtschaftlichen Nutzpflanzenanbau stellen ebenfalls potenzielle (Co-)Substrate für eine Vergärung in Biogasanlagen dar. Dabei werden hier für eine Potenzialabschätzung nur die Ernterückstände aus dem Zuckerrüben- (Rübenblatt) und dem Kartoffelanbau (Kartoffelkraut) betrachtet, da weitere Substrate (z. B. Rückstände aus dem Gemüseanbau) verglichen damit nur ein deutlich geringeres mengenmäßiges Aufkommen besitzen. Zudem lassen sich bestimmte Ernterückstände nur zu einem gewissen Teil für eine Vergärung in Biogasanlagen technisch nutzbar machen, da aufgrund erntetechnischer Restriktionen ein Großteil auf dem Feld verbleibt und dort direkt in den Boden eingearbeitet wird. Weitere Stoffströme werden als Futtermittel genutzt und sind somit maximal über die Gülle als Biogassubstrat nutzbar.

Sonstige Rückstände, Nebenprodukte und Abfälle. Unter dieser Kategorie werden Biomassefraktionen zusammengefasst, die weder eindeutig der Land- noch der Forstwirtschaft zuzuordnen sind. Darunter werden hier Klärschlamm, Schwarzlauge, Bio- und Grünabfälle, Abfälle aus Industrie und Gewerbe sowie Landschaftspflegeholz und Altspisefette/-öle verstanden. Sie werden nachfolgend diskutiert.

Insgesamt wurde in dieser Kategorie im Jahr 2009 eine Primärenergiemenge von 36 PJ eingesetzt. Bis 2050 wird dieser Wert im Konstant Szenario auf 70 PJ gesteigert, im Wachstums Szenario auf 88 PJ.

Bio- und Grünabfälle. Unter Bio- und Grünabfällen wird eine Vielzahl unterschiedlichster Stoffströme zusammengefasst. Hier werden darunter im Wesentlichen Speisereste, überlagerte Lebensmittel, die vor allem in den Großküchen öffentlicher Einrichtungen (z. B. Betriebskantinen, Kranken- und Pflegeheime, Schulen und Universitäten), Marktabfälle und biogene Abfälle aus den Haushalten (sogenannte Biotonne) verstanden. Von diesen Stoffen fallen jährlich ca. 0,9 Mio. t_{FM} an. Zusätzlich dazu kommen noch 1,3 Mio. t_{FM} Grünabfälle (BMLFUW 2008b) aus dem kommunalen Bereich. Diese Stoffströme können sowohl thermo-chemisch als auch bio-chemisch genutzt werden.

Die meisten dieser Abfälle können aufgrund des teilweise sehr ortsabhängigen Anfalls (dezentraler Anfall), der geringen flächenbezogenen Anfallmengen sowie alternativer Verwertungsmöglichkeiten (Kompostierung direkt am Anfallort) nur zu einem gewissen Teil einer thermo-chemischen Nutzung zugeführt werden. Von den insgesamt 2,2 Mio. t_{FM} wird deshalb

abgeschätzt, dass nur rund 0,7 Mio. t technisch nutzbar gemacht werden können. Und da die energetische mit einer stofflichen Nutzung konkurriert, wird hier unterstellt, dass von der technisch nutzbaren Anfallmenge nur rund ein Drittel energetisch genutzt werden kann (d. h. rund 0,2 Mio. t_{FM}/a).

Mit einem durchschnittlichen Heizwert von 8 MJ/kg_{FM} und einem Umwandlungswirkungsgrad von durchschnittlich 90 % bestimmt sich daraus ein technisches Angebotspotenzial an Wärme mit rund 1,6 PJ/a. Für eine kombinierte Strom- und Wärmebereitung liegt das Angebotspotenzial verbrennungsbasiert bei 0,5 PJ/a (140 GWh/a) elektrischer Energie sowie 1,0 PJ/a thermischer Energie bzw. vergasungsbasiert bei 0,6 PJ/a (170 GWh/a) elektrisch und 1,0 PJ/a thermisch.

Auch für die bio-chemische Verwertung können die hier betrachteten Bio- und Grünabfälle nur zu einem geringen Teil verfügbar gemacht werden. Wird unterstellt, dass rund 20 % der insgesamt 2,2 Mio. t_{FM} technisch nutzbar sind, können knapp 0,3 PJ/a (80 GWh/a) an elektrischer sowie 0,3 PJ/a an Wärmeenergie auch tatsächlich genutzt werden.

Abfälle aus Industrie und Gewerbe. Auch bei der Verarbeitung organischer Substanzen (u. a. in Bierbrauereien, in der Zuckerindustrie, bei der Fleischverarbeitung) fallen organische Stoffströme an, die potenziell energetisch nutzbar wären.

Der energetischen Verwertung derartiger Abfälle aus Industrie und Gewerbe steht aber eine stoffliche Verwertung (z. B. Futtermittel, Kompostierung) entgegen. Deshalb kann nur rund die Hälfte der nutzbaren biogenen Abfälle thermisch verwendet werden. Unter Berücksichtigung, dass davon nur ein Teil aufgrund der hohen Wassergehalte für die thermische Verwertung sinnvoll einsetzbar ist, verbleiben als Festbrennstoff von den insgesamt rund 1,9 Mio. t_{FM} an Abfällen aus der Industrie und Gewerbe (BMLFUW 2008b) rund 236 000 t_{FM}. Mit einem durchschnittlichen Heizwert von 8 MJ/kg_{FM} und einem Umwandlungswirkungsgrad von 90 % bestimmt sich daraus ein technisches Potenzial von rund 1,7 PJ/a.

Landschaftspflegeholz. Unter dem Begriff Landschaftspflegeholz wird Holz verstanden, welches bei Pflegearbeiten, Baumschnittaktivitäten in der Land- und Gartenbauwirtschaft (z. B. Obstplantagen, Weinberge) und/oder sonstigen landschaftspflegerischen oder gärtnerischen Maßnahmen anfällt. Für den hier berücksichtigten Baumschnitt aus Obstplantagen und Streuobstwiesen sowie aus Weinreblflächen errechnet sich ein technisches Energieträgerpotenzial von 0,5 PJ/a, das sich aus der technisch nutzbaren Anfallmenge von rund 63 000 t_{FM} unter Beachtung der gegebenen Restriktionen einer stofflichen Nutzung sowie mit einem durchschnittlichen Heizwert von 8 MJ/kg_{FM} ergibt.

Energiepflanzen. Unter ein- oder mehrjährigen Energiepflanzen werden land- und ggf. forstwirtschaftlich produzierte Pflanzen verstanden, die allein und ausschließlich einer energetischen Nutzung dienen. Entscheidend für die Potenziale sind – neben den angebauten Pflanzen – die dafür verfügbaren Flächen.

Für die Abschätzung von Flächenpotenzialen für den Anbau von Energiepflanzen in Österreich wird – um kurzfristige Schwankungen auszugleichen – für die Potenzialermittlung ein 5-Jahres-Durchschnitt (2002 bis 2006) herangezogen. Ausgehend davon kann die maximal zur Verfügung stehende Energiepflanzenanbaufläche unter Berücksichtigung der Eigenversorgung mit Nahrungsmitteln und Viehfutter ermittelt werden. Zusätzlich wird angenommen, dass vorhandene Nutzungen nicht substituiert werden. Damit stehen derzeit rund 97 000 ha Brachfläche, die in (EUROSTAT 2008) als Grün- und Schwarzbrache geführt werden, für den Biomasseanbau zur Verfügung. Zusätzlich dazu werden hier auch Agrarflächen, auf denen Marktordnungsprodukte (u. a. Getreide, Zucker, Milch, Rindfleisch) als Überschüsse produziert und überwiegend subventioniert auf den Weltmarkt verkauft werden, als potenzielle Flächen für den Energiepflanzenanbau angesehen. Mit diesen zusätzlich freisetzbaren Flächen stehen gegenwärtig insgesamt rund 176 400 ha Ackerfläche für die Energiepflanzenproduktion zur Verfügung.

Die bereits existierende Energiepflanzenproduktion ist dabei nicht berücksichtigt. Hier wird deshalb ausgehend vom gegenwärtigen Stand den folgenden Analysen ein Flächenpotenzial von 176 400 ha zugrunde gelegt.

Insgesamt ist aber zu erwarten, dass dieses Potenzial in den kommenden Jahren tendenziell zunehmen wird. Kurzfristig – bis 2015 – könnte es auf rund 250 000 ha ansteigen. Langfristig (Perspektive 2020 bis 2025) dürfte sogar nach (BMLFUW 2008e) eine landwirtschaftliche Fläche von 300 000 bis 400 000 ha für die Energiepflanzenproduktion zur Verfügung stehen.

Die Energiepflanzenpotenziale werden auf der potenziell verfügbaren Produktionsfläche von rund 176 400 ha berechnet. Dabei werden sowohl traditionelle Kulturpflanzen (z. B. Stärkepflanzen, Zuckerpflanzen, Ölpflanzen) als auch spezielle "neue" Energiepflanzen (z. B. Energiemais, Energiegräser, Kurzumtriebsholz) angebaut. Es wird auf der gesamten verfügbaren Fläche eine Verteilung des Anbaus unterschiedlicher Kulturpflanzen angenommen. ; Sägenebenprodukte

Gemäß Statistik Austria (2010) wurden 2009 etwa 43 PJ/a u. a. in Form von Sägenebenprodukten energetisch genutzt. Entsprechend den relativen Wachstumsraten, die in den einzelnen Szenarien angegeben sind ergeben sich im Szenario Konstant Werte von 36 PJ für 2050, im Wachstums Szenario bleibt der Wert auf dem Wert von 2009 von 43 PJ. Der Wert im Konstant-Szenario sinkt, da Sägenebenprodukte vermehrt für andere Produkte verwendet werden.

3.3.7 Altspeiseöle, Fette, sonstige organische Abfälle

Altspeiseöle/-fette. Vom jährlich in Österreich verfügbaren Altspeiseöl- und Altfettaufkommen von ca. 70 000 t lässt sich nur ein bestimmter Teil technisch nutzbar machen. Einschränkungen ergeben sich vor allem aufgrund der Anforderungen an die Sammellogistik – nicht jede beliebig kleine Menge lässt sich erfassen – sowie aufgrund von nicht wieder gewinnbaren Verlusten. Wird unterstellt, dass 50 % des Aufkommens an Altspeiseölen und -fetten technisch als Energieträger verfügbar gemacht werden kann, wären mit einer angenommenen Ausbeute an

Altspeiseölmethylester (AME) von 85 % sowie einem Heizwert von 37,2 MJ/kg ein Primärenergiepotenzial von rund 3,0 PJ/a verfügbar.

Tierische Exkrememente und Einstreu. Tierische Exkrememente und Einstreu fallen in Österreich an sehr unterschiedlichen Plätzen an (z. B. Gülle aus der Rindermast, Mist von Pferdepopulationen, Hasenmist aus der Stallhasenzucht, Katzenstreu aus Privathaushalten). Mengenmäßig relevant und deshalb hier ausschließlich betrachtet ist aber nur das Aufkommen an Exkrementen (und Einstreu) von Rindern, Schweinen und Hühnern. Dieses Aufkommen ist aber nicht vollständig technisch nutzbar zu machen, da in Abhängigkeit von der Biogasanlagengröße ein bestimmter Mindestvolumenstrom an organischem Material aufgrund technisch-ökonomischer Restriktionen benötigt wird. Deshalb wird hier angenommen, dass in Betrieben mit Tierbestandszahlen unter 35 Rindern, 100 Schweinen und 5 000 Hühnern ein für eine Biogaserzeugung nicht ausreichendes Aufkommen an Exkrementen gegeben ist (Schattauer, Wilfert 2003). Hinzu kommt, dass vor allem in der Rinderhaltung ein Teil der anfallenden Exkrememente technisch nicht oder nur sehr schwierig verfügbar gemacht werden kann, da ein Teil der Rinder – gerade in den Sommermonaten – in Weidewirtschaft gehalten wird und die in dieser Zeit anfallenden Exkrememente für eine Biogasproduktion kaum technisch nutzbar gemacht werden können.

Mit den jeweiligen substratspezifischen durchschnittlichen Gaserträgen bestimmt sich daraus insgesamt ein technisches Primärenergiepotenzial aus Exkrementen und Einstreu von 9 PJ/a bis 2030. Dieses nimmt allerdings aufgrund von einer angenommenen Verringerung der Landwirtschaft in diesem Sektor bis 2050 auf ca. 7 PJ/a ab.

3.4 Wasserkraft (nach Kaltschmitt, Streicher, 2009)

Die Möglichkeiten der Bereitstellung elektrischer Energie aus Wasserkraft in Österreich werden durch die theoretischen bzw. technischen Potenziale beschrieben. Die Potenziale der Lauf- und Speicherwasserkraft werden in Österreich entsprechend (ÖNORM M 7103 1991) in Niederschlags- und Abflussflächenpotenzial, Abflusslinienpotenzial sowie technisches und ausbauwürdiges Potenzial unterteilt.

Das Niederschlagsflächenpotenzial ermittelt sich aus der mittleren jährlichen Niederschlagsfracht unter Berücksichtigung der topographisch bedingten Höhenunterschiede zu dem Punkt, an dem das dort niederfallende Wasser das betrachtete Gebiet verlässt.

Das **Abflussflächenpotenzial** (bestimmt sich aus dem Niederschlagsflächenpotenzial unter zusätzlicher Berücksichtigung der Verdunstungsverluste.

Das **Abflusslinienpotenzial** ermittelt sich aus der mittleren Jahresfracht der Fließgewässer und den vorhandenen Gefällen in den Wasserläufen ohne Berücksichtigung von Fließverlusten.

Das **Technische Potenzial** bestimmt sich aus dem Abflusslinienpotenzial unter Berücksichtigung der Fließverluste und Wirkungsgrade

Das **ausbauwürdige Potenzial** erfasst alle bestehenden Wasserkraftanlagen, die in Bau befindlichen sowie alle bekannten Projekte. Es berücksichtigt neben den aus technischer Sicht gegebenen Einschränkungen für die Errichtung einer Wasserkraftanlage zusätzlich noch wirtschaftliche Restriktionen, die aus gegenwärtiger Sicht den Betrieb eines Wasserkraftwerkes nicht rentabel erscheinen lassen.

Diese Definitionen decken sich allerdings nicht vollständig mit den in Kapitel 3 definierten Potenzialbegriffen. Um eine Vergleichbarkeit der nachfolgend dargestellten Größen mit den weiteren Möglichkeiten einer Nutzung regenerativer Energien zu ermöglichen, orientieren sich die folgenden Ausführungen daher an den Potenzialdefinitionen von Kapitel 3. Dadurch kann es zu Abweichungen von den in Österreich üblichen Definitionen der Wasserkraftpotenziale entsprechend (ÖNORM M 7103 1991) kommen.

Das Flächenpotenzial des Niederschlags stellt die oberste Grenze des theoretischen Wasserkraftpotenzials dar. Für Österreich beträgt dieses ca. 908 PJ/a (252 TWh/a) (Radler 1981). Werden zusätzlich die Verdunstungsverluste berücksichtigt, erhält man das Abflussflächenpotenzial mit rund 540 PJ/a (150 TWh/a, Tabelle 3-3) (Schiller 1994).

Das Abflusslinienpotenzial stellt die obere Grenze des theoretisch nutzbaren Wasserkraftpotenzials dar. Es liegt in verschiedenen Gebieten Österreichs zwischen 20 und 50 % des Niederschlagspotenzials (d. h. Abflussbeiwert) (Radler 1981). Wird unterstellt, dass diese Untersuchung auf Gesamtösterreich übertragen werden kann, errechnet sich ein durchschnittlicher Abflussbeiwert von 35 %. Unter der zusätzlichen Berücksichtigung des oberirdischen Zuflusses aus dem Ausland kann damit das Abflusslinienpotenzial für Österreich mit ca. 425 PJ/a (118 TWh/a) im Regeljahr abgeschätzt werden. Wird ein theoretisch maximaler Umwandlungswirkungsgrad der Wasserkraftwerke von 100 % und ein lückenloser Ausbau aller Gewässer unterstellt, entspricht dies dem theoretischen Stromerzeugungspotenzial (Tabelle 3-3). Dabei befinden sich hohe Potenziale vor allem in den westlichen alpinen Bundesländern sowie entlang der Donau in Ober- und Niederösterreich (Pöyry 2008).

Tabelle 3-3: Theoretische und technische Potenziale einer Stromerzeugung aus Lauf- und Speicherwasserkraft in Österreich

Niederschlagspotenzial	in TWh/a	252
Abflussflächenpotenzial	in TWh/a	150
Theoretisches Stromerzeugungspotenzial	in TWh/a ^a	118
Technisches Angebotspotenzial	in TWh/a	55,2
Technisches Nachfragepotenzial	in TWh/a ^b	55,2
Gewähltes Potential 2050	in TWh/a	56

^a entspricht dem Abflusslinienpotenzial (davon ca. 25 % durch oberirdischen Zufluss aus dem Ausland);

^b unter Berücksichtigung eines weiteren Ausbaus der Pumpspeicherkapazität in Österreich

Technisches Angebotspotenzial. Entsprechend den in Kapitel 3 festgelegten Randbedingungen kann das technische Angebotspotenzial dem ausbauwürdigen Potenzial gleichgesetzt werden. Nach (Pöyry 2008) wird damit das ausbauwürdige Potenzial der Wasserkraft in Österreich mit ca. 202 PJ/a (56 TWh/a) beziffert. Unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Eigenverbrauchs der Wasserkraftwerke von 1,5 % ergibt dies ein technisches Netto-Angebotspotenzial von rund 55 TWh/a (Tabelle 3-3). Bezogen auf die gesamte Netto-Stromerzeugung in Österreich (ohne Stromimporte) von 62 TWh im Jahr 2006 sind dies rund 89 %.

Bei Berücksichtigung des bereits ausgebauten Potenzials der Wasserkraft in Österreich ergibt sich nach (Pöyry 2008) ein noch zu erschließendes technisch-wirtschaftliches Restpotenzial von ungefähr 18 TWh/a. Dieses setzt sich zusammen aus dem Optimierungspotenzial bestehender Anlagen von ca. 1,4 TWh/a sowie dem Neuerschließungspotenzial von ca. 16,5 TWh/a.

Technisches Nachfragepotenzial. Das technische Angebotspotenzial liefert keine Aussage, inwieweit das Angebot an elektrischem Strom aus Wasserkraft auch tatsächlich im österreichischen bzw. europäischen Energiesystem integrierbar ist. Für die vorliegende Studie wird nach Kapitel 3 angenommen, dass die Pumpspeicherkapazität in Österreich weiter ausbaubar ist und das Nachfragepotential sich daher mit dem Angebotspotenzial deckt. Die notwendigen neu zu bauenden Pumpspeicherkapazitäten werden allerdings in Kapitel 6 ermittelt.

3.5 Solarthermie (nach Kaltschmitt, Streicher, 2009)

Im Folgenden werden die theoretischen und technischen Potenziale der solarthermischen Wärmebereitstellung anhand des derzeitigen Standes der Technik diskutiert. Anschließend wird die zeitliche Entwicklung der Nutzung solarthermischer Systeme in Österreich dargestellt.

Theoretisches Potenzial. Bei einer durchschnittlichen Globalstrahlung von $1100 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ und einer Gesamtfläche Österreichs von 83.889 km^2 errechnet sich das theoretische Potenzial aus der insgesamt auf die Erdoberfläche Österreichs eingestrahlten Solarenergie mit rund $332,2 \text{ EJ/a}$ ($92,3 \text{ PWh/a}$).

Könnte diese Energie vollständig nutzbar gemacht werden (d. h. Nutzungsgrad der solarthermischen Wärmebereitstellung 100 %), entspricht die eingestrahlte Sonnenenergie der theoretisch insgesamt bereitstellbaren solarthermischen Energie (Tabelle 3-4).

Technisches Angebotspotenzial. Zur Bestimmung des technischen Angebotspotenzials einer solarthermischen Wärmenutzung werden die für eine Kollektorinstallation verfügbaren Gebäudedach- und Fassadenflächen sowie die nach dem derzeitigen Stand der Technik möglichen Energieerträge der Kollektoren zugrunde gelegt. Auch Freiflächen wie extensiv genutztes Grünland (Hutweiden, einmähdige Weiden, Streuwiesen) und nicht mehr genutztes Grünland werden als potenzielle Aufstellflächen betrachtet. Da Freiflächen nur zu einem kleinen Teil in der Nähe der Wärmeverbraucher liegen, wird von einer nutzbaren Fläche von 15 % der gesamten Freiflächen ausgegangen.

Auf den insgesamt 634 km^2 an verfügbarer Gebäudedach-, 809 km^2 an verfügbarer Gebäudefassade- sowie 983 km^2 an verfügbarer Freifläche in Österreich (Ermittlung siehe Kapitel 3.6) können unter Berücksichtigung von bau- bzw. solartechnischen Restriktionen (z. B. Dachform- und Neigung, Dachfenster und Abschattung bzw. Ausrichtung der Fassade, Fenster und Türen, Servicewege, Betriebsgebäude und Transformatoren) ca. 114 km^2 Kollektorfläche auf Dachflächen, 52 km^2 Kollektorfläche auf Fassadenflächen sowie 20 km^2 Kollektorfläche auf Freiflächen installiert werden.

Für diese Studie wird angenommen, dass die Hälfte dieser Dachfläche durch thermische Solaranlagen und die andere Hälfte durch Photovoltaik genutzt wird.

Je höher der angestrebte solare Deckungsgrad ist, desto mehr reduzieren sich durch lokale und saisonale Unterschiede bzw. Schwankungen von Angebot und Nachfrage die solaren Beiträge pro Quadratmeter Kollektorfläche. Der solare Deckungsgrad ist hierbei definiert als der Anteil des durch die Solarthermie eingesparten konventionellen Energieträgers. So kann z. B. in einem Einfamilienhaus aufgrund der verfügbaren Dachfläche in der Regel weit mehr an solarthermischer Wärme bereitgestellt werden, als tatsächlich verbraucht wird. Demgegenüber kann in Gebieten mit dichter Verbauung der Verbrauch an Wärme auch im Sommer über der durch dachmontierte Solarkollektoren bereitstellbaren Energie liegen. Auch liefern während der Sommermonate Solarkollektoren oft mehr an Wärme als verbraucht bzw. in den großtechnisch verfügbaren Speichern eingelagert werden kann. Ein Teil der eingestrahnten Sonnenenergie kann dadurch nicht genutzt werden. Auch wird ein Großteil des Wärmeverbrauchs zu Heizzwecken während der Wintermonate bzw. Übergangszeit nachgefragt. Die solare Einstrahlung ist während dieser Zeit allerdings auf einem jahreszeitlich bedingt niederen Niveau (Abb. 3.2).

Aufgrund dieser Zusammenhänge kann der erreichbare Eintrag an Wärmeenergie in den Speicher ohne Berücksichtigung von Speicherverlusten von 750 bis $1\,500 \text{ MJ}/(\text{m}^2, \text{a})$ (210 bis $420 \text{ kWh}/(\text{m}^2, \text{a})$) für Gebäudedächer, 560 bis $1\,125 \text{ MJ}/(\text{m}^2, \text{a})$ (160 bis $310 \text{ kWh}/(\text{m}^2, \text{a})$) für Gebäudefassaden und $1\,100$ bis $1\,550 \text{ MJ}/(\text{m}^2, \text{a})$ (300 bis $430 \text{ kWh}/(\text{m}^2, \text{a})$) für Freiflächen liegen. Bei Systemen mit geringen solaren Deckungsgraden werden die jeweils höheren Werte erreicht (d. h. auch während der Sommermonate kann nicht die gesamte verfügbare solare Wärme genutzt werden). Mit steigendem Deckungsgrad sinken die nutzbaren Erträge pro m^2 Kollektorfläche. Dies führt dazu, dass sich bei den in Österreich üblichen Systemen zur solaren Trinkwarmwassererwärmung (solarer Deckungsgrad $> 60 \%$) jahresmittlere nutzbare Kollektorenergieerträge i. Allg. von unter $900 \text{ MJ}/(\text{m}^2, \text{a})$ ($250 \text{ kWh}/(\text{m}^2, \text{a})$) ergeben. Bei der solaren Raumwärmeunterstützung können die Erträge auch darunter liegen.

Mit diesen derzeit erreichbaren mittleren Kollektorenergieerträgen (in den Wärmespeicher ohne Berücksichtigung von Speicherverlusten) – je nach zugrunde gelegter Technik und Auslegung – zwischen 560 und $1\,550 \text{ MJ}/(\text{m}^2, \text{a})$ (160 bis $430 \text{ kWh}/(\text{m}^2, \text{a})$) errechnet sich eine von Solarsystemen in Österreich bereitstellbare Energie zwischen 80 und 147 PJ/a (Tabelle 3-4). Als realistischer Wert für 2050 werden 120 PJ/a angenommen.

Bezogen auf die gesamte Nachfrage nach Raum- und Niedertemperaturprozesswärme (bis 100 °C) sowie Trinkwarmwasser in Österreich von 320 PJ im Jahr 2008 sind dies 38 %.

Tabelle 3-4: Potenziale einer solarthermischen Wärmebereitstellung in Österreich

Theoretisches Potenzial ^a	in PJ/a	332 200	in TWh/a	92 300
Technisches Flächenpotenzial				
Dachflächen	in km ²	114		
Fassadenflächen	in km ²	52		
Nutzbare Freiflächen	in km ²	20		
Technisches Angebotspotenzial (50 % der Flächen, Rest für PV)^e				
Dachflächen ^b	in PJ/a	42 – 85	in TWh/a	11,7 – 23,6
Fassadenflächen ^c	in PJ/a	15 – 30	in TWh/a	4,2 – 8,3
Nutzbare Freiflächen ^d	in PJ/a	23 – 32	in TWh/a	6,4 - 8,9
Summe	in PJ/a	80 – 147	in TWh/a	22,2 – 40,8
Wärmenachfrage 2006				
Trinkwarmwasser	in PJ/a	43	in TWh/a	11,9
Raumwärme	in PJ/a	246	in TWh/a	68,3
Prozesswärme < 100 °C	in PJ/a	30	in TWh/a	8,3
Summe	in PJ/a	320	in TWh/a	88,9
Gewähltes Angebotspotential	in PJ/a	120	in TWh/a	33
Gewähltes Nachfragepotenzial	Technisches		in TWh/a	Konstant Szenario
				17,4
40 % der Gebäude-Niedertemperaturnachfrage im Jahr 2050 plus Industrie NT Bedarf (5,4 PJ im Konstant Szenario und 7,6 PJ im Wachstums Szenario)				Wachstumsszen.
				20,7

^a gesamtes solares Strahlungsangebot über der Gebietsfläche Österreichs; ^b spezifischer jahresmittlerer Kollektorenergieertrag solarthermischer Systeme in den Wärmespeicher zwischen 750 und 1 500 MJ/(m²·a) ohne Berücksichtigung von Speicherverlusten; ^c spezifischer jahresmittlerer Kollektorenergieertrag solarthermischer Systeme in den Wärmespeicher zwischen 560 und 1 125 MJ/(m²·a) ohne Berücksichtigung von Speicherverlusten; ^d spezifischer jahresmittlerer Kollektorenergieertrag solarthermischer Systeme in den Wärmespeicher zwischen 1 100 und 1 550 MJ/(m²·a) ohne Berücksichtigung von Speicherverlusten, ^e unter der Annahme von einer 50% Nutzung, der Rest für Photovoltaik

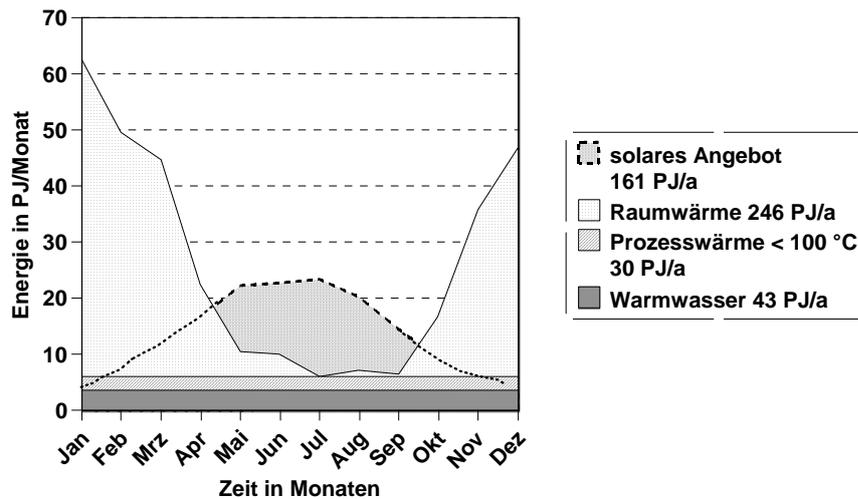


Abb. 3.2 Jahreszeitlicher Verlauf von Verbrauch an Trinkwarmwasser, Raum- und Niedertemperaturprozesswärme sowie solarthermisch bereitstellbarer Wärme auf 7,7 % (186 km²) der verfügbaren Gebäudedach- und Fassadenflächen sowie Freiflächen (u. a. nach ÖNORM B 8110-5 2007, Statistik Austria 2007b, Müller et al. 2004)

Technisches Nachfragepotenzial. Im Folgenden werden jeweils für Trinkwarmwasser, Raumwärme und Niedertemperaturprozesswärme die technischen Nachfragepotenziale diskutiert.

Trinkwarmwasser. Im Jahr 2006 lag die Nachfrage nach Trinkwarmwasser in Industrie sowie Haushalten und öffentlichen Einrichtungen bei rund 43 PJ (ohne Verteilungsverluste). Im industriellen Sektor und in Gebieten mit geringer Bebauungsdichte sind ausreichend Dach-, Fassaden- und Freiflächen für eine potenzielle solarthermische Trinkwarmwasserbereitung verfügbar. Lediglich in Gebieten mit dichter Bebauung (Ortskerne bzw. Hochhaussiedlungen) können die vorhandenen Dachflächen für eine potenzielle Kollektorinstallation nicht ausreichen.

Ein Einsatz zur Trinkwarmwasserbereitung mittels solarthermischer Anlagen ist nur in Gebäuden mit einer zentralen Trinkwarmwasserbereitung über Hauszentralheizungen möglich. Für 2050 wird angenommen, dass 90 % der Haushalte eine Hauszentralheizungen besitzen. Mit Berücksichtigung der Substitutionspotenziale (Tabelle 3-5) kann maximal etwa 70 % der Nachfrage nach Trinkwarmwasser in Industrie sowie Haushalten und öffentlichen Einrichtungen (43 PJ; vgl. Tabelle 3-4) durch die solarthermische Wärmebereitstellung bereitgestellt werden.

Wird weiter ein solarer Deckungsgrad von 80 % unterstellt, kann maximal ca. 50 % der gesamten Trinkwarmwassernachfrage – zumindest theoretisch – mithilfe solarthermischer Anlagen auf Dach- und Fassadenflächen gedeckt werden. Bei einer Nachfrage über dem Angebotspotential reduziert sich dieser Prozentsatz.

Tabelle 3-5: Substitutionspotenziale bestehender Heizungssysteme durch solarthermische Anlagen

Heizungsart	Gebäude mit bis zu 2 Wohneinheiten	Gebäude mit mehr als 2 Wohneinheiten sowie sonstige Gebäude ^a
Einzelofen	0 %	0 %
Elektroheizung	0 %	0 %
Hauszentralheizung	90 %	50 %
Etagenheizung	0 %	0 %

^a u. a. öffentliche Gebäude, Bürogebäude, Einkaufszentren

Wird weiter unterstellt, dass bei etwa 20 % der Fern- und Nahwärmenetze in Österreich – mit denen im Jahr 2008 etwa 17 % der gesamten Wärmenachfrage gedeckt wurde – eine solarthermische Unterstützung möglich ist, kann der solarthermische Anteil an der Trinkwarmwasserbereitstellung um rund 1 % gesteigert werden, wenn ein solarer Deckungsgrad von 30 % unterstellt wird (nach Heimrath et al. 2002).

Raumwärme. Im Jahr 2006 wurden in Österreich rund 246 PJ an Raumwärme nachgefragt (ohne Verteilungsverluste). Die solarthermische Deckung der Raumwärmenachfrage ist dabei weit größeren Restriktionen als z. B. die solarthermische Trinkwarmwasserbereitung unterworfen. Zum einen sind Angebot und Nachfrage saisonal gegenläufig (größte Heizenergienachfrage im Winter bei nur geringer solarer Einstrahlung) und zum anderen lassen sich solarthermische Niedertemperaturheizsysteme nur schwer in bestehende Heizungsanlagen bzw. Gebäude integrieren. Auch hier ist ein Einsatz zur Raumwärmebereitung mittels solarthermischer Anlagen nur in Gebäuden mit einer Hauszentralheizung möglich.

Für 2050 wird wiederum von einer Marktdurchdringung von 90% für Hauszentralheizungen ausgegangen. Mit Berücksichtigung der Substitutionspotenziale (Tabelle 3-5), einem solaren Deckungsgrad von 50 % kann maximal etwa 30 % der Gesamtwärmenachfrage für Raumwärme in Österreich von 2008 durch solarthermische Nutzung bereitgestellt werden.

Übersteigt die Nachfrage das Angebotspotential sinkt der Prozentsatz entsprechend.

Prozesswärme. Der Verbrauch an Niedertemperaturprozesswärme (< 100 °C) lag in Österreich 2006 bei rund 30 PJ (ohne Verteilungsverluste) (Müller et al. 2004, Statistik Austria 2008). Mit einer unterstellten 100 %-igen Verfügbarkeit an Dach-, Fassaden- und Freiflächen im industriellen und gewerblichen Bereich sowie einem solaren Deckungsgrad von 40 % lassen sich – zumindest theoretisch – ca. 12 PJ/a solarthermisch bereitstellen und auch im österreichischen Energiesystem nutzen. In dieser Arbeit werden im Konstant Szenario 5,4 PJ/a und im Wachstums Szenario 7,6 PJ/a angenommen.

Summe. In Summe kann somit unter den Annahmen einer fast vollständigen Durchdringung mit Hauszentralheizungen (2006 nur 50 %) und 50 % Dachflächennutzung und der Wärmenachfrage

2006 das Angebot vollständig genutzt werden. Sinkt die Nachfrage signifikant, kann max. ca. 40 % des Jahresbedarfs (Mittelwert aus Trinkwarmwasser, Heizung und Industrie) aufgrund von nicht vorhandenen Saisonspeichern (solarer Deckungsgrad) und Flächenrestriktionen bei dichter Bebauung abgedeckt werden.

Für diese Studie wird das Potential für Solarthermie mit 120 PJ/a angenommen. Die angenommenen Werte stehen auch in Einklang mit der Technologie- und Umsetzungsroadmap für Österreich „Solarwärme 2020“ (Fink et al. 2008), in der ebenfalls von einem solaren Deckungsgrad von 40 % ausgegangen wird. Die bis 2020 prognostizierten Kollektorflächen sind etwa halb so groß wie die in dieser Studie angenommenen Flächen für 2050.

3.6 Photovoltaik (nach Kaltschmitt, Streicher, 2009)

Die Darstellung der Potenziale einer photovoltaischen Stromerzeugung zur Deckung der Nachfrage nach elektrischer Energie in Österreich erfolgt auf der Basis des derzeitigen Standes der Technik. Die Ausführungen beschränken sich auf eine netzgekoppelte großtechnische photovoltaische Stromerzeugung. Netzunabhängige Klein- und Kleinstanwendungen werden nicht betrachtet.

Theoretisches Potenzial. Über der österreichischen Gebietsfläche ist ein theoretisches solares Strahlungsangebot von rund 332,2 EJ/a (92,3 PWh/a) gegeben (Kapitel 3.5). Diesem theoretischen Strahlungsangebot entspricht ein theoretisches Stromerzeugungspotenzial – berechnet auf der Grundlage derzeit erreichbarer physikalisch maximaler Wirkungsgrade photovoltaischer Anlagen – von rund 26 PWh/a (Tabelle 3-6).

Technisches Angebotspotenzial. Das technische Stromerzeugungspotenzial resultiert aus den für eine Installation von Solarmodulen verfügbaren Flächen, dem regional unterschiedlichen Strahlungsangebot und der jeweiligen Anlagentechnik. Das vorhandene Flächenpotenzial ermittelt sich aus den existierenden Gebäude- und Fassadenflächen sowie den potenziell verfügbaren landwirtschaftlichen Nutzflächen. Von weiteren potenziell nutzbaren Flächen (z. B. Lärmschutzwände oder Flächen aus der Überdachung von Gleisanlagen, Parkplätzen, Arkaden, Vorgärten oder Hauseingängen) werden an dieser Stelle exemplarisch die Flächenpotenziale von Lärmschutzwänden bzw. -dämmen an Autobahnen und Schnellstraßen erhoben.

Gebäudedächer. Die auf Dächern installierbaren Modulflächen errechnen sich aus der statistisch erfassten Gebäudefläche (Statistik Austria 2007, Statistik Austria 2008), die zur Ermittlung der Gebäudedachflächen herangezogen wird, sowie unter Berücksichtigung bau- (z. B. Dachform und -neigung, Kamine, Dachfenster) und solartechnischer Restriktionen (z. B. Südausrichtung, Abschattungseffekte, Sicherheitsabstände). Daraus ergibt sich bei einer gesamten Gebäudedachfläche Österreichs von 634 km² – wovon ungefähr 155 km² auf Flachdächer und 479 km² auf Schrägdächer entfallen – eine solartechnisch nutzbare Fläche von ca. 114 km² (Tabelle 3-6); dies entspricht der installierbaren Modulfläche. Hiervon werden in dieser Studie 50 % für solarthermische Anlagen verwendet, sodass 57 km² für Photovoltaik verbleiben.

Fassaden. In Österreich sind rund 809 km² an Fassadenflächen verfügbar; diese kann anhand der statistisch erfassten Gebäudefläche (Statistik Austria 2007, Statistik Austria 2008, Bundesamtes für Eich- und Vermessungswesen (Grundstücksdatenbank)) abgeschätzt werden. Werden Faktoren, die eine photovoltaische Nutzung einschränken, berücksichtigt, sind davon nur ca. 52 km² zur photovoltaischen Stromerzeugung nutzbar (d. h. technisch installierbare Modulfläche). Derartige einschränkende Faktoren ergeben sich vor allem aus einer möglichst schattenfreien Südorientierung photovoltaisch genutzter Fassadenflächen und der z. T. nur schwer zu realisierenden baulichen Einbindung in den bestehenden Gebäudebestand; Restriktionen ergeben sich hier u. a. durch die vorhandenen bautechnischen Gegebenheiten wie der Lage von Fenstern, Türen und Brandwänden. Hinzu kommen Abschattungseffekte durch Nachbargebäude und einen ggf. vorhandenen Baumbestand, die ebenfalls die solartechnische Nutzung von Fassaden erschweren können. Auch von dieser Fläche werden in dieser Studie 50 % für solarthermische Anlagen und 50 % für Photovoltaik verwendet.

Freiflächen. Die photovoltaische Nutzung von Freiflächen beschränkt sich im Wesentlichen auf landwirtschaftliche Nutzflächen, die nicht für eine Nahrungsmittelproduktion benötigt werden. Allerdings ist deren Nutzung aufgrund der Interessen von Tourismus und Landschaftsschutz sowie der oft weiten Entfernungen zu Mittelspannungsnetzen mit den entsprechenden Leitungskapazitäten nur schwer zu realisieren. Deshalb wird hier nur extensiv genutztes Grünland (d. h. Hutweiden, einmähdige Weiden, Streuwiesen, GLÖZ G-Flächen⁴) sowie nicht mehr genutztes Grünland berücksichtigt (Statistik Austria 2006). Dies entspricht einem theoretischen Flächenpotenzial von 983 km². Unter Berücksichtigung solartechnischer Restriktionen (u. a. schlechte Infrastrukturanbindung, ungünstige Bodenverhältnisse, Abschattungseffekte, Nordorientierung, vorhandener Baumbestand) errechnet sich daraus eine solartechnisch nutzbare Fläche von ungefähr 630 km². Von dieser potenziellen Kraftwerksgrundfläche müssen weitere Abschläge u. a. für Servicewege, Betriebsgebäude und einzuhaltende Modulabstände berücksichtigt werden. Daraus ergibt sich eine solartechnisch installierbare Modulfläche von ca. 136 km². Werden zusätzlich 3 % des Ackerlandes (422 km² (Statistik Austria 2006)) für eine photovoltaische Nutzung hinzugezogen, ergibt sich auf der Basis vergleichbarer Restriktionen ein zusätzliches technisches Freiflächenpotenzial von insgesamt 228 km².

⁴ GLÖZ G steht für Flächen, auf denen nur die jährliche Mindestpflegemaßnahme zur Hintanhaltung einer Verwaldung, Verbuschung oder Verödung, zum Beispiel durch Häckseln, durchgeführt wird und auf denen keine jährliche Nutzung des Aufwuchses durch Ernten oder Beweiden erfolgt.

Tabelle 3-6: Potenziale einer photovoltaischen Stromerzeugung in Österreich (Zahlen gerundet)

		Gebäudedächer Flach- dächer	Gebäude- Schräg- dächer	Gebäude- fassaden	Frei- flächen ^d	Lärm- schutz- wände	Summe
Theoretisches Potenzial	in PWh/a ^a						ca. 92
Theoretisches Stromerzeugungspotenzial	in PWh/a ^b						ca. 26
Theoretisches Flächenpotenzial	in km ²	155	479	809	983	1,53	2427
Technisches Flächenpotenzial ^f	in km ²	35	79	52	136	0,46	303
Technisch installierbare Leistung	in GW ^c	2,4 - 5,5	5,6 - 12,7	3,6 - 8,3	9,5 - 21,8	0,03 - 0,07	21,2 - 48,5
Jährlicher Ertrag	in kWh/kW	950	900	650	950	650	
Technisches Angebotspotenzial	in TWh/a	2,3 - 5,3	5,0 - 11,4	2,4 - 5,4	9,1 - 20,7 ^e	0,02 - 0,05	18,8 - 42,9
50 % Nutzung Dächer und Fassaden für PV							
Techn. Flächenpotential PV ^f	in km ²	17,5	39,5	26	136	0,46	219,5
Technisch installierbare Leistung	in GW ^c	1,2 - 2,8	2,8 - 6,3	1,8 - 4,2	9,5 - 21,8	0,03 - 0,07	15,3 - 35,2
Jährlicher Ertrag	in kWh/kW	950	900	650	950	650	
Technisches Angebotspotenzial	in TWh/a	1,1 - 2,7	2,5 - 5,7	1,2 - 2,7	9,1 - 20,7 ^e	0,02 - 0,05	13,9 - 31,9
Hier verwendet	in TWh/a						23

theor. theoretisches; techn. technisches; install. installierte; Stromerz. Stromerzeugung; ^a gesamtes solares Strahlungsangebot über der Gebietsfläche Österreichs; ^b unter Zugrundelegung eines theoretisch maximalen Umwandlungswirkungsgrads einer Siliziumsolarzelle von 28 %; ^c bei einer solaren Flächenleistung von 1 000 W/m², die Bandbreite ergibt sich aus den unterschiedlichen Technologien (der untere Wert entspricht Solarzellen aus amorphen Silizium mit einem Systemnutzungsgrad von 7 %, der obere Wert monokristallinen Solarzellen mit 16 %); ^d unter Berücksichtigung von extensiv genutztem Grünland (Hutweiden, einmähdige Weiden, Streuwiesen, GLÖZ G-Flächen) sowie nicht mehr genutztem Grünland; ^e bei zusätzlicher Berücksichtigung von beispielsweise 3 % an verfügbarem Ackerland ergibt sich ein technisches Angebotspotenzial für Freiflächen von 15,1 bis 34,6 TWh/a und ein gesamtes technisches Angebotspotenzial für Photovoltaik von 24,8 bis 56,8 TWh/a; ^f entspricht der installierbaren Modulfläche, bei Gebäudedächern und Gebäudefassaden werden hiervon 50 % für Photovoltaik und 50 % für solarthermische Anlagen verwendet.

Lärmschutzwände/-dämme. Die photovoltaische Nutzung von Lärmschutzwänden an Autobahnen und Schnellstraßen ist einer Reihe von limitierenden Faktoren unterworfen. Aufgrund verkehrstechnischer Vorgaben stehen für eine solartechnische Nutzung nur Lärmschutzwände in Ost-West-Orientierung zur Verfügung, von denen wiederum ein Teil durch z. B. Bäume abgeschattet wird. Auch könnten sich während des Betriebs Probleme z. B. durch Beschädigungen infolge von Steinflug ergeben. Bei einem Unfall stellen die vorherrschenden

elektrischen Spannungen der verschalteten Module (bis einige hundert Volt) zudem ein nicht zu vernachlässigendes Verletzungsrisiko dar. Unter Berücksichtigung dieser Restriktionen können von den insgesamt 850 km Lärmschutzwänden und –dämmen (BMVIT 2007a) nur rund 253 km zur photovoltaischen Stromerzeugung genutzt werden. Mit einer durchschnittlichen Belegung von rund 1,8 m² Solarzellen pro m Lärmschutzwand ergibt sich daraus eine solartechnisch nutzbare Modulfläche von rund 0,46 km².

Mit den technischen Kenngrößen marktgängiger Photovoltaikanlagen und einer maximalen Einstrahlung von 1 000 W/m² können aus diesen installierbaren Modulflächenpotenzialen die entsprechenden maximalen Anlagenleistungen errechnet werden. Diese liegen zwischen 2,4 und 5,5 GW auf Flachdach- sowie 5,6 und 12,7 GW auf Schrägdachflächen. Auf Fassadenflächen können 3,6 bis 8,3 GW und auf Freiflächen 9,5 bis 21,8 GW installiert werden. In dieser Studie wird angenommen, dass etwa 50 % der Fläche für Solarthermie und 50 % für Photovoltaik verwendet werden wird. Damit ergibt sich eine installierbare Leistung der Photovoltaik von 15,3 – 35,2 GW. Die Beiträge von Lärmschutzwänden sind mit maximal 0,07 GW gering (Tabelle 3-6). Die mittleren jährlichen Erträge bzw. Volllaststunden liegen bei ca. 950 kWh bzw. 950 h/a pro installiertem kW Leistung für auf Flachdächern montierten Anlagen und Freiflächen, bei rund 900 kWh/kW (900 h/a) für Anlagen auf Schrägdächern sowie bei 650 kWh/kW (650 h/a) auf Fassaden und Lärmschutzwänden (u. a. liegen aufgrund der vorgegebenen Gebäudegeometrien und möglicher Verschattungen durch angrenzende Gebäude bzw. Bäume mit 900 kWh/kW unter jenen von Freiflächen und Flachdächern (950 kWh/kW), die i. Allg. optimal ausgerichtet und ohne Verschattungen betrieben werden. Bei Photovoltaik-Fassaden wirken sich diese ertragsmindernden Faktoren noch stärker aus; die entsprechenden Erträge liegen durchschnittlich 30 % unter jenen von dachmontierten Anlagen. Daraus ergibt sich ein technisches Gesamtstromerzeugungspotenzial zwischen 13,9 und 31,9 TWh/a (Tabelle 3-6). Für die weiteren Berechnungen wird ein Mittelwert von 23 TWh/a angenommen.

Die große Bandbreite der installierbaren Leistungen und der korrespondierenden Stromerzeugungspotenziale resultiert dabei aus den unterschiedlichen zugrunde gelegten Techniken. Der untere Wert repräsentiert dabei Photovoltaiksysteme mit amorphen Siliziumzellen (Systemnutzungsgrad 7 %) und die obere Grenze stellen Anlagen mit monokristallinen Solarzellen (Systemnutzungsgrad 16 %) dar.

Technisches Nachfragepotenzial. Das technische Angebotspotenzial liefert keine Aussage, inwieweit dieses Energieangebot auch tatsächlich ins österreichische bzw. europäische Energiesystem integrierbar ist. In dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die gesamte elektrische Energie über Pumpspeicherkraftwerke bis zur saisonalen Nachfragedeckung gespeichert werden kann. Zur Abschätzung der dafür notwendigen zusätzlichen Pumpspeicherkapazitäten müssen deshalb die saisonalen bzw. tageszeitlichen Unterschiede der technisch bereitstellbaren elektrischen Energie aus Photovoltaikanlagen bzw. der Nachfrage nach elektrischer Energie berücksichtigt werden. Die benötigten Speicherkapazitäten für

tageszeitlichen Unterscheide können hierbei durch Smart Metering und Smart Grids reduziert werden.

Ein Großteil der elektrischen Energie aus Photovoltaiksystemen wird aufgrund der Charakteristik der solaren Einstrahlung (Kapitel 3.1) während der Sommermonate bereitgestellt. Gleichzeitig ist der Verbrauch an elektrischer Energie im Sommer geringer als im Winter (Kapitel 1.2). Abb. 3.3 zeigt diesen Zusammenhang anhand des österreichischen Stromverbrauchs sowie des entsprechend der monatlichen solaren Einstrahlung gewichteten technischen Angebotspotenzials von insgesamt 18,8 TWh/a (amorphe Siliziumzellen) bzw. 42,9 TWh/a (monokristalline Siliziumzellen) (100 % Nutzung der möglichen Dach und Fassadenflächen).

Die monatsmittlere technisch bereitstellbare elektrische Energie aus photovoltaischen Systemen liegt dabei für den Fall, dass auf dem gesamten technisch nutzbaren Flächenpotential monokristalline Photovoltaikzellen installiert werden, während der Sommermonate um bis zu 25 % über dem gesamtösterreichischen Stromverbrauch.

Der Tagesgang der Stromerzeugung durch Photovoltaik wird durch Pumpspeicherkraftwerke ausgeglichen bzw. wird Überschussstrom als synthetisches Methan gespeichert. Die für einen verstärkten Ausbau der Photovoltaik notwendige Infrastrukturverbesserung und der Einsatz von Smart Grids wird in dieser Studie nicht vertiefend berücksichtigt.

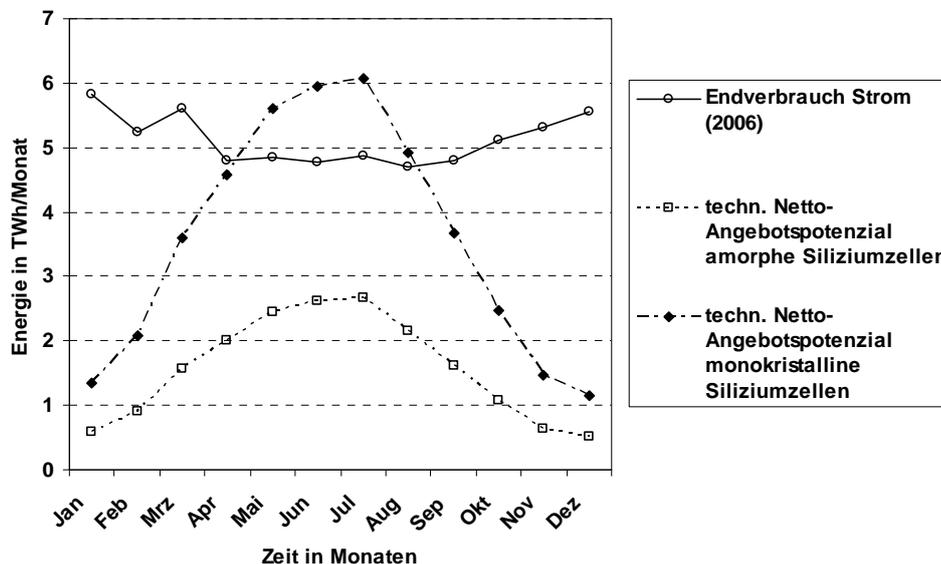


Abb. 3.3 Technisches Angebotspotenzial einer photovoltaischen Stromerzeugung (Bandbreite resultiert aus einer Unterstellung der Nutzung amorpher und monokristalliner Photovoltaikzellen) und Endenergieverbrauch an elektrischer Energie in Österreich 2006 (nach E-Control 2007)

Für diese Studie wird ein mittleres Potential von 23 TWh/a angenommen. Die hier getroffenen Annahmen sind weitgehend übereinstimmend mit der österreichischen Photovoltaik Roadmap (Fechner et al. 2007). Die für Solarenergienutzung verfügbaren Dachflächen sind in der Roadmap

etwas größer angenommen und die Verteilung zwischen Solarthermie und Photovoltaik bei Dachflächen zugunsten Photovoltaik und bei Fassadenflächen zugunsten Solarthermie verschoben. Da in der Roadmap keine Freiflächen berücksichtigt wurden, ist das genutzte Potential der Roadmap gegenüber dieser Studie geringer.

3.7 Windenergie (nach Kaltschmitt, Streicher, 2009)

Der mögliche Beitrag der Windenergie zur Deckung der Stromnachfrage in Österreich wird durch das technische Potenzial beschrieben. Es wird im Folgenden anhand des derzeitigen Standes der Technik dargestellt. Dabei wird aufgebaut auf dem theoretischen Potenzial. Die Ausführungen beschränken sich auf die Potenziale einer netzgekoppelten, großtechnischen Windstromerzeugung.

Theoretisches Potenzial. Zur Abschätzung des theoretischen Potenzials werden Luftschichten über der Fläche Österreichs bis zu einer Höhe von 200 m über Grund bei einer unterstellten mittleren Windgeschwindigkeit von näherungsweise 6 m/s betrachtet. Unter diesen Randbedingungen errechnet sich ein theoretisches Potenzial der Windenergie in Österreich von etwa 0,5 EJ/a (139 TWh/a). Diesem theoretischen Windenergieangebot entspricht ein theoretisches Stromerzeugungspotenzial – berechnet auf der Grundlage physikalisch maximaler Wirkungsgrade von Windkraftanlagen – von rund 82 TWh/a (Tabelle 3-7).

Technisches Angebotspotenzial. Das technische Angebotspotenzial ergibt sich in der Regel aus den für eine Windkraftnutzung zur Verfügung stehenden Flächen, dem regional unterschiedlichen Windenergieangebot sowie den technischen Kenngrößen der derzeit marktgängigen Windkraftanlagen. Da an Standorten mit vergleichsweise geringen jahresmittleren Windgeschwindigkeiten eine Nutzung der Windenergie technisch nicht sinnvoll ist, werden zur Bestimmung des technischen Angebotspotenzials nur Gebiete berücksichtigt, die einen Betrieb von Windkraftanlagen mit Volllaststunden von über 1 400 h/a ermöglichen; dies entspricht einer jahresmittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe von etwa 5 m/s. Unter der zusätzlichen Berücksichtigung rechtlicher Restriktionen und weiterer Einschränkungen hinsichtlich der Nutzbarkeit potenzieller Standorte (z. B. Waldflächen, Siedlungsgebiete, Naturschutzgebiete) kann die insgesamt windtechnisch nutzbare Fläche abgeschätzt werden.

Für Österreich liegt seit 2010 ein flächendeckendes Kataster der Windgeschwindigkeitsverteilung in Nabenhöhe heute marktgängiger Windkraftanlagen vor (siehe Abb. 3.4. Leider waren die Daten für diese Studie nicht verfügbar).

Um trotzdem eine Größenordnung des technischen Angebotspotenzials auf Basis des gegenwärtigen Kenntnisstandes angeben zu können, wird hier auf Expertenabschätzungen zurückgegriffen. Demnach liegt das technische Angebotspotenzial der Windkraft in Österreich bei rund 18 TWh/a (VEÖ 2007c). Bezogen auf die gesamte Nettostromerzeugung (ohne Stromimporte) in Österreich im Jahr 2006 (62,0 TWh) entspricht dieses Potenzial einem Anteil von rund 29 %. Bei einer unterstellten Volllaststundenzahl von 2 000 h/a entspricht dieses

Potenzial einer installierten Anlagenleistung von 9 000 MW. Abzüglich der im Jahr 2007 bereits installierten Anlagen ergibt sich ein noch zu erschließendes Potenzial von 8 018 MW.

Bei Betrachtung bestehender Potenzialabschätzungen wird eine breite Streuung des geschätzten Windpotenzials in Österreich ersichtlich (3 bis 19 TWh/a) (Hantsch und Moidl 2007). Das ist zum Einen mit den oben erwähnten Einschränkungen verbunden, zum Anderen weichen die in den Studien definierten Potenzialbegriffe stark voneinander ab. Beispielsweise stellen einige Studien ein theoretisches technisches Potenzial und andere ein bis zu einem bestimmten Zeitpunkt realisierbares Potenzial dar. Frühere Abschätzungen, wie z. B. die Abschätzung des technischen Potenzials von Kury und Dobesch (1999) auf 3 TWh/a, erscheinen dabei überholt, da die tatsächliche Windstromproduktion bereits im Jahr 2007 bei über 2 TWh/a angelangt ist. In einer jüngeren Studie von Hantsch und Moidl (2007) wird ein realisierbares Potenzial bis zum Jahr 2020 von 7,3 TWh/a ausgewiesen. Das technische Angebotspotenzial von 18 TWh/a entspricht damit dem 2,5fachen dieses bis 2020 realisierbaren Potenzials.

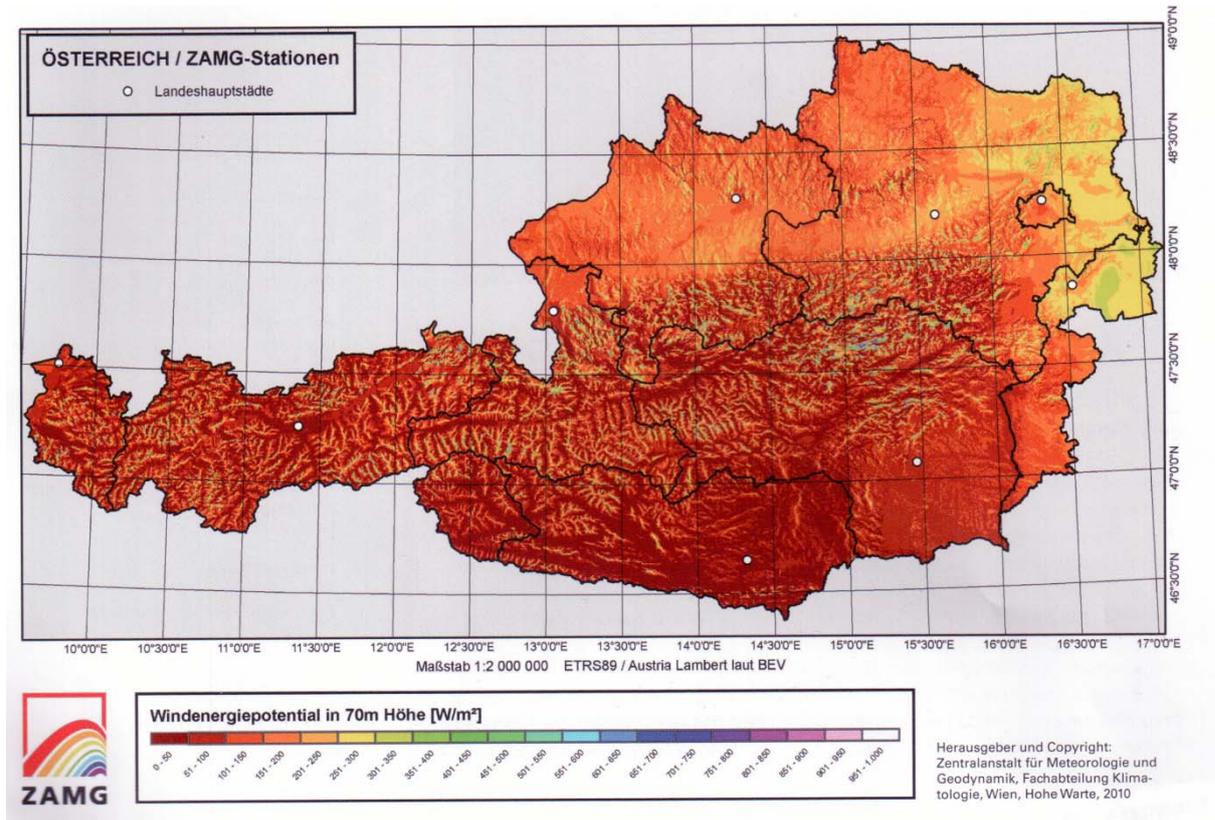


Abb. 3.4 Windenergiepotential in 70 m Nabhöhe (ZAMG, 2010)

Tabelle 3-7: Potenziale einer windtechnischen Stromerzeugung in Österreich

Theoretisches Potenzial	in TWh/a ^a	139
Theoretisches Stromerzeugungspotenzial	in TWh/a ^b	82
Technisches Angebotspotenzial	in TWh/a ^c	18
Technisches Nachfragepotenzial		
Betrachtung für Österreich 2006	in TWh/a ^{d,f}	13,9
Europaweite Betrachtung 2006	in TWh/a ^{e,f}	16,7
Verwendetes Angebotspotential	in TWh/a	18

^a gesamtes Windenergieangebot über der Gebietsfläche Österreichs bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6 m/s; ^b berechnet auf der Basis "idealer Konverter"; ^c nach /VEÖ 2007c/; ^d unter Berücksichtigung der nachfrageseitigen Restriktionen in Österreich (bei Annahme, dass 70 % der technisch installierbaren Windkraftanlagen unter Vollast betrieben werden und die Nachfrage dem durchschnittlichen Stromverbrauch an einem Sommersonntag entspricht) ^e für eine über Österreich hinausgehende Betrachtung mit Austausch mit dem Europäischen Stromnetz; ^f Singulärbetrachtung der Windenergie.

Technisches Nachfragepotenzial. Das technische Angebotspotenzial liefert keine Aussage, inwieweit dieses Energieangebot auch tatsächlich in das österreichische bzw. europäische Energiesystem integriert werden kann.

Bei einer Österreich-internen Betrachtung für 2006 müssen zur Abschätzung des letztlich auch netzseitig nutzbaren Stromerzeugungspotenzials aus Windkraftanlagen die saisonalen bzw. tageszeitlichen Unterschiede der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen bzw. der Nachfrage nach elektrischer Energie berücksichtigt werden. Abb. 3.5 zeigt den jahreszeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs (Endverbrauch) in Österreich im Jahr 2006 (E-Control 2007) sowie das entsprechend der monatlichen Stromerzeugung der österreichischen Windkraftanlagen von 2006 gewichtete technische Stromerzeugungspotenzial von insgesamt 18 TWh/a. Bei Umsetzung des gesamten technisch nutzbaren Windkraftpotenzials sowie unter Berücksichtigung der potenziellen Verluste würde der monatsmittlere Anteil der Windstromerzeugung am gesamtösterreichischen Stromverbrauch bei maximal 38,4 % liegen.

Aufgrund dieser Zusammenhänge sowie unter Berücksichtigung des jahreszeitlichen Stromverbrauchs in Österreich ergeben sich für 2006 keine nachfrageseitigen Beschränkungen für eine Einspeisung von Strom aus Windkraftanlagen durch saisonale Unterschiede von Windstromangebot und Nachfrage nach elektrischer Energie.

Würden 2006 hypothetisch alle in Österreich technisch installierbaren Windkraftanlagen unter Vollast betrieben, dann würden nachfrageseitige Beschränkungen zuerst am Tag mit dem jahreszeitlich geringsten Stromverbrauch auftreten; dies ist i. Allg. ein Sommersonntag. Kaltschmitt und Streicher (2009) zeigen, dass bei dieser Betrachtung 2006 nur ca. 13,9 TWh/a in das österreichische Energiesystem integriert werden könnten. Dies entspricht einem Anteil von 22,4 % der gesamten Netto-Stromerzeugung in Österreich (ohne Stromimporte) von 62 TWh im Jahr 2006.

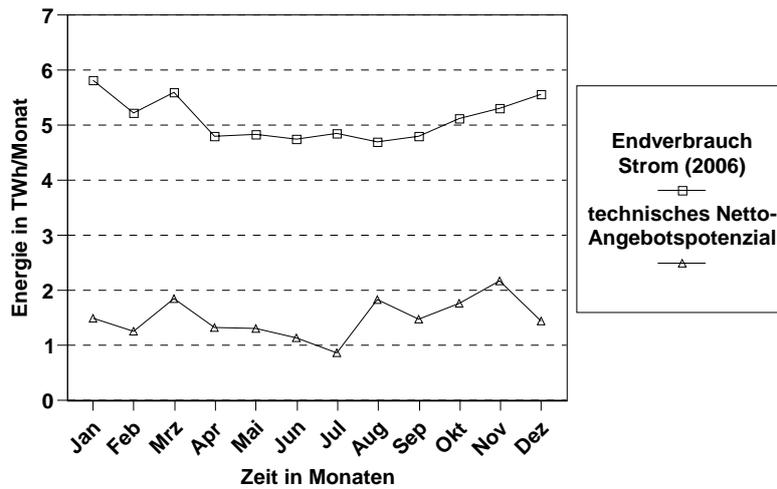


Abb. 3.5 Technisches Angebotspotenzial von elektrischer Energie aus Windkraft sowie Stromverbrauch in Österreich 2006 im Jahresverlauf (u. a. nach E-Control 2007, E-Control 2008b)

Für diese Studie wird angenommen, dass die Speichersysteme für Elektrizität so ausgebaut werden (Abschätzung für notwendige Pumpspeicherkapazitäten siehe Kapitel 5.5 sowie Methan und Kraftstoffspeicher) dass der durch Windenergie bereitstellbare Strom vollständig im Energiesystem genutzt werden kann. Die der Umsetzung der technischen Nachfragepotenziale ggf. entgegenstehenden netzseitigen Voraussetzungen werden hier nicht weiter betrachtet. Berücksichtigt werden lediglich die anfallenden Netzverluste, die hier pauschal mit 10 % unterstellt werden. Damit ergibt sich ein technisches Nachfragepotenzial von 16,7 TWh/a für das Jahr 2006 (Tabelle 3-7).

Die Nachfrageseite für das Jahr 2050 wird in Kapitel 5.2 bearbeitet. In dieser Studie wird mit dem Technischen Angebotspotential von 18 TWh/a weitergearbeitet.

3.8 Oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme nach Kaltschmitt, Streicher, (2009)

Im Folgenden werden die theoretischen und technischen Potenziale sowie die zeitliche Entwicklung der Nutzung von Umgebungswärme mittels Wärmepumpen in Österreich dargestellt.

Die Möglichkeiten eines Beitrags von Umgebungswärme zur Deckung der Wärmenachfrage in Österreich werden nachfolgend unter Berücksichtigung des derzeitigen Standes der Technik diskutiert. Anlagen zur Nutzung von Oberflächengewässern werden aufgrund ihrer untergeordneten Bedeutung dabei nicht näher betrachtet

Theoretisches Potenzial. Bei einem durchschnittlich mit horizontalen Erdkollektoren erzielbaren Energieertrag von rund $140 \text{ MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ (Streicher et al. 2004) und einer Fläche Österreichs von $83\,889 \text{ km}^2$ kann eine theoretische Obergrenze der oberflächennahen Erdwärmenutzung mittels horizontaler Erdkollektoren von ca. $11,75 \text{ EJ/a}$ abgeschätzt werden (Tabelle 3-8). Wird

demgegenüber eine oberflächennahen Erdwärmenutzung durch Erdsonden betrachtet und jeweils eine Erdsonde mit der Tiefe von 100 m pro 36 m² auf der gesamten Fläche Österreichs unterstellt, ergibt sich bei einem durchschnittlichen erzielbaren Energieertrag von rund 360 MJ/(m·a) eine theoretische Obergrenze von ca. 83,9 EJ/a (Tabelle 3-8) (VDI Richtlinie 4640 2001). Die Nutzung dieses Potenzials einer Wärmegewinnung durch Erdsonden steht aber in Konkurrenz zu einer Erdwärmenutzung durch Erdkollektoren.

Das theoretische Potenzial einer Wärmenutzung bodennaher Luftschichten durch Luft-Wärmepumpen ist unbegrenzt, da sich die Luftsäule beliebig oft abkühlen lässt und die daraus entzogene Wärme nach einer entsprechenden Zeit bzw. nach ihrer Nutzung wieder an die Umwelt abgegeben (z. B. Raumwärmeverluste) bzw. über die solare Einstrahlung regeneriert wird. Eine theoretische Obergrenze für die Nutzung der in den bodennahen Luftschichten enthaltenen Umgebungswärme lässt sich demnach grundsätzlich nicht angeben.

Technisches Angebotspotenzial. Flächen, die von potenziellen Verbrauchern weit entfernt liegen, sind aufgrund zu hoher Verluste beim Energietransport für eine Nutzung der oberflächennahen Erdwärme i. Allg. nicht geeignet. Zur Bestimmung des technischen Angebotspotenzials einer oberflächennahen Erdwärmenutzung in Österreich werden daher nur die den Gebäuden unmittelbar zugeordneten Freiflächen berücksichtigt; dies entspricht etwa 2,1 % (1 760 km²) der Gesamtfläche Österreichs (BEV 2007).

Aufgrund der vorhandenen Gebäudestrukturen und sonstiger Restriktionen wird unterstellt, dass derzeit nur bei etwa 40 % der Gebäude- und Freiflächen eine oberflächennahe Erdwärmenutzung technisch möglich ist. Dabei wird u. a. berücksichtigt, dass eine Nutzung in Gebieten mit sehr hoher Bebauungsdichte, wie beispielsweise im Innenstadtbereich, nicht oder nur mit sehr großen Einschränkungen möglich ist. Auch ist eine Abteufung⁵ von Erdwärmesonden nicht bei jeder Bodenstruktur ohne weiteres möglich. Außerdem kann eine lückenlose Erschließung dieser verbleibenden Flächen aufgrund von im Untergrund befindlichen Infrastrukturelementen (u. a. Versorgungsleitungen für Zu- und Abwasser, Gas, Strom, Kommunikation) und anderweitiger Nutzung (z. B. Garten, Lagerhallen, Kellerräume) teilweise zu technisch nicht lösbaren Problemen führen. Aufgrund dieser Effekte sind von der verbleibenden Fläche nur rund 80 % auch tatsächlich technisch nutzbar. Damit ist insgesamt ein knappes Drittel der den Gebäuden direkt zuzuordnenden Freiflächen in Österreich für eine Nutzung der oberflächennahen Erdwärme verfügbar. Mit einem technisch gewinnbaren Energieaufkommen von 140 MJ/(m²·a) bzw. 360 MJ/(m·a) errechnet sich daraus ein technisches Angebotspotenzial der aus oberflächennaher Erdschichten gewinnbaren Wärme in Österreich von etwa 80 PJ/a für horizontale Kollektoren bzw. 560 PJ/a für Erdsonden. Wird eine Nutzung dieser Umgebungswärme durch optimal

⁵ Unter Abteufung versteht man das Herstellen von senkrechten Hohlräumen (Schächten oder Bohrlöchern) von oben nach unten zur Erschließung von Lagerstätten

ausgelegte Wärmepumpensysteme (Niedertemperaturheizung) mit einer Jahresarbeitszahl von 3,8 bzw. 3,7 für die Erzeugung von Raumwärme und Trinkwarmwasser unterstellt, entspricht dies einer bereitstellbaren Wärme von rund 110 PJ/a bzw. 780 PJ/a (Tabelle 3-8).

In der vorliegenden Studie wird der arithmetische Mittelwert der zur Verfügung gestellten Umweltwärme mit allerdings höherer Jahresarbeitszahl von 4,0 für das Jahr 2050 angenommen.

Tabelle 3-8: Potenziale einer Nutzung von Umgebungswärme in Österreich

Theoretisches Potenzial ^{a,b}		
horizontale Erdkollektoren	in PJ/a	11 750
Erdsonden	in PJ/a	83 900
Luft-Wärmepumpen ^c	in PJ/a	unbegrenzt
Technisches Angebotspotenzial (Umgebungswärme) ^{a,b}		
horizontale Erdkollektoren	in PJ/a	80
Erdsonden	in PJ/a	560
Technisches Angebotspotenzial (Endenergie) ^{a,b}		
horizontale Erdkollektoren ^d	in PJ/a	110
Erdsonden ^e	in PJ/a	780
Nachfrage 2006		
Trinkwarmwasser	in PJ/a	43
Raumwärme	in PJ/a	246
Summe	in PJ/a	300
Technisches Nachfragepotenzial (in Klammer Umgebungswärme) 2006		
Trinkwarmwasser	in PJ/a	15 (9,7)
Raumwärme	in PJ/a	107 (78,2)
Summe	in PJ/a	122 (87,9)
Hier verwendetes Angebotspotenzial	in PJ/a	341

^a nur oberflächennahe Erdwärme; ^b Potenzial für Wärmegewinnung durch Erdsonden und Erdkollektoren steht zueinander in Konkurrenz; ^c Luft ist beliebig oft abkühlbar; ^d bei einer Jahresarbeitszahl von 3,8; ^e bei einer Jahresarbeitszahl von 3,7

Da eine Abkühlung bodennaher Luftschichten beliebig oft realisiert werden kann, wird auf die Abschätzung eines technischen Angebotspotenzials einer Wärmebereitstellung aus Umgebungsluft verzichtet.

Technisches Nachfragepotenzial. Das technische Angebotspotenzial berücksichtigt nicht, ob die durch Wärmepumpensysteme technisch bereitstellbare Wärme auch im Energiesystem von Österreich genutzt werden kann. Weiters berücksichtigt das Angebotspotenzial nicht, ob die technischen Voraussetzungen für eine Integration von Wärmepumpensystemen in bestehende Heizungsanlagen gegeben sind. Beispielsweise ist eine Jahresarbeitszahl von 3,8 bzw. 3,7, wie bei der vorangegangenen Bestimmung des Angebotspotenzials unterstellt, nur bei Niedertemperaturheizungen zu erreichen. Der bestehende Gebäudebestand in Österreich ist allerdings nur z. T. für den Einsatz von Niedertemperaturheizungen geeignet.

Im Folgenden werden vor diesem Hintergrund jeweils für Raumwärme, Trinkwarmwasser und Niedertemperaturprozesswärme die technischen Nachfragepotenziale diskutiert (Tabelle 3-8).

Trinkwarmwasser. Ein Einsatz zur Trinkwarmwasserbereitung mittels Wärmepumpe ist nur in Gebäuden mit einer zentralen Trinkwarmwasserbereitung möglich. Abhängig von der in Österreich gegebenen Gebäude- und Heizungsstruktur (Statistik Austria 2007a, Statistik Austria 2004, Jungmeier et al. 1996) werden im Jahr 2006 etwa 50 % der Gesamtwärmenachfrage in Österreich durch Hauszentralheizungen gedeckt. Unter Berücksichtigung der daraus resultierenden Substitutionspotenziale (Tabelle 3-5) können etwa 35 % der Nachfrage nach Trinkwarmwasser in der Industrie sowie den Haushalten und den öffentlichen Einrichtungen (43 PJ) durch das Ersetzen von Hauszentralheizungen durch Wärmepumpenanlagen bereitgestellt werden. Dies entspricht rund 15 PJ/a (Tabelle 3-8). Bei einer unterstellten durchschnittlichen Jahresarbeitszahl von 2,9 ist dafür 2006 ein Einsatz von ca. 9,7 PJ/a an Umweltwärme bzw. 5,3 PJ/a an Antriebsarbeit notwendig.

Raumwärme. In Abhängigkeit von der vorherrschenden Siedlungsstruktur kann die mittels Wärmepumpensystemen technisch gewinnbare Niedertemperaturwärme von der lokalen Wärmenachfrage deutlich abweichen. So kann z. B. auf Flächen mit einer geringen Bebauungsdichte, die zwar durch optimale technische Bedingungen für eine Nutzung der Umweltwärme gekennzeichnet sind, aufgrund der geringen Wärmenachfrage nicht das gesamte technische Potenzial umgesetzt werden. Andererseits kann die Wärmenachfrage in Gebieten mit sehr dichter Bebauung über dem mit Wärmepumpen bereitstellbaren Angebot liegen. Weiter können Wärmepumpenanlagen nicht in jedes bestehende Heizungssystem integriert werden. Ältere Systeme arbeiten teilweise mit so hohen Vorlauftemperaturen, dass ein sinnvoller Betrieb der Wärmepumpen nicht möglich ist. Auch Gebäude mit Einzelheizungen sind für den Einsatz von Wärmepumpen nur in sehr beschränktem Umfang nutzbar. Speziell bei Elektroheizungen (u. a. Nachtspeicheröfen) können dezentrale Klimageräte eine Alternative darstellen.

Aufgrund dieser Einschränkungen kann für die Verhältnisse 2006 letztendlich nur ein gewisser Anteil der zur Raumwärmebereitung in Österreich aufgewendeten Endenergie (246 PJ) durch Wärmepumpen gedeckt werden. Tabelle 3-5 zeigt deshalb die entsprechenden Substitutionspotenziale bestehender Heizungssysteme durch Wärmepumpenanlagen. Einzelöfen und Elektroheizungen können dabei durch dezentrale Klimageräte und Hauszentral- bzw. Etagenheizungen durch grundwasser-, erdreich- oder luftgekoppelte Wärmepumpen ersetzt werden. Damit kann eine durchschnittliche Jahresarbeitszahl von 3,8 erreicht werden.

Abhängig von der in Österreich gegebenen Gebäude- und Heizungsstruktur (Statistik Austria 2007, Statistik Austria 2004, Jungmeier et al. 1996) werden 2006 etwa 50 % der Gesamtwärmenachfrage durch Hauszentralheizungen gedeckt. Hingegen werden nur etwa 13 % durch Etagenheizungen und 15 % durch Elektroheizungen und Einzelöfen gedeckt. Unter Berücksichtigung der Substitutionspotenziale (Tabelle 3-5) können etwa 35 % der Gesamtwärmenachfrage in Österreich durch das Ersetzen von Hauszentralheizungen durch Wärmepumpenanlagen bereitgestellt werden. Der Austausch von Etagenheizungen, Elektroheizungen und

Einzelöfen würde zu einem Beitrag von fast 9 % der Gesamtwärmenachfrage durch Wärmepumpenanlagen führen. In Summe könnten demnach knapp 107 PJ/a oder ca. 43 % der 2006 gegebenen Nachfrage nach Raumwärme in Österreich durch Wärmepumpensysteme gedeckt werden (Tabelle 3-8). Mit den für dezentrale Klimageräte bzw. grundwasser-/erdreichgekoppelte Wärmepumpen unterstellten Jahresarbeitszahlen von 3,8 entspricht dies 2006 einem Anteil an Umweltwärme von knapp 78,2 PJ/a sowie einer Verdichterarbeit von 28,4 PJ/a. Bei einer unterstellten Volllaststundenzahl von 2 000 h/a wäre dafür eine elektrische Anschlussleistung von rund 3 950 MW notwendig.

Für die Szenarien 2050 wird angenommen, dass praktisch alle Gebäude thermisch saniert mit Zentralheizungen ausgerüstet sind und über Niedertemperaturheizungen betrieben werden. Hiervon wird weiter angenommen, dass in praktisch allen Wohnungen Wärmepumpen eingesetzt werden könnten. Außerdem wird ein 50%/50% Mix aus horizontalen Erdreichkollektoren und Erdsonden angenommen. Dadurch ergibt sich der maximal durch Wärmepumpen bereitstellbarer Anteil auf das mittlere technische Angebotspotential von 341 PJ/a. Der tatsächlich hiervon verwendete Anteil für das Jahr 2050 ergibt sich aus der Nachfrage in den Szenarien in Kapitel 5.2.

Prozesswärme. Der Verbrauch an Niedertemperaturprozesswärme (< 100 °C) lag in Österreich 2008 bei rund 65 PJ (siehe Kapitel 4.4.2). Für 2050 wird angenommen, dass Wärmepumpen nicht für die Prozesswärme eingesetzt werden.

Summe. Zusammengenommen können somit 2006 ohne die industrielle Anwendung rund 122 PJ/a an mittels Wärmepumpenanlagen bereitgestellter Wärme auch tatsächlich in das österreichische Energiesystem integriert werden.

Das Nachfragepotential ist für 2050 durch den aktuellen Bedarf limitiert (siehe Kapitel 5).

Die Nutzung der Tiefen Geothermie ist heute aufgrund der tiefen Bohrlöcher und der Unsicherheit des Erfolgs der Bohrung sehr teuer. Durch die relativ niedrigen Temperaturen hat die Stromerzeugung aus tiefer Geothermie zudem einen geringen Wirkungsgrad. Aus diesem Grund wird die Tiefe Geothermie in den Szenarien nur dann eingesetzt, wenn die Potentiale der anderen Erneuerbaren Energieträger bereits weitgehend ausgeschöpft wurden (Wachstums Szenario).

3.9 Tiefe Geothermie (nach Kaltschmitt, Streicher, 2009)

Ziel der folgenden Ausführungen ist eine Darstellung der Potenziale und der Nutzung der tiefen Erdwärme zur Wärme-, Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in Österreich.

Aufgrund der derzeit noch nicht großtechnisch verfügbaren Technik zur Nutzarmachung der in den heißen, tiefen Gesteinsschichten vorhandenen Energie ist eine Abschätzung der technisch nutzbaren Potenziale mit großen Unsicherheiten behaftet. Deshalb handelt es sich bei den folgenden Angaben nur um eine grobe Abschätzung der gegebenen Größenordnung. Zunächst

werden die Potenziale einer Bereitstellung von Wärme dargestellt. Im Anschluss daran werden für die betrachteten Horizonte mit einer Thermalwassertemperatur von 100 °C und darüber die Potenziale einer geothermischen Strombereitstellung abgeschätzt. Eine balneologische bzw. stoffliche Nutzung wird nicht betrachtet.

Bei Betrachtung einer gekoppelten Wärme- und Stromproduktion (KWK) – zur besseren Nutzung der geothermischen Energie im Sinne einer Maximierung der Energieausbeute – muss zwischen einem wärme- und einem stromgeführten Betrieb unterschieden werden.

Bei einem stromgeführten KWK-Betrieb ist das Ziel eine Maximierung der Stromausbeute. Hier liegen die Stromerzeugungspotenziale dann maximal bei den nachfolgend ausgewiesenen Strompotenzialen, wenn unterstellt wird, dass die Wärmeauskopplung aus dem Thermalwasser nach dem Wärmeentzug durch das Geothermiekraftwerk realisiert wird. Die bereitstellbaren Wärmepotenziale liegen dann deutlich unter denen einer ausschließlichen Wärmeerzeugung.

Bei einem wärmegeführten KWK-Betrieb wird prioritär die Wärmenachfrage gedeckt und die nicht nutzbare Wärme verstromt; damit liegen die Potenziale einer Wärmebereitstellung maximal bei den nachfolgend erhobenen Wärmepotenzialen. Die Potenziale der in Koppelproduktion möglichen zusätzlichen Stromerzeugung liegen diese Bedingungen deutlich unter denen einer ausschließlichen Stromerzeugung.

Da damit die Potenziale einer geothermischen Kraft-Wärme-Kopplung sich zwischen denen einer ausschließlichen Wärme- und einer alleinigen Stromerzeugung bewegen, werden diese Potenziale nachfolgend nicht gesondert ausgewiesen.

3.9.1 Wärmebereitstellung

Theoretisches Potenzial. Die Nutzung der tiefen Erdwärme zur Wärmeerzeugung ist aufgrund der noch unzureichend vorhandenen Technik derzeit i. Allg. noch an das Vorhandensein von wasserführenden Sedimentstrukturen in nicht zu großer Tiefe gekoppelt. Solche Aquifere finden sich in Österreich im Wesentlichen in den Sedimentstrukturen des Oberösterreichischen Molassebeckens, des Steirischen und des Wiener Beckens sowie im Vorarlberger Teil des Molassebeckens. Die gesamte in diesen Aquiferen gespeicherte Wärme ("Heat in Place") kann auf rund 24 000 EJ geschätzt werden (Tabelle 3-9; d. h. auch Temperaturen unter 100 °C); dazu trägt das Oberösterreichische Molassebecken mit rund 8 100 EJ bei (Goldbrunner 2008). Bei einer unterstellten Nutzungsdauer von 500 Jahren entspricht dies einem Energiepotenzial von rund 48 EJ/a. Die Erdwärmevorkommen in Bad Kleinkirchheim (Kärnten) sowie die Thermalwässer Längenfelds (Tirol) sind aufgrund ihrer vergleichsweise geringen Ergiebigkeit bzw. ihres niedrigen Temperaturniveaus nicht berücksichtigt.

Technisches Angebotspotenzial. Das theoretische Energieangebot des tiefen Untergrunds, das unter den genannten Randbedingungen theoretisch zur Verfügung steht, kann aufgrund einer Vielzahl geologischer und technischer Einschränkungen (z. B. einer zu geringen Porosität oder Permeabilität und damit zu geringer Ergiebigkeit der Aquifere) nur zu einem Teil genutzt werden.

Werden derartige Aspekte berücksichtigt, kann ein technisches Angebotspotenzial bei einer unterstellten Reinjektionstemperatur von 15 °C und einer technisch installierbaren thermischen Anlagenleistung von ca. 550 MW von knapp 14 PJ/a abgeschätzt werden (Tabelle 3-9). Dies entspricht etwa 4,6 % der gesamtösterreichischen Nachfrage nach Niedertemperaturwärme im Jahr 2006.

Technisches Nachfragepotenzial. Das technische Angebotspotenzial berücksichtigt nicht, ob die angebotsseitig verfügbare Erdwärme auch in die bestehenden Energiesysteme in den Gebieten mit entsprechenden Sedimentstrukturen integriert werden kann.

Ein einschränkender Faktor bei der Integration des technischen Angebotspotenzials in die vorhandenen Strukturen im Energiesystem kann sich aus der aus primär ökonomischen Gründen notwendigen Kopplung geothermischer Heizwerke an Nah- oder Fernwärmenetze und damit an Gebiete mit einer hohen Abnahmedichte ergeben. Durch das im Vergleich zur gesamten Wärmenachfrage in den Regionen mit entsprechenden Sedimentbecken und damit entsprechenden Erdwärmevorkommen niedrige technische Angebotspotenzial kann allerdings unterstellt werden, dass diese Restriktionen nicht zum Tragen kommen.

Tabelle 3-9: Potenziale einer Erdwärmenutzung aus wasserführenden Sedimentstrukturen in Österreich zur Wärmebereitstellung

		O. Ö. Molasse- becken ^a	Steirisches Becken	Wiener Becken	Vlbg. Molasse- becken ^b	Summe
Wärmeinhalt "Heat in Place"	in EJ ^c	8 100	8 100	6 500	1 400	24 100
Theoretisches Potenzial	in EJ/a ^d	16,2	16,2	13,0	2,8	48,2
Technisches Angebotspotenzial	in PJ/a ^e	2,2	5,4	4,7	1,6	13,9
Technisches Nachfragepotenzial 2006	in PJ/a ^f	1,8	1,8	1,6	0,5	5,7
Raumwärme & Trinkwarmw. Landwirtschaft	in PJ/a ^g	0,5	0,3	0,4	0,2	1,5
Hier verwendetes Potential						5,7

^a Oberösterreichisches Molassebecken; ^b Vorarlberger Teil des Molassebeckens; ^c Wärmeinhalt der warm- und heißwasserführenden Aquifere; ^d bei einer unterstellten Nutzungsdauer des gesamten Wärmeinhalts der hydrothermalen Aquifere von 500 Jahren; ^e technisch nutzbare Schüttung bei einer Reinjektionstemperatur von 15 °C; ^f Nutzung für Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitstellung (minimale Rücklauftemperatur 35 °C und 4 000 Volllaststunden pro Jahr); ^g Nutzung für Landwirtschaft bei einer Rückkühlung der Thermalwässer von 35 auf 15 °C und 3 000 Volllaststunden pro Jahr

Aufgrund der jahreszeitlichen Nachfrageschwankungen nach Niedertemperaturwärme bei Haushaltskunden werden geothermische Heizzentralen, wenn sie diese Kundengruppe beliefern, üblicherweise nicht ganzjährig mit maximaler Leistung betrieben. Hier wird deshalb von 4 000 Volllaststunden pro Jahr (d. h. Spitzenlastabdeckung über biomassebefeuerte Kessel) und einer Rücklauftemperatur des geothermischen Heizwerks von 35 °C ausgegangen. Zusätzlich wird eine

landwirtschaftliche Nachnutzung der Tiefenwässer mit einer Rücklaufabsenkung auf 15 °C und 3 000 Volllaststunden pro Jahr unterstellt. Daraus lässt sich ein technisches Nachfragepotenzial für die Raumwärme- und Trinkwarmwasserbereitung mit rund 5,7 PJ/a berechnen. Nicht berücksichtigt sind dabei allerdings die Verluste, die sich aus dem Transport der Wärme von der Heizzentrale zum Verbraucher ergeben. Infolge der unterstellten landwirtschaftlichen Nachnutzung könnte zusätzlich etwa 1,5 PJ/a an hydrothermalen Energie genutzt werden (Tabelle 3-9). Diese landwirtschaftliche Nutzung wird in dieser Studie nicht berücksichtigt, da nur die Sektoren Mobilität, Gebäude und Produktion betrachtet werden.

3.9.2 Strombereitstellung

Theoretisches Potenzial. Berücksichtigt man lediglich die betrachteten Standorte mit einer Thermalwassertemperatur ab 100 °C, ist in diesen Aquiferen eine Energie von rund 8 960 EJ gespeichert. Dabei wird unterstellt, dass dem Gestein die Wärme bis auf rund 15 °C entzogen werden könnte. Bei einer Erschließung im Verlauf von rund 500 Jahren sind dies rund 18 EJ/a.

Davon ist jedoch aufgrund thermodynamischer Beschränkungen nur ein kleiner Teil in Form von Strom nutzbar. Wird ein theoretischer Wirkungsgrad der Verstromung – in Abhängigkeit von der Temperatur des aus dem Untergrund förderbaren Thermalwassers – von 12 bis maximal 18 % unterstellt, errechnet sich ein theoretisches Stromerzeugungspotenzial von ca. 677 TWh/a im Verlauf der unterstellten 500 Jahre (Tabelle 3-10). Zusätzlich könnte ein erheblicher Teil der dabei anfallenden Abwärme u. a. in Form von Nah- und Fernwärme genutzt werden. Damit ist das theoretische Potenzial einer geothermischen Stromerzeugung bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung sehr hoch und übersteigt den Energieverbrauch in Österreich um Größenordnungen.

Technisches Angebotspotenzial. Zur Bestimmung des technischen Angebotspotenzials einer geothermischen Stromerzeugung (d. h. Stromerzeugungspotenzial) wird ausgehend vom diskutierten Wärmeinhalt betrachtet, welcher Anteil dieses Wärmeinhalts technisch nutzbar gemacht werden kann.

Der Anteil dieser Wärmemenge, der aus dem Gestein entzogen und technisch gewonnen werden kann, hängt von den geologischen Bedingungen im jeweiligen Aquifer und damit vom entsprechenden Standort ab. So können beispielsweise in Aquiferen rund 15 bis 20 % dieser Wärmemenge aus dem Untergrund entzogen werden (Kaltschmitt, Streicher und Wiese 2006). Unter Berücksichtigung eines mittleren Umwandlungswirkungsgrades in Anlagen zur geothermischen Stromerzeugung nach dem derzeitigen Stand der Technik von 7 bis 11 % resultiert daraus ein technisches Stromerzeugungspotenzial von 58,8 TWh/a.

Dabei kann dieses Stromerzeugungspotenzial innerhalb eines Zeitraums erschlossen werden, der eine Regeneration der geothermischen Ressourcen infolge des natürlichen Wärmestroms nicht erlauben würde. Aufgrund der geringen Eigenwärmeerzeugung des tieferen Untergrunds, des relativ kleinen Wärmestromes aus dem Erdinnern von rund 65 mW/m² und der i. Allg. relativ schlechten Wärmeleitfähigkeit von Gesteinen benötigt eine einmal vollständig abgekühlte

Gesteininformation einige Jahrhunderte oder länger, um wieder die ursprüngliche Temperatur zu erreichen. Unter Nachhaltigkeitsaspekten sollte dieses Potenzial deshalb nur innerhalb eines sehr langen Zeitraums erschlossen werden.

Daher wird hier davon ausgegangen, dass das hier aufgezeigte technische Erzeugungspotenzial über einen Zeitraum von 500 Jahren sukzessive erschlossen werden kann; innerhalb eines derart langen Zeitraums sollten Erschließungsmodelle gefunden werden können, durch die sichergestellt werden kann, dass auch nach Ablauf dieser Zeit weiterhin eine geothermische Stromerzeugung möglich ist. Daraus ergibt sich jährlich ein nachhaltiges (quasi regeneratives) Stromerzeugungspotenzial von ca. 59 TWh/a für Österreich (Tabelle 3-10).

Tabelle 3-10: Potenziale einer Erdwärmenutzung aus wasserführenden Sedimentstrukturen in Österreich zur Strombereitstellung

		O. Ö. Molasse- becken ^a	Steir. Becken	Wiener Becken	VLbg. Molasse- becken ^b	Summe
Wärmeinhalt "Heat in Place"	in EJ ^c	4 600	1 750	1 960	650	8 960
Theoretisches Potenzial	in EJ/ad	9,2	3,5	3,9	1,3	17,9
	in TWh/a ^d	2 556	972	1 089	361	4 978
Theoretisches Stromerzeugungspotenzial	in TWh/a ^e	316	120	196	45	677
Technisches Angebotspotenzial	in TWh/a ^f	27	10	18	4	58,8
Technisches Nachfragepotenzial Betrachtung für Österreich	in TWh/a ^{g,i}	26,2	9,7	17,5	3,9	57,0
Hier verwendetes Potential	in TWh/a					57,0

^a Oberösterreichisches Molassebecken; ^b Vorarlberger Teil des Molassebeckens; ^c Wärmeinhalt der wasserführenden Aquifere mit einer Thermalwassertemperatur ab 100 °C; ^d bei einer unterstellten Nutzungsdauer des gesamten Wärmeinhalts der Aquifere von 500 Jahren; ^e unter Berücksichtigung physikalisch maximaler Wirkungsgrade; ^f unter Berücksichtigung der technischen Gewinnung von 15 % der im Aquifer enthaltenen Wärmemenge sowie technisch erreichbarer Wirkungsgrade; ^g unter Berücksichtigung der nachfrageseitigen Restriktionen in Österreich sowie von Netzverlusten (3 %); ^h für eine über Österreich hinausgehende Betrachtung (Kapitel 1.3.4) sowie unter Berücksichtigung von 7 % Netzverlusten; ⁱ Singulärbetrachtung der geothermischen Stromerzeugung, d. h. Konkurrenzen der erneuerbaren Energien zur Deckung der Nachfrage wurden nicht berücksichtigt, bei einer gesamthaften Betrachtung der Potenziale der erneuerbaren Energien können die Nachfragepotenziale daher deutlich geringer ausfallen (Kapitel 10)

Technisches Nachfragepotenzial. Das technische Angebotspotenzial einer ausschließlichen Stromerzeugung liefert keine Aussage, inwieweit dieses Energieangebot auch tatsächlich in das österreichische bzw. europäische Energiesystem integriert werden kann.

Bei einer Österreich-internen Betrachtung muss zur Abschätzung des im Energiesystem nutzbaren geothermischen Stromerzeugungspotenzials die Nachfrage nach elektrischer Energie

und deren Charakteristik berücksichtigt werden. Die geothermische Stromerzeugung ist dabei grundsätzlich unabhängig von tages- und jahreszeitlichen Schwankungen, wie sie z. B. für die photovoltaische Stromerzeugung typisch sind. Daher kann die Geothermie im Verlauf des gesamten Jahres nachfrageorientiert elektrische Energie bereitstellen. Aufgrund dieser Zusammenhänge ergeben sich keine nachfrageseitigen Beschränkungen für eine Einspeisung von Strom aus geothermischen Anlagen in das Netz der öffentlichen Versorgung. Damit errechnet sich bei einer ausschließlich auf Österreich bezogenen Betrachtung unter Berücksichtigung der bisher unterstellten Verluste der Verteilinfrastruktur (d. h. Netzverluste) ein technisches Nachfragepotenzial von 57 TWh/a. Dies entspricht einem Anteil von 92 % bezogen auf die gesamte Nettostromerzeugung in Österreich (ohne Stromimporte) von 62 TWh im Jahr 2006.

4 Bedarf an und technologische Möglichkeit der Deckung von Energiedienstleistungen 2050

4.1 Generelle Annahmen

Das Bevölkerungswachstum wird gemäß Statistik Austria (2010b) und Umweltbundesamt (2009) mit einer Rate von 0,3 % pro Jahr bis 2050 unterstellt.

Relevant in der vorliegenden Studie ist jedoch allein die Umlegung des Wirtschaftswachstums auf die Veränderung der Energiedienstleistungen (m² konditionierter Gebäudefläche, Personen und Tonnenkilometer/a, ...). Letztere wird für alle Teilbereiche (Produktion, Gebäude, Mobilität) im Wachstums Szenario mit 0,8 % Wachstum per anno angenommen. Dies bedeutet implizit, dass eine wesentliche Entkopplung zwischen Wachstum an Energiedienstleistungen und Wirtschaftswachstum im Wachstums Szenario dieser Studie unterstellt wird, was durch diesbezügliche Maßnahmen sicherzustellen ist. Die beiden Szenarien stellen eine Bandbreite des Bevölkerungswachstums bei konstanter Energiedienstleistung pro Person oder eine Schwankung der Energiedienstleistung pro Person bei dem angenommenen Bevölkerungswachstum dar.

Die notwendige landwirtschaftliche Fläche für Nahrungsmittelproduktion wird als konstant angenommen.

2 Szenarien:

- Konstant Szenario: konstanter Bedarf an Energiedienstleistung
- Bedarf an Energiedienstleistungen für alle Sektoren mit 0,8 %/a steigend

4.2 Transport und mobile Maschinen

4.2.1 Energiedienstleistungen Mobilität

Die Entwicklung der Verkehrsnachfrage für Personen- und Güterverkehr sowie die Aktivitätsdaten von mobilen Maschinen und Geräten bis zum Jahr 2030 wurde aus einer parallel bearbeiteten Studie für das BMLFUW (Energieszenarien Österreich) entnommen. Zusätzlich wurden die beiden in dieser Studie verwendeten Szenarien Konstant (S-1) und Wachstum (S-2) für die Energieautarkie entwickelt.

In der parallel bearbeiteten Studie wurden für ein Szenario „WM“⁶ der Kfz-Bestand, Kfz-Kilometer sowie Personen- und Tonnenkilometer detailliert nach Kfz-Schichten aufgeschlüsselt

⁶ Szenario „With Measures“, dieses enthält per Definition alle schon beschlossenen Maßnahmen und entspricht somit an sich einem „Business As Usual“ Szenario

bis zum Jahr 2030 hochgerechnet. Die Auflösungstiefe unterscheidet dabei nach Kfz-Kategorie, Antriebskonzept, Kraftstoff, Fahrzeuggrößenklassen und Zulassungsjahr, eine Schicht ist also z.B. PKW-Otto unter 1,5 l Hubraum, Baujahr 2010. Für jede Kfz-Schicht sind dort auch Verbrauchs- und Emissionsfaktoren definiert, die im Modell GLOBEMI für die Hochrechnung des gesamten Verbrauchs und der Emissionen des Verkehrssektors in Österreich für die Luftschadstoffinventur verwendet werden. Dabei sind auch Details wie Kaltstarteffekte, Klimaanlagennutzung, unterschiedliche Beladungsgrade und Verdunstung von Kraftstoffen berücksichtigt (Hausberger, 2010).

Für die vorliegende Arbeit wurde die Entwicklung aus dem „WM“ Szenario bis 2050 fortgeschrieben. Das damit erzielte Trendszenario „BAU“ (S-4) enthält auch die Annahme einer Steigerung des Luftverkehrs bis 2050 um 157 % gegenüber 2008 (durchschnittlich 2,27 % p.a.). Aus diesem Szenario wurde durch Überlagerung mit klassischen Maßnahmen zur Senkung der Verkehrsnachfrage und stark verbrauchsoptimierten Fahrzeug- und Antriebstechnologien ein „BAU-Optimiert“ Szenario (S-3) entwickelt. Diese Szenarien dienen der Orientierung, welche weiteren Änderungen der Nachfrage, des Modal-Split und der Technologien erforderlich wären, um den Verkehrssektor energieautark versorgen zu können. Für diese beiden ersten Szenarien dürften aus einer österreichischen Energieautarkie deutlich nicht genügend flüssige Kraftstoffe verfügbar sein (siehe Kap. 4.2.3).

Zur Erläuterung des für S-3 unterstellten Umfangs des Einsatzes „klassischer Instrumente“ werden diese im Folgenden dargestellt, bevor auf die weiteren – noch strikteren – Szenarien eingegangen wird.

Klassische Verkehrsinstrumente zur Nachfragesteuerung (Szenario S-3)

Das Szenario S-3 „BAU-Optimiert“ schöpft im Hinblick auf die Verkehrsleistung im Personenverkehr die Vermeidungs- und Verlagerungspotenziale durch eine verkehrssparende Raumstruktur, den Ausbau des Öffentlichen Verkehrs (ÖV) sowie die Steigerung des nicht motorisierten Individualverkehrs (NMIV) aus. Basierend auf Wegener Zentrum et al. (2010a), welche die Potenziale dieser Maßnahmenbereiche für die Steiermark im Zeithorizont 2030 quantifizieren, wurden die Potenziale bis 2050 mit gleicher Methode für die Betrachtungsebene Österreich eruiert.

Um die Wirkung einer kompakten, verkehrssparenden Raumstruktur zu ermitteln, wurden die in Friedwagner et al. (2005) quantifizierten Verkehrseffekte einer kompakten Raumstruktur für die Untersuchungsregion Linz-Land und Wels-Land aufgegriffen und auf Gesamt-Österreich umgelegt. In der Modellrechnung von Friedwagner et al. (2005) konnte die Verkehrsleistung im motorisierten Individualverkehr (MIV) von jener Bevölkerung, die von „Ungunztellen“ - mit geringer Siedlungsdichte und schlechtem ÖV-Anschluss - in sogenannte „Gunztellen“ verschoben wurden, um 16 % reduziert werden, bei einer gleichzeitigen Erhöhung im ÖV um 7 %. Um die Ergebnisse auf Gesamt-Österreich umlegen zu können, musste der gesamte Zuzug bis 2050 ermittelt werden, der in Richtung „Gunztellen“ neu orientiert werden müsste. Im Wegener

Zentrum et al. (2010a) wurde der neu zu orientierende Zuzug für die Steiermark bis 2030 ermittelt, indem der Zuzugstrend aus der Vergangenheit mit Hilfe der Bevölkerungsprognose in 5-Jahresschritten fortgeschrieben wurde. Der Anteil des Zuzugs, der örtlich neu orientiert werden muss, wurde berechnet, indem die Anzahl der ÖV-Haltestellen je Gemeinde mit einer Bedienhäufigkeit von mindestens zehn Abfahrten pro Tag in Beziehung zur Gemeindegröße gesetzt wurde. Aufgrund unzureichender Daten in dieser Detailgenauigkeit auf Österreichebene wurden die Analyseergebnisse der Steiermark für Gesamt-Österreich hochgerechnet, gewichtet nach Siedlungsdichte der Bundesländer. Bis 2050 wurde angenommen, dass sich der örtlich neu zu orientierende Zuzug der Periode 2010 bis 2030 in Anbetracht eines nunmehr doppelt so langen Zeitraums ebenso verdoppelt. Bis 2050 kann damit davon ausgegangen werden, dass die Bevölkerungsverlagerung in Gunstzellen vollständig erfolgt ist. Auf diese nun in Gunstzellen wohnende Personengruppe konnte das in Friedwagner et al. (2005) ermittelte Reduktions- bzw. Verlagerungspotenzial angewendet werden. Die Verkehrsleistung im Jahr 2050 kann gegenüber dem BAU- Szenario somit um 15,3 Mio. Personenkilometer reduziert werden.

Im Szenario „BAU-Optimiert“ wurde weiter angenommen, dass mit einem Ausbau des ÖV bis 2050 eine Steigerung des ÖV Anteils um 10 %-Punkte (Basis 2008) erreicht werden kann.

Das Potenzial zur Steigerung des NMIV Anteils wurde ermittelt, indem das in Wegener Zentrum et al. (2010a) definierte technische Umstiegspotenzial von MIV auf NMIV auf die prognostizierte Verkehrsleistung von 2050 des BAU-Szenarios angewandt wurde. Folgende Einflussfaktoren wurden dabei berücksichtigt: Wetterverhältnisse (Niederschlag, kein Niederschlag), Wegzweck (Arbeit/Ausbildung, Einkauf, Freizeit, Sonstiges), Wegekettlänge (4 Kategorien bis 10 km), Topografie (Großstädte/zentrale Bezirke, Peripherie) und Alter (0-10, 11-65, 66+ Jahre). Für jede mögliche Kombination dieser Einflussfaktoren wurde das theoretische Umstiegspotenzial festgelegt. Damit können im Szenario „BAU-Optimiert“ im Jahr 2050 rund 4,1 Mrd. Pkm von MIV auf NMIV verlagert werden.

Szenarien zur Energieautarkie (Szenarien S-1 und S-2)

In den beiden Szenarien S-1 und S-2 der Energieautarkie sind die Zuwächse in der Summe der Personen- und Tonnenkilometer mit 0 % bzw. 0,8 % jährlich definiert. Der Luftverkehr wurde in beiden Szenarien zu 95 % auf die Bahn verlagert da die aus österreichischer Produktion verfügbaren Kraftstoffe aus heutiger Sicht dringender im Straßengüterverkehr und in Maschinen der Land- und Forstwirtschaft sowie in Baumaschinen notwendig sind. Für das Konstant Szenario (S-1) mit dem Null-Wachstum in der Nachfrage sind sonst im Personenverkehr keine weiteren gravierenden Änderungen gegenüber dem „BAU-Optimiert“ Szenario erfolgt. Im Güterverkehr hingegen wurden zudem $\frac{3}{4}$ des Straßenfernverkehrs auf die Bahn verlagert, die Bahn wurde zu über 98 % elektrifiziert. Damit kann das elektrizitätslastige Angebot an heimischen Energieträgern besser genutzt werden. Im Wachstums Szenario (S-2) mit den 0,8 % Verkehrswachstum, entsprechend knapp 40 % Zuwachs zwischen 2008 und 2050, muss der Modal Split noch deutlich weiter Richtung Bahn verlagert werden, um mit den heimischen Energien das Auslangen zu finden. Knapp 95 % des Güterfernverkehrs müssten auf Schiene und

Donau transportiert werden. Im Personenverkehr hätte der PKW nur mehr 40 % Anteil (66 % in BAU). Tabelle 4-1 fasst die Szenario-Randbedingungen zusammen.

Tabelle 4-1: Grundlegende Annahmen in den Verkehrsszenarien

Nr.	Name	Inhalt
S-4	BAU	„Business As Usual“ 2050
S-3	Bau-Optimiert	Verkehrsnachfrage und Modal Split durch Maßnahmen in der Raumordnung ökologisiert, Fahrzeugtechnologien bei reduziertem Komfort und reduzierten Maximalgeschwindigkeiten verbrauchsoptimiert
S-2	0,8 % Wachstum	Durchschnittlich 0,8 % jährliches Wachstum der P-km und t-km zwischen 2008 und 2050, Technologien wie in „Bau-Optimiert“, Luftverkehr zu 95 % auf Bahn verschoben, sonstiger Modal Split so weit auf Bahn, ÖV und NMV verschoben, bis ein realisierbarer Kraftstoffverbrauch erreicht ist
S-1	Konstant	0 % Wachstum, Luftverkehr zu 95 % auf Bahn verschoben, 75 % des Straßengüterfernverkehrs auf die Bahn verschoben, sonst Modal-Split etwa wie "BAU-Optimiert", Technologien "optimiert"

Abb. 4-1 zeigt die Personenverkehrsleistung in den vier Szenarien. In BAU nehmen die Personenkilometer insgesamt um 56 % zwischen 2008 und 2050 zu, in den Szenarien S-2 und S-3 um 40 % bzw. 37 %.

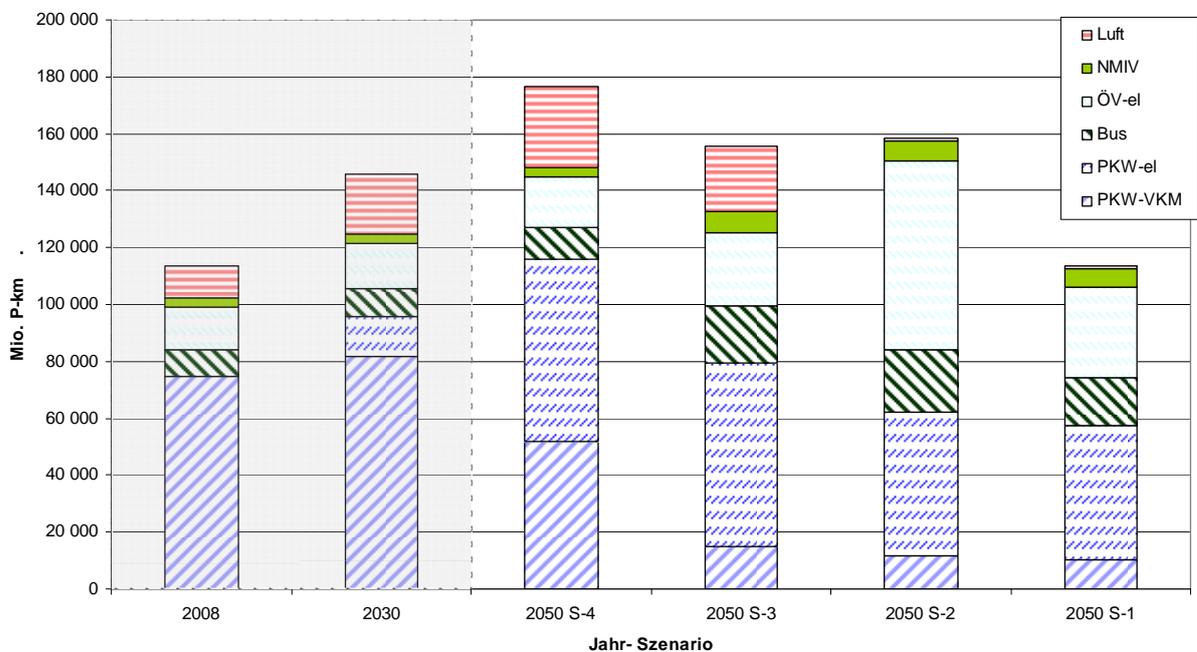


Abb. 4-1 Nachfrage im Personenverkehr in vier Szenarien (VKM...Verbrennungskraftmaschine; el...elektrischer Antrieb)

4.2.2 Technologien in der Mobilität

Die spezifischen Verbrauchswerte der Kfz im Jahr 2050 sind nur sehr unsicher vorherzusagen. Speziell im PKW-Verkehr sind neben der Technologie auch die Komfortwünsche der Käufer für das Ergebnis relevant (PKW-Größe und Antriebsleistungen), bei allen Kfz sind die Fahrgeschwindigkeiten und natürlich die Antriebstechnologien relevant. In den beiden Szenarien S-1 und S-2 zur Energieautarkie mussten trotz des schon sehr ÖV orientierten Modal Split sowohl die Technologie ausgereizt als auch die Komfort- und Geschwindigkeitsansprüche gesenkt werden, um für ein energieautarkes Szenario realistische Energieverbrauchswerte im Verkehrssektor darstellen zu können.

Abb. 4-2 zeigt die Ergebnisse für die Güterverkehrsleistung. In BAU nehmen die Tonnenkilometer insgesamt um 70 % zwischen 2008 und 2050 zu, in den Szenarien S-2 und S-3 um 40 %.

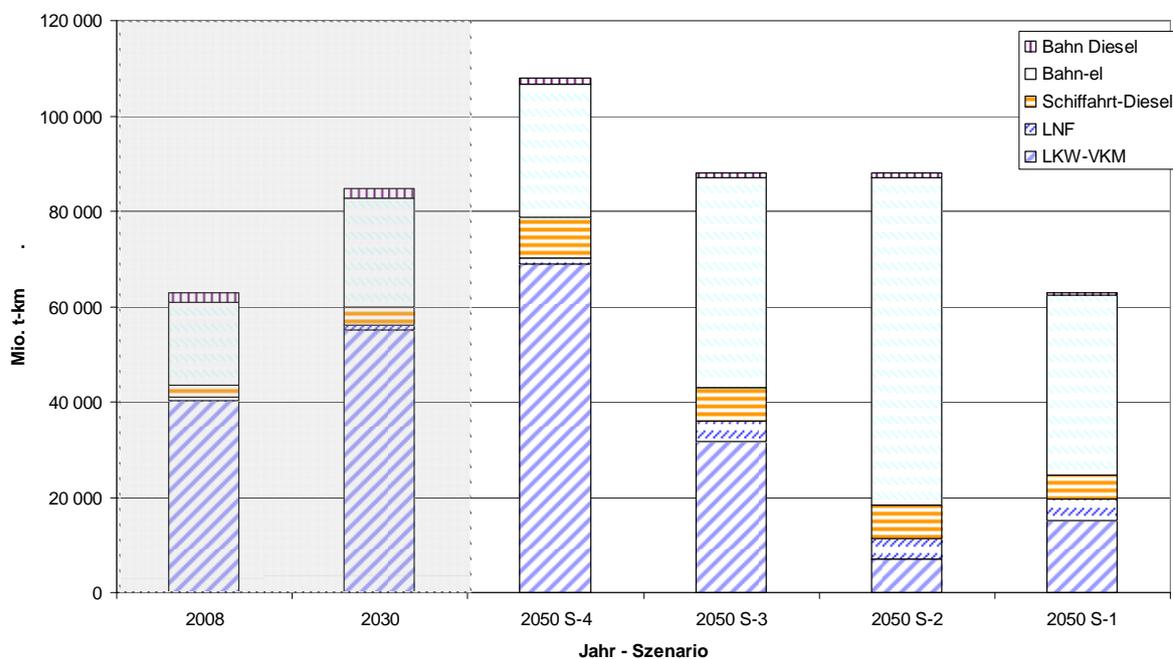


Abb. 4-2 Nachfrage im Güterverkehr in vier Szenarien (VKM...Verbrennungskraftmaschine; el...elektrischer Antrieb)

PKW

Im Jahr 2008 ist der PKW-Flottenverbrauch etwa 0,65 kWh/km bei 1,17 Personen je PKW (Hausberger, 2010). Die Verbrauchswerte basieren in allen Szenarien auf Simulationen mit dem Fahrzeug-Längsdynamik- und Emissionsmodell PHEM (Hausberger et al. 2009, Melios, 2010, Schwingshackl 2009). Dabei werden die Fahrzeugparameter wie Masse, Roll- und Luftwiderstandsbeiwerte, Trägheitsmomente etc. sowie Kennfelder und Funktionen für die Antriebs- und Übertragungswirkungsgrade und Verlustfunktionen für Energiespeicher vorgegeben. Mit diesem Datensatz werden für reale Geschwindigkeitsverläufe die Antriebsarbeit

und der Energieverbrauch sowie Emissionen berechnet. In BAU ergibt sich für 2050 ein Flottenverbrauch von 0,29 kWh/km, das entspricht etwa 3,1 l/100km. In den übrigen Szenarien wurden kleinere PKW (vorwiegend Kleinwagen mit geringem Anteil größerer Kfz zur Deckung aller Transportansprüche) mit geringeren Tempolimits (110/80) und dafür gleichmäßigerem Fahrverlauf durch intelligente Kommunikation zwischen Kfz und Kfz sowie Kfz und Infrastruktur sowie verbesserte Antriebswirkungsgrade unterstellt. Die PKW mit Verbrennungskraftmaschine wurden alle so weit hybridisiert, dass die Bremsenergie zu 95 % rekuperiert werden kann und trotz Abschaltung der Verbrennungskraftmaschine (VKM) alle Nebenaggregate bei Stillstand betrieben werden können. Bei Elektro-PKW wurde im Durchschnitt eine Batteriegröße für etwa 150 km Reichweite angenommen.

Tabelle 4-2: Annahmen zu den PKW-Technologien und dazu berechnete spezifische Verbrauchswerte

	PKW-VKM	PKWeI	Beschreibung
	kWh/km	kWh/km	
2008	0,645	0,204	Heutiger Flottenmix
2030	0,384	0,200	Flottenmix 2030 unter Berücksichtigung der zukünftigen CO ₂ -Grenzwerte für die Neuwagenflotte (95g/km in 2020)
2050 S-4 (BAU)	0,288	0,180	Flottenmix 2050 mit durchgehender Hybridisierung bei PKW mit VKM, steigender Antriebsleistung und etwa heutigen Fahrzeuggrößen
2050 S-3, S-2, S-1	0,241	0,120	Flottenmix 2050 mit durchgehender Hybridisierung bei PKW mit VKM, Reduktion der Fahrzeuggröße, VKM-Antriebsleistung und Tempolimits. Elektro-PKW als Kleinwagen.

Weglängenverteilungen für Österreich basieren auf Erhebungen des BMVIT und sind in (Hausberger, 2008) analysiert (Abb. 4.3). Mit 150 km Reichweite können Elektro-PKW über 90 % der Fahrten erfüllen, von den Fahrleistungen sind dies allerdings „nur“ ca. 75 %. In BAU wurden im Jahr 2050 etwa 55 % der PKW-Fahrleistung elektrisch angenommen, es würden also mehrere Kfz ohne elektrischer Energie aus dem Netz fahren, die Mehrzahl aber entweder als Plug-In Hybrid (PHEV), also mit aus dem Netz aufladbarer Batterie aber VKM als Antrieb für längere Strecken oder als rein elektrische Kfz konzipiert sein. Die übrigen Szenarien erreichen etwa 80 % Anteil an Fahrleistung mit Strom aus dem Netz. Da in diesen Szenarien jeweils ein Teil der Personen-km auf die Bahn verlagert wird, wird ein geringerer Anteil von Langstreckenfahrten erwartet als in BAU.

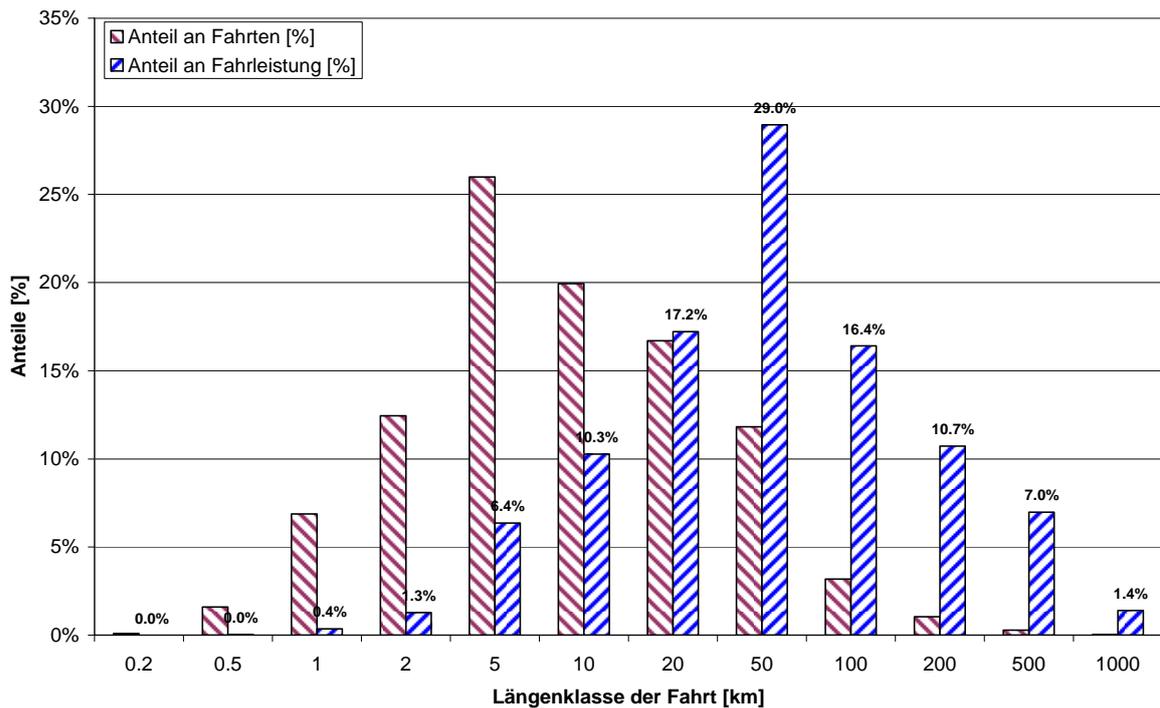


Abb. 4.3: Weglängenverteilung der PKW-Fahrten und der PKW-Fahrleistungen in Österreich nach (Hausberger, 2008)

Aus heutiger Sicht werden Elektroantriebe deutlich höhere Investitionskosten als rein VKM betriebene Kfz erfordern. Bei stark steigenden Kraftstoffkosten kann sich natürlich über die Lebensdauer eine Kosteneinsparung für Elektrofahrzeuge ergeben. Die (individuelle) Mobilität würde insgesamt aber deutlich teurer.

Nutzfahrzeuge, Bahn und Schifffahrt

Die schweren Nutzfahrzeuge wurden auch mit PHEM simuliert. Dabei wurde der Datensatz aus dem Handbuch Emissionsfaktoren als Grundlage herangezogen (Rexeis, 2009). Die Verbrauchswerte für 2050 wurden aus verfügbaren Potenzialstudien abgeleitet, z.B. (Rexeis, 2010), (Prenninger, 2010).

Aus Luftwiderstandsoptimierungen, verbesserten Reifen, Hybridisierung zur Bremsenergie-rückgewinnung und zum Betrieb von Nebenaggregaten und weiteren Optimierungen an Motoren und Komponenten kann bei Nutzfahrzeugen der spezifische Verbrauch langfristig um über 20 % gesenkt werden. In den Szenarien mit Verlagerung des Straßenfernverkehrs auf die Bahn und Schifffahrt bleiben auf der Straße dafür vorwiegend Verteiler-LKW und leichte Nutzfahrzeuge. Diese haben je Tonnenkilometer deutlich höhere Verbrauchswerte als Sattel- und Lastzüge im Fernverkehr. So ergeben sich in diesen Szenarien trotz weiterer Ausreizung der Technologien und höherer Beladungsgrade im Straßengüterverkehr höhere Verbrauchswerte je t-km als in BAU. Tabelle 4-3 fasst die spezifischen Verbrauchswerte für schwere Nutzfahrzeuge, Bahn und Schifffahrt in den vier Szenarien zusammen.

Sonstiger Verkehr

In der Berechnung sind auch der Luftverkehr sowie Rohrfernleitungen (Gasverbrauch für Pumpstationen) und mobile Maschinen und Geräte enthalten. Die Daten zum Luftverkehr wurden von der aktuellen Vorschau des Umweltbundesamtes zu den Energieszenarien Österreich übernommen (Stranner, 2010). Die mobilen Maschinen und Geräte wurden gemäß (Hausberger, 2008) berechnet und mit verbesserter Effizienz (-20 % außer bei hauptsächlich elektrisch betriebenen Maschinen, dort -10 %) bis auf das Jahr 2050 hochgerechnet. In den Energieautarkie-Szenarien S-1 und S-2 wurde zusätzlich eine 20 %ige Elektrifizierung in land- und forstwirtschaftlichen Maschinen sowie von 30 % in mobilen Industriemaschinen angenommen, da die verfügbare Menge an Kraftstoffen in diesen Szenarien nicht ausreichen würde, um alle derzeit Diesel affinen Maschinen und Fahrzeuge weiterhin mit flüssigen Kraftstoffen zu betreiben.

Tabelle 4-3: Spezifische Verbrauchswerte für SNF, Bahn und Schifffahrt

Szenario	LKW _{VKM}	Schiff _{diesel}	Bahn _{el}	Bahn _{Diesel}	Bus _{VKM}	ÖV _{el}
	[kWh/t-km]				[kWh/km]	[kWh/P-km]
2008	0,309	0,098	0,065	0,120	2,372	0,062
2030	0,268	0,085	0,069	0,126	2,165	0,065
2050 S-4 (BAU)	0,214	0,072	0,062	0,494	1,732	0,059
2050 S- 3 (BAU-Opt.)	0,266	0,068	0,051	0,122	1,299	0,037
2050 S-1, S-2	0,306	0,068	0,051	0,122	1,299	0,037

(1)... Bahn, Straßenbahn, U-Bahn, O-Bus

4.2.3 Energieverbrauch und Einfluss auf die Energiedienstleistungsqualität

Der Endenergieverbrauch wurde aus der Verkehrsnachfrage und den spezifischen Verbrauchswerten der Kfz berechnet. Für Gas wurde zusätzlich ein Strombedarf in der Höhe von 3,8 % der getankten Energiemenge des Gases zur Komprimierung von Gasleitungsdruck an der Tankstelle auf ca. 250 bar angenommen. Der Energieverbrauch zur Beförderung in Rohrfernleitungen ist für alle Transporte im Verkehrsbereich enthalten. Abb. 4.4 zeigt die berechneten Ergebnisse. In BAU (Szenario 2050 – S-4) überwiegen die Effizienzgewinne die steigende Verkehrsnachfrage deutlich. Ein Teil des Effizienzgewinnes entsteht aber durch die starke Elektrifizierung der Antriebe mit Strom aus dem Netz. Elektroantriebe haben in den 2050 Szenarien je nach Anwendung einen zumindest doppelt so hohen Wirkungsgrad wie Verbrennungskraftmaschinen. Dafür entstehen je nach Erzeugungspfad höhere Verluste in der Stromerzeugung als in der Kraftstoffherstellung. Ein Teil der Effizienzgewinne wäre also zumindest in BAU der Verschiebung von Umwandlungsverlusten in die Energieerzeugung zuzuordnen. In dem Szenario S-3 „BAU-Optimiert“ ergibt sich ein um 30 % geringerer Endenergieverbrauch als in BAU infolge verbrauchsreduzierter Kfz und Verschiebungen im Modal-Split. Szenario S-1 (Konstant Szenario, Nachfrage 2050 wie in 2008) senkt den Endenergieverbrauch um über 60 % gegenüber BAU, gegenüber 2008 sind es ca. -70 %. Der Verbrauch an Kraftstoffen sinkt gegen 2008 um fast 90 % während der Stromverbrauch um über

300 % steigt. Wie schon beschrieben, braucht Szenario S-2 (Wachstums Szenario, 0,8 % Wachstum“) deutlich stärkere Verschiebungen im Modal Split als Szenario S-1 um einen einigermaßen autark erfüllbaren Energieverbrauch zu erreichen. Gegenüber Szenario S-1 ergibt sich dennoch ein um fast 20 % höherer Endenergieverbrauch.

Generell sind die „energieautarken“ Szenarien S-1 und S-2 mit heutigen politischen Randbedingungen nur schwer vorstellbar, da dafür die meisten vorherrschenden Trends umzukehren wären:

- Möglichst kleine Kfz – statt steigender Masse und Antriebsleistung
- Niedrigere Reisegeschwindigkeiten – statt Wachstum bei schnelleren Verkehrsmodi
- Viel mehr ÖV, nicht motorisierten Verkehr und Schienengüterverkehr – statt weniger

Wenn man von einem moderaten Bevölkerungswachstum bis 2050 ausgeht, dann wären keine gravierenden Einschränkungen in der Mobilität (Personenkilometer und Tonnenkilometer bzw. Wege und Transporte) aber sehr gravierende Änderungen in der Art der Mobilität und damit auch in der Infrastruktur erforderlich, um diese Szenarien zu erreichen. Im Szenario S-2, das Nachfragewachstum zulässt, müsste z.B. die Transportleistung im ÖV gegenüber heute fast vervierfacht werden. Der Luftverkehr würde nahezu keinen Kraftstoff in Österreich verbrauchen dürfen. Als Alternative zu flüssigem Kraftstoff wäre Wasserstoff im Luftverkehr denkbar. Bis 2050 ist eine Umstellung der gesamten Luftflotten auf H₂-Antriebe aber sehr unrealistisch.

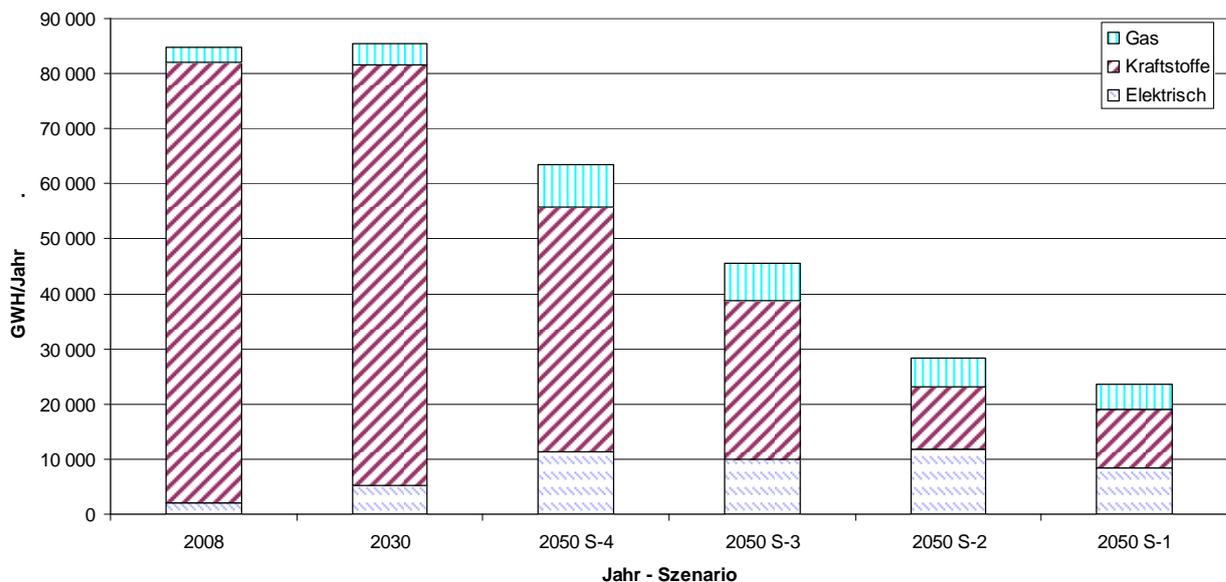


Abb. 4.4: Endenergieverbrauch in den vier Szenarien zum Verkehr.

4.3 Gebäude

Um die benötigte Nutzenergie des österreichischen Gebäudebestands darstellen zu können, bedarf es einer Vielzahl von Parametern. Die folgenden Unterabschnitte sollen verdeutlichen, wie die Werte zustande kommen und welche Datenquellen genutzt werden. Schlussendlich werden die Ergebnisse dargestellt und interpretiert. In der nachfolgenden Betrachtung des Gebäudebestands wird zwischen Wohn- und Nichtwohngebäude (Dienstleistungen und Gewerbe) unterschieden. Da bei der Kategorie der Nichtwohngebäude nach wie vor keine gesicherten, detaillierten Daten vorliegen, wird in einem eigenen Unterabschnitt die Abschätzung des Energiebedarfs dargelegt.

Es wird zwischen einem Konstant Szenario, einem Wachstums Szenario, sowie einem Effizienz Szenario differenziert. Im Konstant Szenario bleibt die Nachfrage nach Energiedienstleistungen konstant. Das Wachstums Szenario zeichnet sich durch einen Anstieg der Energiedienstleistungen aus. Das Effizienz Szenario gleicht im Wesentlichen dem Wachstums Szenario. Es wird aber davon ausgegangen, dass es zu einer enormen gebäudeseitigen Effizienzsteigerung bei einem Bevölkerungs- und Nutzflächenwachstum kommt und der Energieverbrauch von Wohn- und Dienstleistungsgebäuden jenem des konstanten Szenarios entspricht. Das Szenario wird jedoch nicht explizit ausgewiesen bzw. dargestellt, da es in keines der beiden Energieflussbilder („Konstant“ und „Wachstum“) einfließt.

4.3.1 Energiedienstleistungen Gebäude

Zur Berechnung der energetischen Entwicklung des Gebäudebestandes wurden die in folgender Tabelle ausgewiesenen Parameter verwendet. Diese sind sowohl für Wohngebäude als auch für Nichtwohngebäude gültig.

Nutzfläche

Die Nutzflächen der Gebäude sind von besonderer Bedeutung, da sie ausgehend vom spezifischen Nutzenergiebedarf die Grundlage für die Berechnung des gesamten Nutzenergiebedarfs darstellen. Die derzeit aktuellsten detaillierten Daten stammen aus der Gebäude- und Wohnungszählung 2001 der Statistik Austria (2010c). Hier werden die Nutzflächen aller Hauptwohnsitze (HWS) und Zweitwohnsitze (ZWS) angegeben. Daten des Mikrozensus 2009 beziehen sich nur auf die HWS und werden anhand einer Stichprobe hochgerechnet, wodurch die Abbildung der Realität deutlich eingeschränkt wird.

Die Entwicklung des Gebäudebestandes ist von der Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung abhängig. In allen drei Szenarien nehmen die Abrissraten des alten Gebäudebestands im Verlauf der Jahre zu und die energetische Qualität des Gebäudebestandes und des Neubaus werden sukzessiv erhöht.

Tabelle 4-4: Parameter für die Entwicklung der Gebäude in Szenarien (HWB – Heizwärmebedarf, WWB – Warmwasserbedarf und KB - Kühlbedarf bezogen auf NGF – Nettogeschoßfläche)

Parameter Gebäude	Konstant Szenario	Wachstums Szenario	Effizienz – Wachstum	Einheit
Bevölkerungswachstum	0,00	0,30	0,30	% p.a.
Nutzflächenwachstum	0,00	0,80	0,80	% p.a.
Stromverbrauchswachstum (exkl. für Raumwärme, Kühlung und Warmwasser)	- 0,26	0,00	- 0,26	% p.a.
Sanierte Gebäude HIGH (~40 kWh/m ² .a)	39,40	39,40	60,10	% bis 2050
Sanierte Gebäude LOW (~70 kWh/m ² .a)	54,90	54,90	36,10	% bis 2050
Ø HWB Bestand 2008	144	144	144	kWh/m ² .a
HWB Neubaustandards EFH	20	20	15	kWh/m ² .a
HWB Neubaustandards MFH Klein	15	15	10	kWh/m ² .a
HWB Neubaustandard MFH Groß	10	10	10	kWh/m ² .a
Kühlbedarf (KB) Wohngeb. 2050 = 2008	1	1	1	kWh/m ² .a
KB Dienstleistungsgebäude 2008	40	40	40	kWh/m ² .a
KB Dienstleistungsgebäude 2050	30	30	18	kWh/m ² .a
WWB Wohngebäude 2050 (2008 =17)	17	13	13	kWh/m ² .a
WWB Dienstleistungsgeb. 2050 (2008 = 6)	6	4	4	kWh/m ² .a

Um die Nutzflächen in den Szenarien bis 2050 zu berechnen, wurden im Rahmen der Studie folgende Annahmen getroffen: Im konstanten Szenario bleiben die Energiedienstleistungen konstant. Im Wachstums- sowie Effizienz Szenario steigen die Energiedienstleistungen um 0,8 % an. Nachdem die Nutzfläche des Gebäudebereichs als Indikator für die Energiedienstleistungen zu sehen ist, entspricht das Wachstum in den Szenarien eben diesem Wachstum der Energiedienstleistungen. Stagnieren die Energiedienstleistungen, wie im Konstant Szenario angenommen, wird nur noch im Ausmaß des Abrisses gebaut, um die verloren gegangene Nutzfläche zu substituieren. Bei gleichzeitiger Stagnation der Bevölkerung, wächst somit auch die zur Verfügung stehende Nutzfläche pro Person nicht.

Für das Konstant Szenario bedeutet eine zukünftige Abrissrate von 0,4 % pro Jahr eine Neubaurate von jährlich 15.000 Wohnungen. Gemäß einer Studie des WIFO (Czerny und Weingärtler, 2007) sowie weiterer Expertenmeinungen (Oberhuber, 2007) wird aber mit einem jährlichen zusätzlichen Wohnungsbedarf von etwa 40.000 Wohnungen pro Jahr gerechnet. Pro Jahr liegt der Wohnungsneubau im Konstant Szenario damit etwa um 2/3 unter der Bedarfsberechnung. Es wäre somit mit einem Wohnungsengpass zu rechnen der mit einem Wertewandel in der Bevölkerung einhergehen müsste, um extreme Wohnkostensteigerungen zu vermeiden. Der Trend zu immer kleineren Haushaltsgrößen und der Anstieg an Wohnnutzflächen pro Person müsste gestoppt werden.

Im Wachstums- sowie auch im Wachstums-Effizienz Szenario kommt man anhand der getroffenen Annahmen auf jährlich zwischen 40.000 bis 74.000 neu errichtete Wohnungen bis

2050. Berücksichtigt man in diesen Szenarien auch noch den zukünftigen Abriss, so werden in beiden Szenarien 35.000 bis 40.000 zusätzliche Wohnungen pro Jahr geschaffen. Dies entspricht dem in den genannten Studien ausgewiesenen Wohnungsbedarf.

Die Abrissrate von Gebäuden der Bauperiode <2001, wird bis zum Jahr 2010 mit 0,01 % p.a. angenommen. In weiterer Folge steigt diese bis auf 0,4 % ab 2015 an. Die Annahmen stützen sich zum Großteil auf die Dissertation von Schriefl (2007) und Ausarbeitungen von Amann (2009).

In den letzten zehn Jahren ist die durchschnittliche Wohnungsgröße angestiegen. Aufgrund demographischer und gesellschaftlicher Entwicklungen ist aber davon auszugehen, dass die Wohnungen wieder etwas kleiner werden und sich auf einem relativ konstanten Wert einpendeln werden (Harrer, 2009). Mit den eruierten Wohnnutzflächen (Bestand + bewilligte Nutzfläche – Abriss) kann in weiterer Folge der durchschnittliche Heizwärmebedarf über die Jahre hinweg berechnet werden.

Heizwärmebedarf (HWB)

Zur Ermittlung des Heizwärmebedarfs musste zum einen die Nutzfläche der Gebäude und zum anderen der HWB aller Gebäude (Bestand, Neubau, Sanierung) eines Jahres berechnet werden. Es werden hierbei auch die verschiedenen Bauperioden berücksichtigt. Die Daten über den Nutzenergiebedarf des Gebäudebestandes (<2001) stammen von Jungmeier et al. (1997). Der bis 2050 fortgeschriebene HWB des Neubaus berechnet sich auf Basis politischer Zielsetzungen (z.B. Artikel 15a Vereinbarung, Bund und Länder 2009) in weiterer Folge über Annahmen und Trends hin in Richtung Passivhausstandard (vgl. Müller, 2009).

Die bisherigen Sanierungsraten beziehen sich auf Auswertungen von Amann und Weiler (2009). Diese unterscheiden bei ihren Auswertungen die Sanierungsraten je nach Gebäudeeigentümer, was aus Sicht der Experten unbedingt notwendig ist (Bausozialpartner, 2008). Die unterschiedlich hohe Anzahl an sanierten Gebäuden, je nach Gebäudeeigentümer, fließt auch in die Berechnungen über die sanierte Nutzfläche mit ein. Umgerechnet ergibt sich für 2010 ein unsanierter Gebäudebestand von rund 75 % (80 % bei Ein- und Zweifamilienhäusern, 70 % bei kleinen Mehrfamilienhäusern und 65 % bei großen Mehrfamilienhäusern).

Bei der Sanierung wurden zwei Sanierungsstandards angenommen:

- Sanierungsstandard LOW: bei Ein- und Zweifamilienhäusern 87,5 kWh/m².a, bei kleinen Mehrfamilienhäusern 62,5 kWh/m².a und bei großen Mehrfamilienhäusern 56,25 kWh/m².a (bezogen auf die Nettogeschosßfläche (NGF) (in Anlehnung an Müller 2009 und Schriefl 2007)
- Sanierungsstandard HIGH: bei Ein- und Zweifamilienhäusern 50 kWh/m².a, bei kleinen Mehrfamilienhäusern 30 kWh/m².a und bei großen Mehrfamilienhäusern 20 kWh/m².a (bezogen auf die NGF) (in Anlehnung an Müller 2009 und Schriefl 2007)

Der Sanierungsstandard LOW bedeutet, dass Gebäude der Bauperioden <1919 bis 1990 in den Jahren 1990 bis etwa 2030, je nach Sanierungsrate, auf einen durchschnittlichen HWB-Sanierungsstandard von etwa 70 kWh/m².a saniert werden. Der Sanierungsstandard HIGH dahingegen wird ab dem Jahr 2020 genauer verfolgt. Aufgrund des technischen Fortschritts und der Umsetzbarkeit höherer Sanierungsstandards kann schon heute und in Zukunft noch stärker der durchschnittliche HWB verringert werden. Auf diesen Standard können alle Gebäude, die bis 2010 errichtet wurden, oder bis 2020 bereits auf LOW saniert wurden, bis zum Jahr 2050 energieeffizient gestaltet werden. Es wird auch davon ausgegangen, dass zwischen 2010 und 2020 bereits ein sehr geringer Anteil auf diesen Standard saniert wird und ab 2020 dieser stark an Bedeutung gewinnt. Die Sanierung des Gebäudebestandes wird im zeitlichen Verlauf bis 2050 in Abb. 4.5 dargestellt.

Die beiden Sanierungsstandards schließen einander gegenseitig nicht aus. Zum einen können Gebäude ab 2010 bereits auf den Sanierungsstandard HIGH saniert werden und zum anderen werden auch ab 2020 weiterhin Gebäude auf den Sanierungsstandard LOW saniert. Im Konstant Szenario werden bis 2050 rund 55 % der Gebäude auf LOW, 39 % auf HIGH und insgesamt etwa 95 % der Gebäude thermisch saniert sein. Im Wachstums Szenario ist die Situation sehr ähnlich. Auch hier werden bis zum Jahr 2050 rund 95 % aller Gebäude saniert sein. Nur das Effizienz Szenario greift stärker. Hier werden mehr Gebäude auf den Sanierungsstandard HIGH (60 %) als auf den Sanierungsstandard LOW (36,1 %) saniert. In Summe sind in diesem Szenario rund 96 % aller Gebäude saniert. In keinem der Szenarien können 100 % der Gebäude saniert werden. Der Grund dafür liegt vor allem bei schutzwürdigen Gebäuden (Denkmalschutz, Altstadterhaltung, Ortsbildschutz).

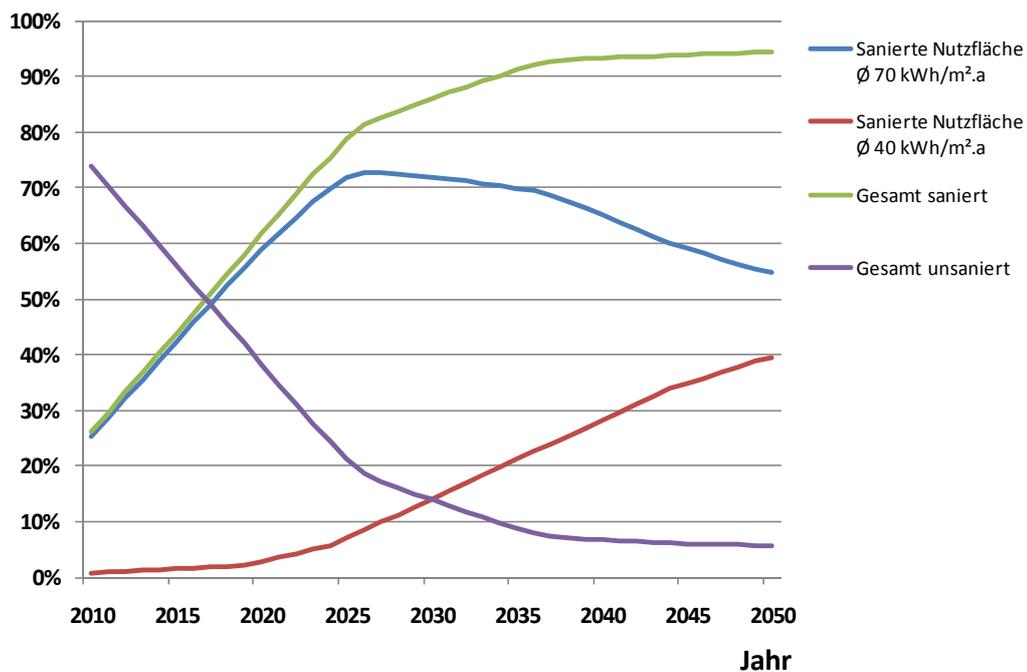


Abb. 4.5: Thermische Sanierungen von Wohngebäude im Zeitverlauf im Konstant und Wachstums Szenario

Die Sanierung des Wohngebäudebestandes hat unterschiedliche Einsparungseffekte in den einzelnen Bauperioden. Jene Bauperioden, die einen überdurchschnittlich höheren Wärmebedarf haben, werden deutlich höhere Energieeinsparungen vorweisen wie jene, die bessere Standards schon heute aufweisen. In Abb. 4.6 werden die unterschiedlichen Bauperioden mit ihrem Beitrag zum gesamten Wärmebedarf dargestellt. Zusätzlich zur Sanierung und dem Abriss ist auch die Auswirkung der Steigerung der Energiedienstleistungen auf den Wärmebedarf im Jahr 2050 zu sehen.

Die durch thermische Sanierungen erreichten Einsparungen kommen oft aufgrund eines veränderten Nutzerverhaltens nicht in vollem Umfang zum Tragen. Eine besser gedämmte Gebäudehülle senkt die Heizkosten und kann dazu führen, dass sich die NutzerInnen wärmere Wohnungen leisten wollen und können (=Rebound Effekt). Dadurch können die theoretisch ermittelten Einsparungen real nicht vollständig umgesetzt werden. Des Weiteren werden die Heizgradtage aufgrund der zu erwarteten Klimaerwärmung bis 2050 um etwa 20 % zurückgehen (Töglhofer et. al, 2008). Dies bedeutet, dass bei gegebenem Gebäudebestand der Heizwärmebedarf sinken und der Kühlbedarf steigen würde. Der Rebound Effekt, sowie auch die Reduktion der Heizgradtage fließen aber, abgesehen von der steigenden Kühllast, nicht direkt in die hier vorliegenden Berechnungen ein. Es wird davon ausgegangen, dass sich diese Effekte gegenseitig substituieren und sie somit weder positive noch negative Folgen auf den durchschnittlichen HWB haben werden.

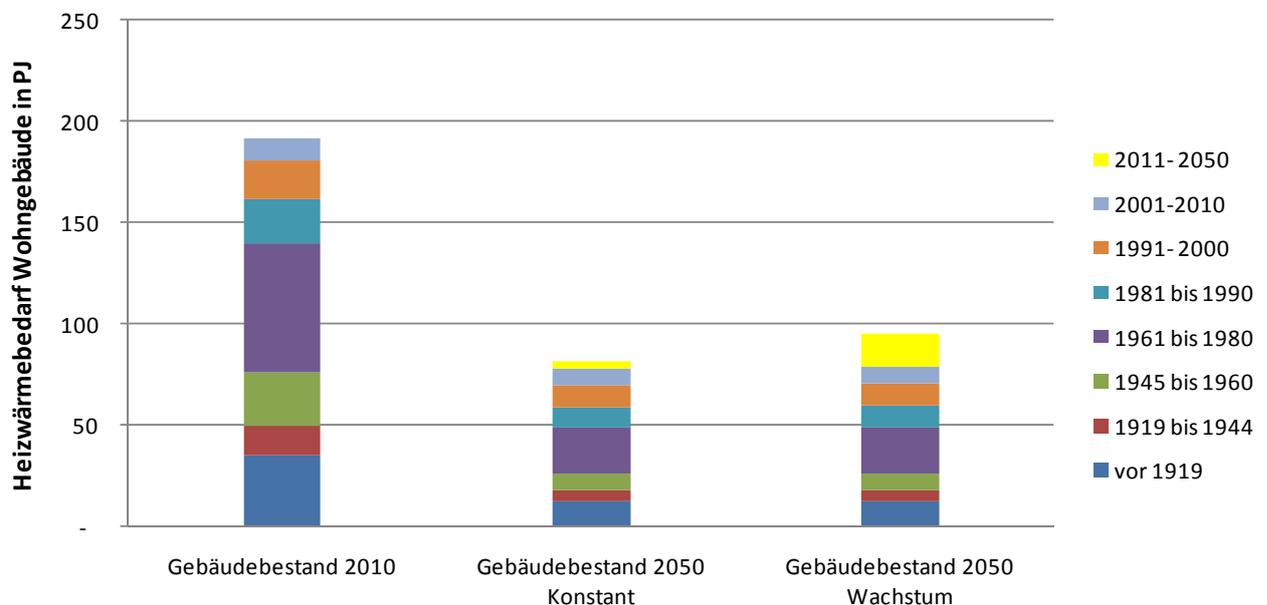


Abb. 4.6: Absoluter Heizwärmebedarf von Wohngebäuden nach Bauperioden

Kühlbedarf

Der aktuelle Kühlbedarf ist aus den vorhandenen statistischen Daten nicht eruierbar (Statistik Austria 2010d). Aus thermischen Gebäudesimulationen und Messungen (Mach, 2008; Voss et. al., 2005) ergibt sich ein Kühlbedarf bei effizienten Bürogebäuden von etwa 10 - 70 kWh/m².a. Für die Berechnungen im vorliegenden Projekt werden 40 kWh/m².a gewählt. Jener von Wohngebäuden wird mit 1 kWh/m².a angenommen und kann vernachlässigt werden. Für den Kühlbedarf ist einerseits davon auszugehen, dass er auf Grund der globalen Erwärmung auch in Österreich zunehmen wird (Töglhofer et. al, 2008). Andererseits wird er durch in Zukunft gut gedämmte Bürogebäude mit angemessenen transparenten Fensterflächen insgesamt eher sinken als ansteigen. In den Szenarien wird von einer moderaten Senkung des Kühlbedarfes auf 30 kWh/m².a bei Dienstleistungsobjekten ausgegangen. Im effizienten Wachstums Szenario reduziert sich der Kühlbedarf von Dienstleistungsgebäuden um mehr als die Hälfte, auf 18 kWh/m².a.

Warmwasserwärmebedarf

Der Warmwasserwärmebedarf wird anhand des konstanten Bedarfs pro Person ermittelt. Je stärker die Bevölkerung bis 2050 wächst, desto größer wird demnach auch der Warmwasserwärmebedarf sein. Umgerechnet auf die Nutzfläche wird derzeit von einem Warmwasserwärmebedarf von 17 kWh/m².a ausgegangen. Wenn wie im Wachstum angenommen, die zur Verfügung stehende Nutzfläche pro Person weiter ansteigt, aber der Bedarf an Warmwasser mit einem niedrigeren Bevölkerungswachstum nur geringfügig wächst, wird der spezifische Warmwasserbedarf pro Quadratmeter leicht sinken (siehe Tabelle 4-5).

Strombedarf der Haushalte

Die verwendeten Daten für den Strombedarf der privaten Haushalte stammen aus der Energiebilanz der Statistik Austria (2009a). Um auf den Haushaltsstromverbrauch ohne Heizstrom, Warmwasser und Zusatzheizungen zu kommen, müssen aus den Daten der Energiebilanz die Anteile dieser Kategorien herausgerechnet werden (ermittelt wurden diese aus dem Strom- und Gastagebuch 2008 und dem Mikrozensus - Energieeinsatz der Haushalte 2007/2008, beides von der Statistik Austria). Es bleiben etwa zwei Drittel elektrische Dienstleistungen, die nicht explizit für die Wärmeerzeugung verwendet werden, übrig. Zur Entwicklung des zukünftigen Stromverbrauchs existieren unterschiedlichste Studien mit stark variierenden Ergebnissen. Für die vorliegenden Ergebnisse werden teilweise die Ausarbeitungen zu Visionen 2050 (Austrian Energy Agency, 2010) herangezogen. Aufgrund der unterschiedlichen Methoden und Grundannahmen können Vergleiche mit dieser oder anderer Studien nur bedingt durchgeführt werden. In den Berechnungen wird der Stromverbrauch von Wohn- und Dienstleistungsgebäuden (ohne Heizen und Kühlen) im Konstant und Wachstums-Effizienz Szenario insgesamt um etwa 10 % bis 2050 zurückgehen. Im Wachstums Szenario wird davon ausgegangen, dass der Strombedarf im Jahr 2050 jenem von 2008 entspricht. Wird die Umstellung der Energieträger bei der Beheizung und Kühlung mitberücksichtigt, reduziert sich

der Stromverbrauch insgesamt im Konstanten Szenario um 20 % (vergleichbar mit dem ambitioniertesten Szenario aus Visionen 2050) und im Wachstumsszenario um etwa 7 %.

Spezifische Berechnungen Nicht-Wohngebäude

Es gibt in Österreich keinerlei detaillierten Daten über den Nichtwohngebäudebestand. Daher mussten für die Berechnung der einzelnen Parameter verschiedene Abschätzungen und Vergleiche mit den vorhandenen Erhebungen aus Deutschland gemacht werden. Im Speziellen werden hier nur Nichtwohngebäude des Dienstleistungssektors betrachtet. Gebäude des Sektors der Produktion finden sich im Kapitel 4.4 (Produktion).

Gemäß den Daten der Gebäude- und Wohnungszählung der Statistik Austria (2004) gab es im Jahr 2001 280.000 Nichtwohngebäude. Nachdem man auch hier von einer Zunahme dieser Gebäude ausgehen kann, wird auch hier das Wachstum der Energiedienstleistungen als Basiswert herangezogen. Aus den Daten über den Dienstleistungsgebäudebestand der Bundesrepublik Deutschland (Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2010) können spezifische Nutzflächen der Nicht-Wohngebäude berechnet werden. Es werden in weiterer Folge für die Berechnungen der Flächen österreichischer Dienstleistungsgebäude etwas geringere mittlere Flächenwerte angenommen. Auch über den spezifischen durchschnittlichen Nutzenergiebedarf liegen keine offiziellen Daten vor. Aus diesem Grund werden die für die Wohngebäude berechneten Werte übernommen. Dies ist insofern auch gerechtfertigt, wenn man davon ausgeht, dass Dienstleistungsgebäude geringere Nutzungszeiten, geringere Innenraumtemperaturen (Werkstätten, Hallen...) oder auch kürzere Lebenszyklen aufweisen. Kompensiert werden diese Aspekte dadurch, dass Dienstleistungsgebäude zumeist eine schlechtere Gebäudehülle (vor allem durch den hohen Anteil transparenter Flächen) haben.

Der Warmwasserbedarf wurde auf rund 1/3 des Bedarfs von Wohngebäuden pro m² geschätzt. Ein großer Anteil des Warmwasserbedarfs bei Wohngebäuden wird für die Körperhygiene und das Kochen aufgewendet, welche bei den Dienstleistungsgebäuden (2008 mit 6 kWh/m².a) weitgehend entfällt.

Der Strombedarf der Dienstleistungsgebäude konnte ebenso wie bei den Wohngebäuden aus den Energiebilanzen der Statistik Austria (2009a) übernommen werden. Hier muss aber wiederum ein Anteil für Heizen und Kühlen abgezogen werden, welcher mit einem Drittel angenommen wird (Strombedarf ohne Heizen und Kühlen 2008: 35 kWh/m².a)(Voss et al. 2005).

Ergebnisse Nutzenergiebedarf Gebäude

Die wesentlichen Ergebnisse, die sich aus der Vielzahl an Parametern zur Berechnung der energetischen Entwicklung ergeben, werden in Tabelle 4-5 zusammengefasst und in Abb. 4.7 bzw. in Abb. 4.8 grafisch aufbereitet.

In Abb. 4.7 ist darauf zu achten, dass sich die Höhen des Energieverbrauchs auf die Nutzflächen beziehen. Eine Ausweitung der Nutzflächen wird bei gleichbleibendem Energieverbrauch zwar

eine Verbesserung des Verbrauchs pro Quadratmeter durch den energetisch guten Neubau mit sich bringen, insgesamt das Ergebnis aber eher verschlechtern, wie Abb. 4.8 verdeutlicht.

Tabelle 4-5: Energiedienstleistungen Gebäude Zusammenfassung

Ergebnisse Energienachfrage Gebäude	2008	2050		Effizienz Wachstum	Einheit
		Konstant Szenario	Wachstums Szenario		
Gebäudenutzfläche Wohnen	370	375	540	540	Mio. m ²
Dienstleistungsgebäude	160	160	250	250	Mio. m ²
Durchschnittlicher Wärmebedarf	144	61	49	42	kWh/m ² .a
Stromverbrauch (ohne Heizen, WW, und Kühlen) Wohnen:	29	25	20	18	kWh/m ² .a
Dienstleistungsgebäude	35	30	22	20	kWh/m ² .a
Absoluter Wärmebedarf	76/275	33/120	38/138	33/120	TWh bzw. PJ
Absoluter Kühlbedarf	7/25	5/18	8/29	5/18	TWh bzw. PJ
Absoluter Strombedarf (inkl. WP, Heizen und Kühlen)	27/98	22/80	28/99	22/80	TWh bzw. PJ
Absoluter Nutzenergiebedarf	99/358	52/188	62/255	52/188	TWh bzw. PJ
Absoluter Endenergiebedarf *)	120/430	60/210	68/243	60/210	TWh bzw. PJ

*) Erläuterungen in Kapitel 4.3.2

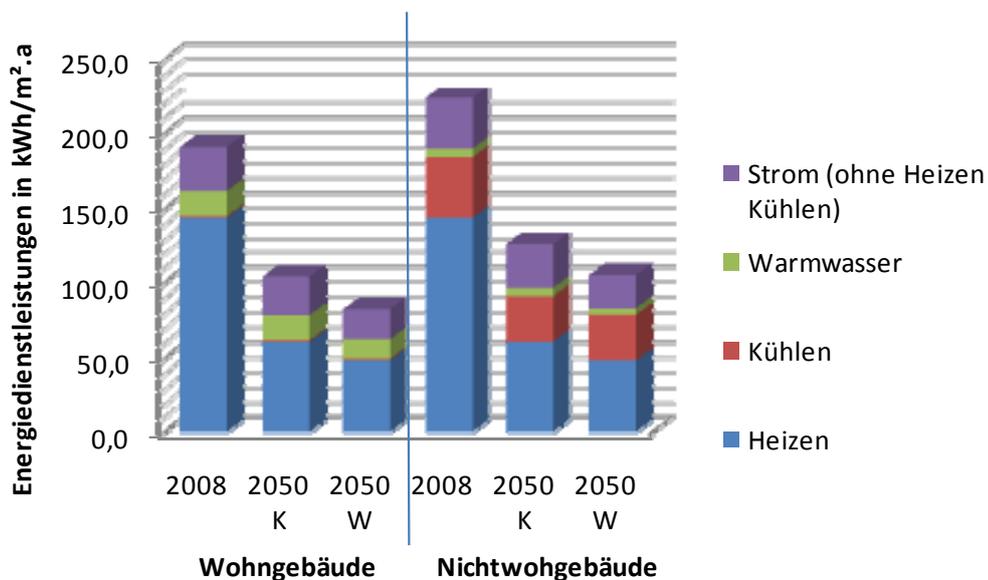


Abb. 4.7: Energiedienstleistungsbedarf pro m² für Wohn- und Nichtwohngebäude im Konstant- (K) und Wachstums Szenario (W)

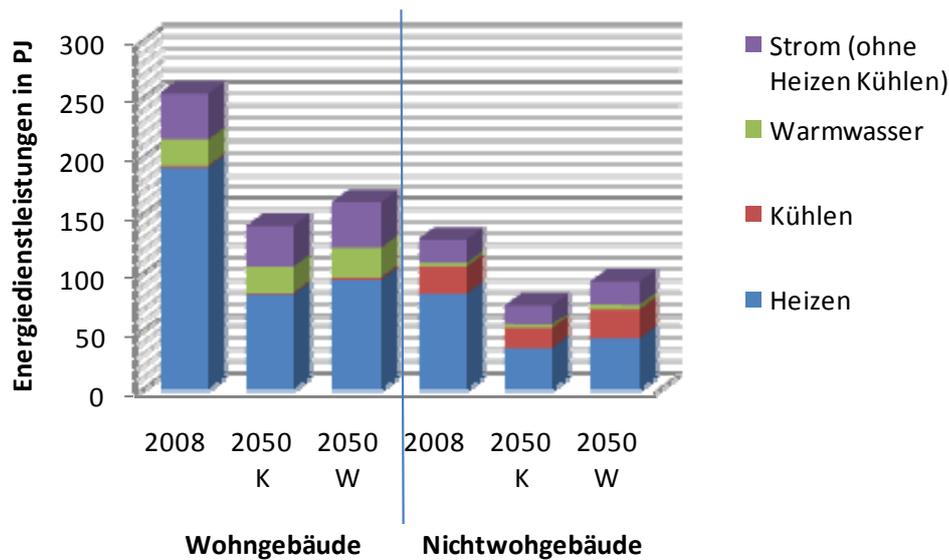


Abb. 4.8: Absoluter Nutzenergiebedarf in PJ für Wohn- und Nichtwohng Gebäude im Konstant (K) und Wachstums Szenario (W)

4.3.2 Technologien für die energetische Gebäudeversorgung

Um Energieautarkie zu erreichen, müssen die Gebäude einerseits einen möglichst geringen Energiebedarf vorweisen und andererseits muss dieser Energiebedarf aus heimischen erneuerbaren Energieträgern gedeckt sein. Um über die berechnete Nutzenergie auf die benötigte Energieträger zu gelangen, muss die Art der Beheizung, Kühlung und Warmwasserbereitstellung noch näher hinterfragt und die Nutzungsgrade der jeweiligen Energieträger berücksichtigt werden.

Kühlung

Angenommen wird, dass zu 99 % über Kältemaschinen gekühlt wird. Bis zum Jahr 2050 sinkt dieser Anteil leicht auf 90 %. Es wird davon ausgegangen, dass bis 2050 der Anteil von solarer Kühlung und Fernkältenetzen leicht zunehmen wird und sie gemeinsam etwa 10 % erreichen.

Warmwasser

Bei der Bereitstellung von Warmwasser wurde für 2008 davon ausgegangen, dass rund ein Drittel direkt elektrisch erzeugt wird, 2 % mittels Wärmepumpen, 16 % über dezentrale Wärmenetze, 15 % über zentrale Heizungsanlagen, 15 % über Kraftstoffe und 20 % über Gas. Für 2050 wurde auf Basis der Energieträgerverteilung für die Raumheizungen die Anteile für alle Szenarien in Tabelle 4-7 festgelegt.

Solarthermie

In der Nutzenergieanalyse, wurde innerhalb der Szenarien die Solarthermie noch nicht berücksichtigt. Bei der Ermittlung des Endenergiebedarfs wurde die solarthermische Nutzung für

Wohn- und Dienstleistungsbäude mit den in Kapitel 3.5 beschriebenen Restriktionen und im Zuge der Angebots-Nachfrageermittlung mitberücksichtigt. Im Wachstums Szenario wurde die bestehende solarthermische Energieaufbringung von rund 5 PJ mehr als verzehnfacht, womit ein nutzbarer Ertrag von 69 PJ (im Konstant Szenario 49 PJ) für die Wärmenachfrage ermöglicht wird.

Beheizung der Gebäude

Für die Art der Beheizung im Jahr 2008 liegen Daten von der Statistik Austria (2009b) vor. Diese wurden herangezogen, um im Zusammenhang mit durchschnittlichen Nutzungsgraden, auf den gesamten Endenergiebedarf zu gelangen. Um von der berechneten Nutzenergie auf Endenergie zu kommen, werden die in folgender Tabelle dargestellten Nutzungsgrade (von End- zu Nutzenergie) verwendet. Es ergeben sich in Zukunft Effizienzgewinne durch den Einsatz effizienterer Heizsysteme (Siehe Tabelle 4-6)

Tabelle 4-6: Nutzungsgrade zur Berechnung des Endenergiebedarfs

	WP Kühlen	WP Heizen	Biomasse Heizungen dezentral *)	Wärmenetze **)	Erdöl ***)	Erdgas ***)
2008	2,14	3,14	0,68	0,63	0,80	0,85
2050	3,00	4,00	0,81	0,72	0,95	0,95

*) inkludiert im Jahr 2008 Biomasseheizungen und Kohleheizungen. Im Jahr 2050 wird ausschließlich Biomasse in dezentralen Heizsystemen verwendet. Inkludiert sind die Verteilverluste im Gebäude.

**) inkludiert im Jahr 2008 Wärmenetze die mit fossilen oder erneuerbaren Energieträgern betrieben werden. Aufgrund der Methodik sind innerhalb des Nutzungsgrades sowohl die Wärmeerzeugung als auch die Verteilverluste des Wärmenetzes außerhalb des Gebäudes mit berücksichtigt. Im Jahr 2050 werden diese Netze ausschließlich mit erneuerbaren Energieträgern versorgt.

***) Erdöl und Erdgas werden 2050 nicht mehr verwendet. Die angenommenen durchschnittlichen Nutzungsgrade, sind daher nicht relevant.

Mit welchen erneuerbaren Heizsystemen im Jahr 2050 geheizt werden soll, wurde auf Basis der Angebots-Nachfrageanalyse festgelegt. Daraus hat sich gezeigt, dass das Biomassepotenzial sehr bald ausgereizt sein kann. Daher muss davon ausgegangen werden, dass bei überwiegend energieeffizienten Gebäuden der Anteil von Wärmepumpen sehr hoch sein kann, da auch ausreichend Potenzial vorhanden ist. Die Ergebnisse der Angebots-Nachfrageanalyse sind in Tabelle 4-7 dargestellt.

Im Gebäudesektor wird ausschließlich Niedertemperaturwärme benötigt, die sich über Solarthermie oder Umgebungswärme effizient und ohne den direkten Verbrauch an Biomasse nutzen lässt. Dies ist deshalb günstig, da die Biomasse besonders für die Sektoren Mobilität und Industrie benötigt wird. Wärmepumpen arbeiten umso effizienter je geringer die Vorlauftemperaturen sind. Ein hoher Anteil an Wärmepumpen bei der Wärmeversorgung von Gebäuden (von rund 50 % bis 2050) kann nur dann erreicht werden, wenn der energetische Standard der Gebäude zumindest jenem des heutigen Neubaus entspricht. Der daraus

resultierende Stromverbrauch würde bei Gebäuden mit schlechteren energetischen Standards deutlich höher sein.

Tabelle 4-7: Energieträgermix in den Szenarien für Raumheizung und Warmwasser

Wärme für Raumheizung und Warmwasser	WP Heizen	Strom direkt	Biomasse Heizungen dezentral *)	Wärme- netze **)	Erdöl	Erdgas	Solar- thermie
2008 ***)	2 %	7%	19 %	24 %	23 %	24 %	1 %
2050 Konstant	46 %	0 %	10 %	12 %	0%	0 %	32 %
2050 Wachstum	54 %	0 %	3 %	3 %	0 %	0 %	40 %

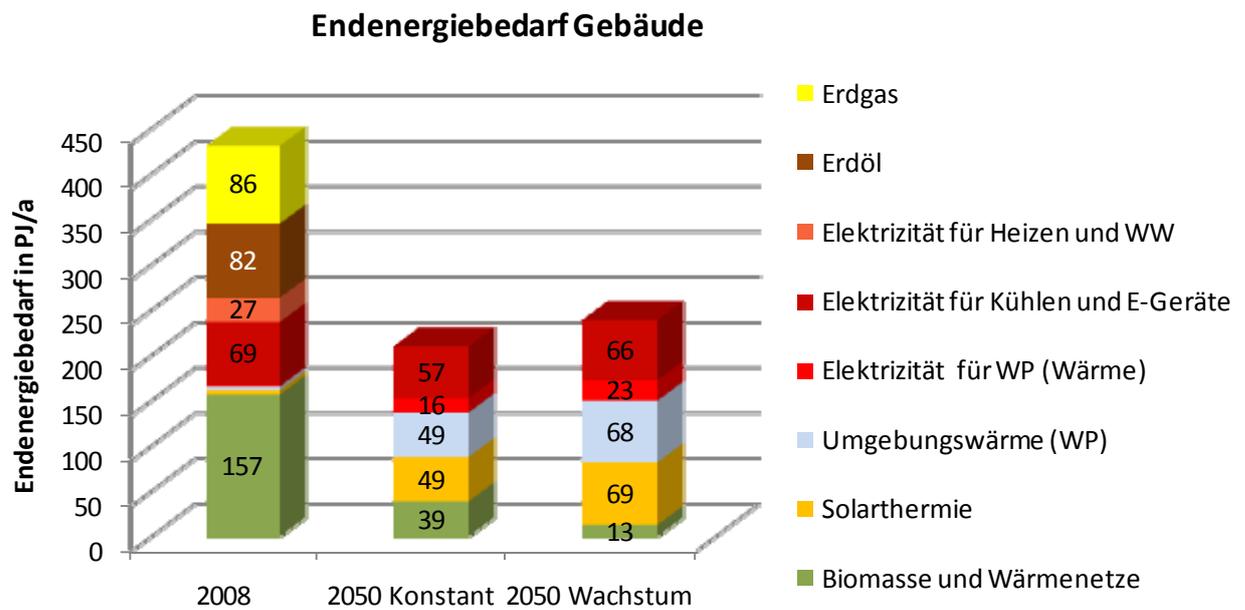
*) inkludiert im Jahr 2008 Biomasseheizungen und Kohleheizungen. Im Jahr 2050 wird ausschließlich Biomasse in dezentralen Heizsystemen verwendet.

**) inkludiert im Jahr 2008 Wärmenetze, die mit fossilen oder erneuerbaren Energieträgern betrieben werden. Im Jahr 2050 müssen diese Netze ausschließlich mit erneuerbaren Energieträgern versorgt werden können.

***) Verteilung ergibt sich aus dem Mikrozensus von 2008 (Statistik Austria 2009) für Wohngebäude.

In Abb. 4.9 wird die benötigte Endenergie der beiden detaillierten Szenarien für die Gebäude dargestellt. Der zur Nutzung der Umgebungswärme und zur direkten Beheizung notwendige Strombedarf wird extra ausgewiesen.

Insgesamt kann nur eine weitreichende thermische Sanierung den Energieverbrauch deutlich senken und dazu führen, dass ausschließlich erneuerbare Energieträger effizient und nachhaltig im Gebäudebereich eingesetzt werden können. Abb. 4.9 zeigt, dass eine Halbierung des Endenergieverbrauchs bei Gebäude ohne den Einsatz fossiler Energieträger möglich ist. Auch der Einsatz von Biomasse in dezentralen oder zentralen Anlagen geht deutlich (im Wachstums Szenario fast vollständig) zurück, da die Biomasse für Produktion und Mobilität eingesetzt wird. Der Anteil der Umgebungswärme und der Solarthermie wird sich durch die überwiegend sanierten energieeffizienten Gebäude und durch den Neubau bis 2050 daher deutlich erhöhen.



*) inkludiert im Jahr 2008 Biomasseheizungen, Kohleheizungen und Wärmenetze, die mit fossilen oder erneuerbaren Energieträgern betrieben werden. Im Jahr 2050 wird ausschließlich Biomasse in zentralen und dezentralen Heizsystemen verwendet.

Abb. 4.9: Endenergiebedarf nach Energieträgern der Gebäude im Konstant (K)- und Wachstums Szenario (W)

4.4 Produktion

Die Datengrundlage zur Berechnung sowie zur Illustration der Ausgangssituation bilden die Energiebilanzen der Statistik Austria. Daher wurden die 13 Wirtschaftsbereiche laut Statistik Austria übernommen:

- Eisen- und Stahlerzeugung
- Chemie und Petrochemie
- Nicht Eisen Metalle
- Steine und Erden, Glas
- Fahrzeugbau
- Maschinenbau
- Bergbau
- Nahrungs- und Genussmittel, Tabak
- Papier und Druck
- Holzverarbeitung
- Bau
- Textil und Leder
- Sonst. Produzierender Bereich

Welchen ÖNACE sie entsprechen kann den Metainformationen zu den Energiebilanzen entnommen werden (Statistik Austria, 2009e).

Der Energiebedarf des Dienstleistungssektor sowie des Gewerbes ist laut Energiebilanz nicht im Bereich Produktion sondern im Bereich Gebäude verbucht. Die Datengrundlage zur Analyse der qualitativen Zusammensetzung sowie der Verwendung der Energieträger bildete die „Einteilung des Endenergiebedarfs nach Nutzkategorien 2008“ im Folgenden wird diese als NEA bezeichnet (Statistik Austria, 2009d).

Die Entwicklung des Energiebedarfs bis 2050 wurde zunächst als Gesamtgröße mittels einer Kopplung an die Wirtschaftsleistung sowie an die Steigerung der Energieintensität, berechnet. Das Ergebnis - der Gesamtenergiebedarf des Sektors Produktion - wurde dann wiederum unter Berücksichtigung der durchschnittlichen Wachstumsraten von 1970 bis 2008 auf die Produktionssektoren umgelegt. Das dadurch erhaltenen Szenario ist das BAU-Szenario.⁷

Mittels dieser Werte erfolgte die Berechnung sowie Verteilung der Energieträger. Der strukturelle Wandel welcher sich nicht klar als Trend erkennen lässt, floss als Veränderung innerhalb der Kategorien ein. Das Ergebnis dieser Berechnungen stellen die im Folgenden näher erörterten beiden Szenarien dar.

4.4.1 Parameter der Szenarien

Für die Produktion wurden 2 Szenarien erstellt, zum einen mit einem Nullwachstum der Bruttowertschöpfung und zum anderen mit einer kontinuierlichen Wachstumsrate von 0,8 % der Wirtschaftsleistung bis 2050. Der Wandel, welcher sich nicht aufgrund von Vergangenheitsinformationen darstellen lässt, fließt durch eine Veränderung der Bedarfskategorien des BAU-Szenarios ein.

Der Faktor Bevölkerungswachstum würde innerhalb der Produktionsszenarien nicht berücksichtigt, da die Zusammenhänge zwischen wachsenden Produktionszahlen und dem Bevölkerungswachstum nicht klar definiert werden können. Dies ist auch auf den Umstand zurückzuführen, dass weder der gesamte österreichische Bedarf an Waren im Inland produziert wird, noch alle in Österreich produzierten Waren auch im Inland konsumiert werden.

Das Erstellen eines dritten Szenarios mit erhöhter Effizienz, so wie in den Bereichen Verkehr und Gebäude, ist in der Produktion nicht möglich da die Potenziale zur Erstellung des Wachstums Szenarios bereits ausgereizt wurden. Der Energiebedarf sinkt sogar absolut gegenüber 2008.

⁷ Entwicklung wie bisher

Annahmen Konstant Szenario:

- 0 % Wachstum der Bruttowertschöpfung des Sektors

Annahmen Wachstums Szenario:

- 0,8 % jährliches Wachstum der Bruttowertschöpfung des Sektors

In beiden Szenarien

- Steigerung der Energieintensität aufgrund der Fortschreibung des Trends der letzten 18 Jahre. Dies entspricht sehr gut den in der Energieeffizienzrichtlinie vorgegebenen Werten von einer Effizienzverbesserung von 1%/a.
- Wachstumsraten der bzw. Verschiebungen zwischen den einzelnen Wirtschaftsbereichen innerhalb des Sektors Produktion werden aufgrund der durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten der letzten 40 Jahre berechnet
- sowohl die Verteilungen innerhalb der Energiekategorien, sprich thermisch, mechanisch, etc. , wie auch der Energieträgermix der Kategorien wurden dynamisch betrachtet um den Strukturwandel mit einbinden zu können
- es wurden nur bereits im Jahr 2008 eingesetzte Energieträger berücksichtigt
- es wird angenommen das der Energiebedarf im Jahr 2050 die selben Energiekategorien eingeteilt werden kann

4.4.2 Energiebedarfsbereiche Produktion

Das Konzept der Energiedienstleistung kann auf den Produktionsbereich nicht in der Form wie auf die Bereiche Gebäude sowie Verkehr umgelegt werden. Dies begründet sich darin, dass dieser Bereich im Gegensatz zu den anderen, eine Vielzahl an Outputs, sprich funktionelle Einheiten, auf welche der Energiebedarf bezogen wird, besitzt und es durch die Auswahl eines definierten Nutzens des Endverbrauchers (z.B.: 1 Tonne Stahl) nicht möglich ist, die Entwicklung des Sektors abzubilden.

Darum wurde in der Produktion dazu übergegangen den Endenergieeinsatz darzustellen, diesen in Nutzenenergiekategorien einzuteilen. Eine Beschränkung auf den Nutzenergiebedarf kann nicht als zielführend betrachtet werden, da aufgrund der inhomogenen Strukturen innerhalb des Bereichs, die Unsicherheiten zu groß sind. Um die Effizienzsteigerung der Umwandlungskette von

Endenergiebedarf zur Nutzenergie zu berücksichtigen, kam die Kennzahl Energieintensität⁸ laut Statistik Austria in veränderter Form zum Einsatz.

Für den Produktionsbereich wurden die folgenden **Endenergiebedarfsbereiche** festgelegt:

Elektrische Anwendungen

Dieser Bereich beinhaltet in der Produktion die Energie, welche zu Beleuchtungszwecken sowie zum Betrieb der EDV-Anlagen verwendet wird. In der Tabelle 4-8 sind die Ergebnisse der beiden Szenarios angeführt, diese stellen den Bedarf an elektrischer Energie dar, welche durch die Umwandlung erneuerbarer Energieträger bereitgestellt werden muss.

Tabelle 4-8: Annahme der Entwicklung der elektrischen Anwendungen bis zum Jahr 2050

<i>elektrische Anwendungen</i>	2008	2030	2050
Wachstum Szenario	7.684	7.999	8.247
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario</i>			
<i>Produktion in TJ/a</i>			
elektrische Energie	7.684	7.999	8.247
Konstant Szenario	7.684	6.426	5.430
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario</i>			
<i>Produktion in TJ/a</i>			
elektrische Energie	7.684	6.426	5.430

Elektrochemische Zwecke

In dieser Kategorie befinden sich Anwendungen wie die Elektrolyse, in welchen ein Umwandlungsprozess nicht nur aufgrund der Bereitstellung thermischer Energie mittels Stroms stattfindet.

In dieser Kategorie ist auch das Elektroschweißen inkludiert. In der Tabelle 4-9 sind die Ergebnisse der beiden Szenarios angeführt, diese stellen den Bedarf an elektrischer Energie dar, welche durch die Umwandlung erneuerbarer Energieträger bereitgestellt werden muss.

Mechanische Anwendungen

Unter den Sammelbegriff mechanische Anwendungen ist die Energie zusammengefasst, welche zum Antrieb aller Arten von Motoren benötigt wird. In Tabelle 4-10 sind die Ergebnisse der beiden Szenarios angeführt, die Kategorie fossile Energieträger stellt den Bedarf an Energie dar, welcher im Folgenden zusätzlich mittels erneuerbarer Energieträger bereitgestellt werden muss.

⁸ Energetischer Endverbrauch je Bruttowertschöpfung real

Tabelle 4-9: Annahme der Entwicklung der elektrochemischen Zwecke bis zum Jahr 2050

Elektrochemische Zwecke	2008	2030	2050
Wachstum Szenario	306	375	456
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario</i>			
<i>Produktion in TJ/a</i>			
elektrische Energie	306	375	456
Konstant Szenario	306	302	300
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario</i>			
<i>Produktion in TJ/a</i>			
elektrische Energie	306	302	300

Tabelle 4-10: Annahme der Entwicklung der mechanischen Anwendungen bis zum Jahr 2050

mechanische Anwendungen	2008	2030	2050
Wachstum Szenario	82.770	88.466	93.244
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario</i>			
<i>Produktion in TJ/a</i>			
erneuerbare Energieträger	771	897	998
fossile Energieträger	17.178	19.940	22.169
elektrische Energie	64.821	67.630	70.077
Konstant Szenario	82.770	71.073	61.393
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario</i>			
<i>Produktion in TJ/a</i>			
erneuerbare Energieträger	771	720	657
fossile Energieträger	17.178	16.020	14.596
elektrische Energie	64.821	54.333	46.140

Thermischer Energiebedarf

Der thermische Energiebedarf beinhaltet die Energie, die prozessbedingt sowie zur Beheizung der Produktionsgebäude benötigt wird. Da Wärme nicht auf jedem Temperaturniveau mit einem beliebigen Energieträger bereitgestellt werden kann, erfolgt eine Unterteilung in 3 Temperaturklassen. In Tabelle 4-11 sind die Ergebnisse der beiden Szenarios angeführt, die Kategorie fossile Energieträger stellt den Bedarf an Energie dar, welcher im Folgenden zusätzlich mittels erneuerbarer Energieträger bereitgestellt werden muss.

a. Niedertemperatur

Innerhalb dieser Kategorie ist der thermische Energiebedarf, der unterhalb eines Temperaturniveaus von 100°C anfällt, zusammengefasst. In diesem Bereich ist ebenfalls die Wärme zur Beheizung inkludiert. In Tabelle 4-12 sind die Ergebnisse der beiden Szenarios angeführt, die Kategorie fossile Energieträger stellt den Bedarf an Energie dar, welcher im Folgenden zusätzlich mittels erneuerbarer Energieträger bereitgestellt werden muss.

Tabelle 4-11: Annahme der Entwicklung des thermischen Energiebedarfs bis zum Jahr 2050

<i>thermischer Energiebedarf gesamt</i>	2008	2030	2050
Wachstum Szenario	221.075	216.593	215.608
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario Produktion in TJ/a</i>			
erneuerbare Energieträger	47.592	55.026	62.466
fossile Energieträger	139.150	128.113	120.032
elektrische Energie	25.875	23.847	22.335
Fernwärme	8.459	9.607	10.775
Konstant Szenario	221.075	174.010	141.960
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario Produktion in TJ/a</i>			
erneuerbare Energieträger	47.592	44.207	41.129
fossile Energieträger	139.150	102.925	79.031
elektrische Energie	25.875	19.159	14.706
Fernwärme	8.459	7.719	7.094

Tabelle 4-12: Annahme der Entwicklung des thermischen Niedertemperatur Energiebedarfs bis zum Jahr 2050

<i>thermischer Energiebedarf Niedertemperatur</i>	2008	2030	2050
Wachstum Szenario	78.801	81.684	85.929
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario Produktion in TJ/a</i>			
erneuerbare Energieträger	14.114	17.067	20.042
fossile Energieträger	42.651	41.223	40.831
elektrische Energie	13.577	13.786	14.282
Fernwärme	8.459	9.607	10.775
Konstant Szenario	78.801	65.625	56.578
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario Produktion in TJ/a</i>			
erneuerbare Energieträger	14.114	13.712	13.196
fossile Energieträger	42.651	33.119	26.884
elektrische Energie	13.577	11.076	9.403
Fernwärme	8.459	7.719	7.094

b. Mitteltemperatur

Diese Kategorie umfasst den thermischen Energiebedarf, der auf einem Temperaturniveau von 100°C bis 400°C anfällt. In Tabelle 4-13 sind die Ergebnisse der beiden Szenarios angeführt, die Kategorie fossile Energieträger stellt den Bedarf an Energie dar, welcher im Folgenden zusätzlich mittels erneuerbarer Energieträger bereitgestellt werden muss.

Tabelle 4-13: Annahme der Entwicklung des thermischen Mitteltemperatur Energiebedarfs bis zum Jahr 2050

thermischer Energiebedarf			
Mitteltemperatur	2008	2030	2050
Wachstum Szenario	50.394	54.074	58.270
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario</i>			
<i>Produktion in TJ/a</i>			
erneuerbare Energieträger	15.762	19.307	22.764
fossile Energieträger	32.991	33.278	34.128
elektrische Energie	1.640	1.489	1.378
Konstant Szenario	50.394	43.442	38.366
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario</i>			
<i>Produktion in TJ/a</i>			
erneuerbare Energieträger	15762	15511	14988
fossile Energieträger	32.991	26.735	22.471
elektrische Energie	1.640	1.196	907

c. Hochtemperatur

Dieser Teil des thermischen Energiebedarfs beinhaltet die Energie, welche für Hochtemperaturanwendungen benötigt wird. Das Temperaturniveau liegt über 400°C. Tabelle 4-14 zeigt die Entwicklung dieser Anwendung bis 2050, die Kategorie fossile Energieträger stellt den Bedarf an Energie dar, welcher im Folgenden zusätzlich mittels erneuerbarer Energieträger bereitgestellt werden muss.

Tabelle 4-14: Annahme der Entwicklung des thermischen Hochtemperatur Energiebedarfs bis zum Jahr 2050

thermischer Energiebedarf			
Hochtemperatur	2008	2030	2050
Wachstum Szenario	91.881	80.835	71.408
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario</i>			
<i>Produktion in TJ/a</i>			
erneuerbare Energieträger	17.715	18.651	19.661
fossile Energieträger	63.508	53.612	45.072
elektrische Energie	10.658	8.573	6.675
Konstant Szenario	91.881	64.943	47.017
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario</i>			
<i>Produktion in TJ/a</i>			
erneuerbare Energieträger	17.715	14.984	12.945
fossile Energieträger	63.508	43.071	29.677
elektrische Energie	10.658	6.887	4.395

4.4.3 Technologien für die Energieversorgung der Produktion

Die Verteilung des Energiebedarfs laut den Beschreibungen der Szenarien in 4.4.2 ist in Abb. 4.10 dargestellt. Veränderungen des Energiebedarfs hervorgerufen durch die technologischen Lösungen sind darin bereits inkludiert. Die detaillierten Werte sowie die Verteilung auf Endenergieträger sind in Tabelle 4-15 ersichtlich.

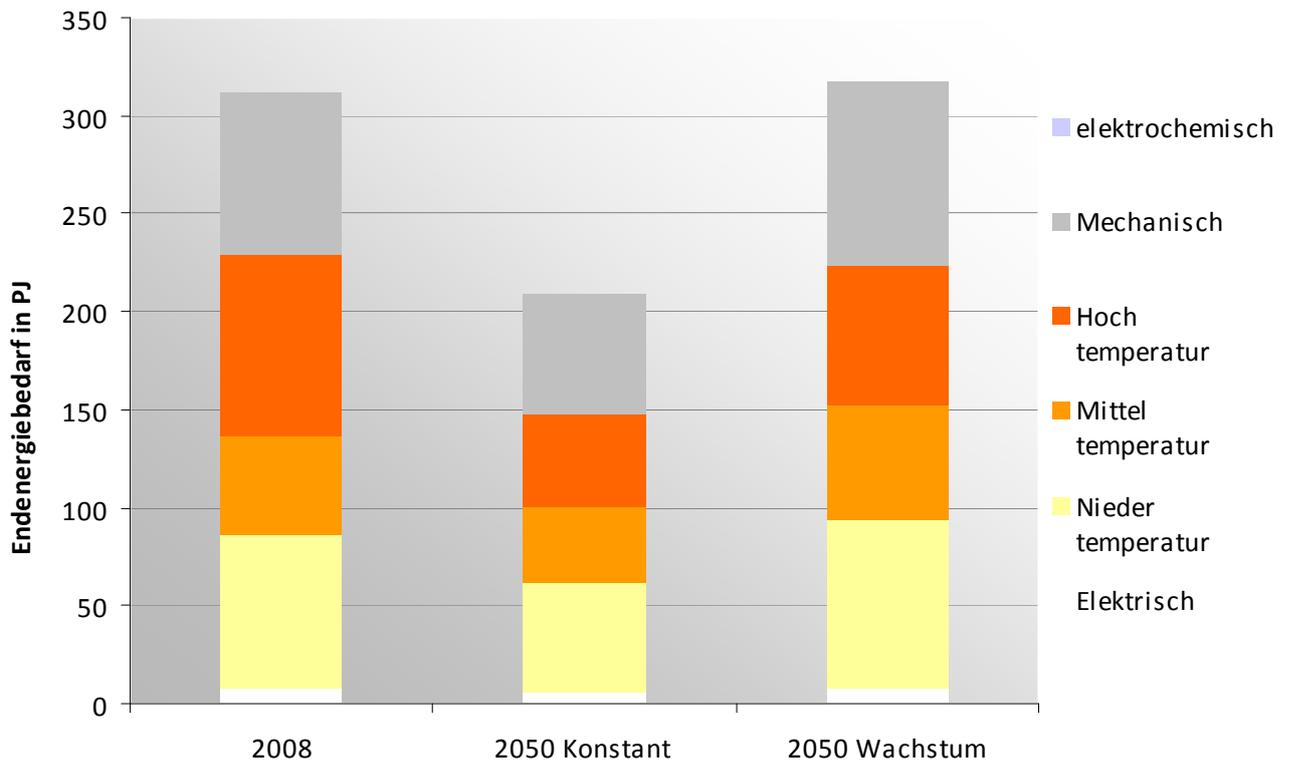


Abb. 4.10 : Verteilung des Energiebedarfs für die beiden Szenarien laut den Energiebedarfskategorien

Zur Einbindung in das Gesamtkonzept würden die Energiebedarfskategorien nun der Verteilung laut Energiefluss siehe Kapitel 5 zugeordnet. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4-16 dargestellt.

Mittels elektrischer Energie werden die Bereiche elektrochemische Zwecke, elektrische Anwendungen sowie die mechanischen Anwendungen versorgt. Es kann zu einer absoluten Reduktion des Energiebedarfs der mechanischen Anwendungen aufgrund dieser Zuteilung kommen, da die elektrischen Antriebe effizienter als Kraftstoffbetrieben sind. Diesem Umstand ist auch zu verdanken, dass der Bedarf an Kraftstoffen auf Null sinkt. Die Wärme über 100°C beinhaltet den thermischen Energiebedarf von 100°C bis 400°C und den Bereich über 400°C. Für den Bereich über 400°C ist anzumerken, dass dieser in 2050 nur mittels Gas oder Strom bereitgestellt wird. Da der Einsatz von Biomasse zur direkten Bereitstellung der Wärme für Hochtemperaturanwendungen nicht geeignet ist.

Tabelle 4-15: Energiebedarf der Produktion nach Energieträgern laut Szenario

<i>Energiebedarf Produktion reduziert</i>	2008	2030	2050
Wachstum Szenario	311.835	301.973	304.812
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario Produktion in TJ/a</i>			
erneuerbare Energieträger	48.363	55.026	62.466
fossile Energieträger	156.328	128.113	120.032
elektrische Energie	98.685	109.227	111.539
Fernwärme	8.459	9.607	10.775
Konstant Szenario	311.835	242.604	200.694
<i>Verteilung Energieträger laut Szenario Produktion in TJ/a</i>			
erneuerbare Energieträger	48.363	44.207	41.129
fossile Energieträger	156.328	102.925	79.031
elektrische Energie	90.695	87.753	73.439
Fernwärme	8.459	7.719	7.094

Tabelle 4-16: Energiebedarf der Produktion den Kategorien laut Verteilung nach Kategorien des Gesamtkonzepts in TJ/a

<i>Energiebedarf Produktion mit Maßnahmen</i>	2008	2030	2050
Wachstum Szenario	311.835	301.973	304.812
<i>Verteilung Energiekategorien</i>			
Wärme über 100°C	129.976	134.909	129.678
Wärme unter 100°C	65.224	81.684	85.929
elektrische Energie	98.685	85.380	89.205
Kraftstoffe	17.949		
Konstant Szenario	311.835	242.604	200.694
<i>Verteilung Energiekategorien</i>			
Wärme über 100°C	129.976	108.385	85.383
Wärme unter 100°C	65.224	65.625	56.578
elektrische Energie	98.685	68.594	58.734
Kraftstoffe	17.949		

In Abb. 4.11 ist die Verteilung laut Tabelle 4-16 graphisch dargestellt. Im direkten Vergleich der Abb. 4.11 mit Abb. 4.10 lässt sich die Veränderung durch die Substitution der Kraftstoffe deutlich erkennen.

Es kommt im Wachstum Szenario zu einer absoluten Reduktion des Energiebedarfs zum Bezugsjahr 2008, dies ist auf die stetige Verbesserung der Energieeffizienz zurückzuführen.

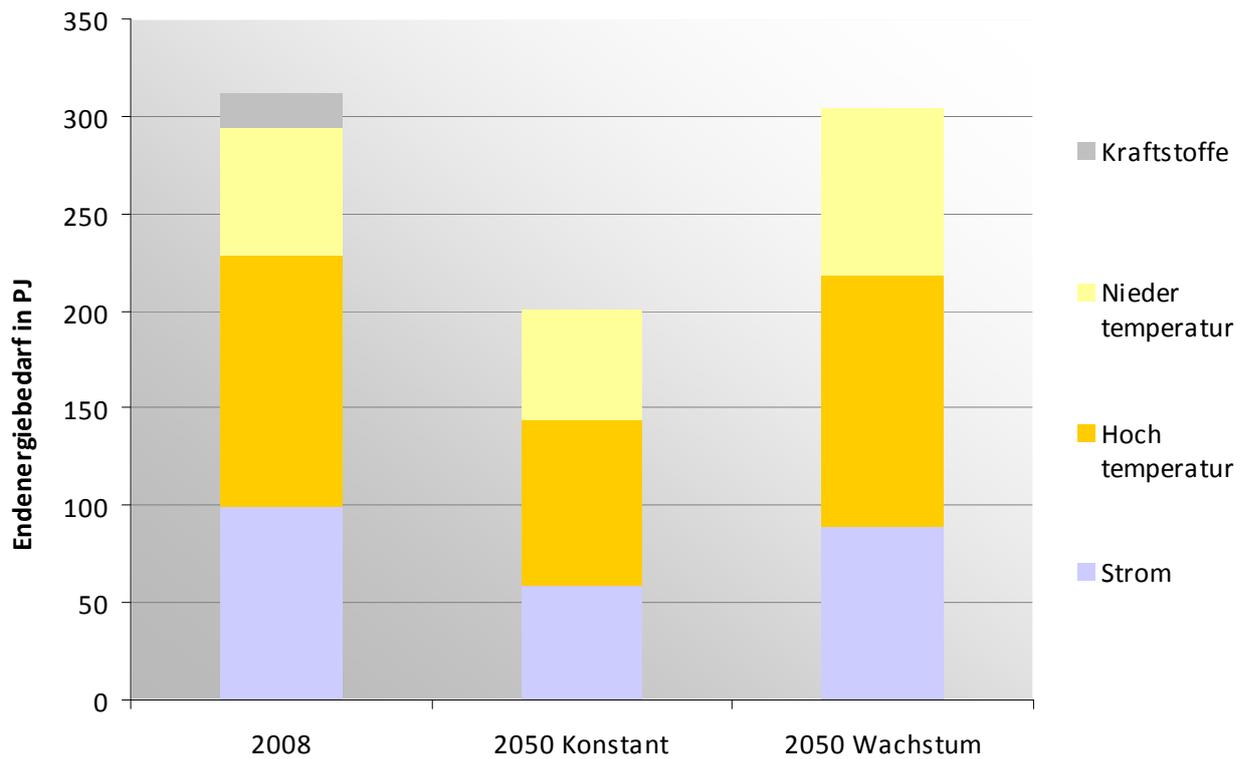


Abb. 4.11: Verteilung der Energieträger basierend auf dem Gesamtkonzept für das Konstant sowie das Wachstums Szenario

5 Energiefluss Österreich aus rein Erneuerbaren Energieträgern

5.1 Energieflussdiagramm 2050 für beide Szenarien

Zur Ermittlung ob und in welcher Verteilung die mit oben getroffenen Annahmen ergebenden Potenzialen Erneuerbarer Energieträger über die verschiedenen Technologiepfade den ermittelte Bedarf für die beiden Szenarien für 2050 decken können wurde ein Berechnungstool erstellt.

Neben den fixen Eingabewerten der Potenziale, des Endenergiebedarfs der Sektoren und der Nutzungsgrade der einzelnen Technologien können folgende Parameter variiert werden:

- Ausnutzungsgrad der Potenziale der Erneuerbaren Energieträger
- Aufteilung der Stromerzeugung aus Wasser, Wind, PV und tiefer Geothermie in direkte Nutzung und Erzeugung von Gas und längerkettigen Kohlenwasserstoffen aus elektrischer Energie und dem CO₂ der Atmosphäre oder abgetrenntem CO₂ aus Verbrennungsprozessen von Biomasse.
- Aufteilung der Biomasse in Kraft-Wärme-Koppelung, Nieder- und Hochtemperaturwärme sowie Biofuels (Kraftstoffe und Methan)
- Jeweiliger Anteil der verschiedenen Endenergieträger für die Sektoren Gebäude, Mobilität und Industrie

In der Berechnung wird der Ausnutzungsgrad der Potentiale der Erneuerbaren Energieträger sowie deren Verteilung auf die Technologien so lange variiert, bis er mit dem Endenergiebedarf bzw. den jeweils in den Sektoren benötigten Endenergieträgern übereinstimmt. Hierbei wurde versucht Annahmen zu treffen, die trotz der massiven Änderung des Energiesystems durchführbar erscheinen. Die Umsetzung der Ergebnisse in das Energieflussdiagramm erfolgt automatisch.

Abb. 5.1 zeigt das Energiesystem für das Konstant Szenario und Abb. 5.2 für das Wachstums Szenario. Biomasse und Wasserkraft decken in beiden Szenarien deutlich mehr als die Hälfte des Energiebedarfs.

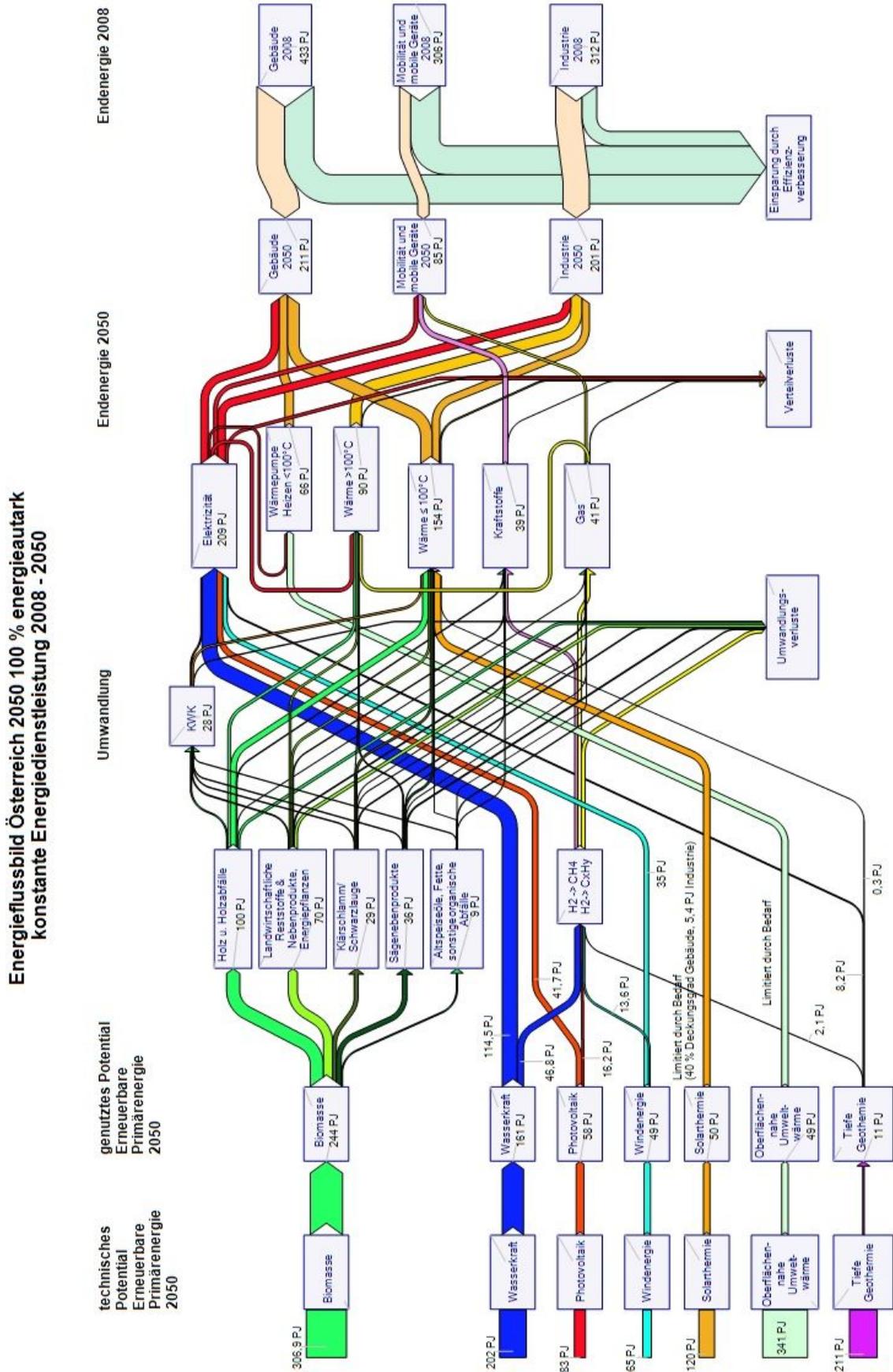


Abb. 5.1 Energieflussbild Österreich 2050 mit Energieautarkie für konstante Energiedienstleistung bis 2050

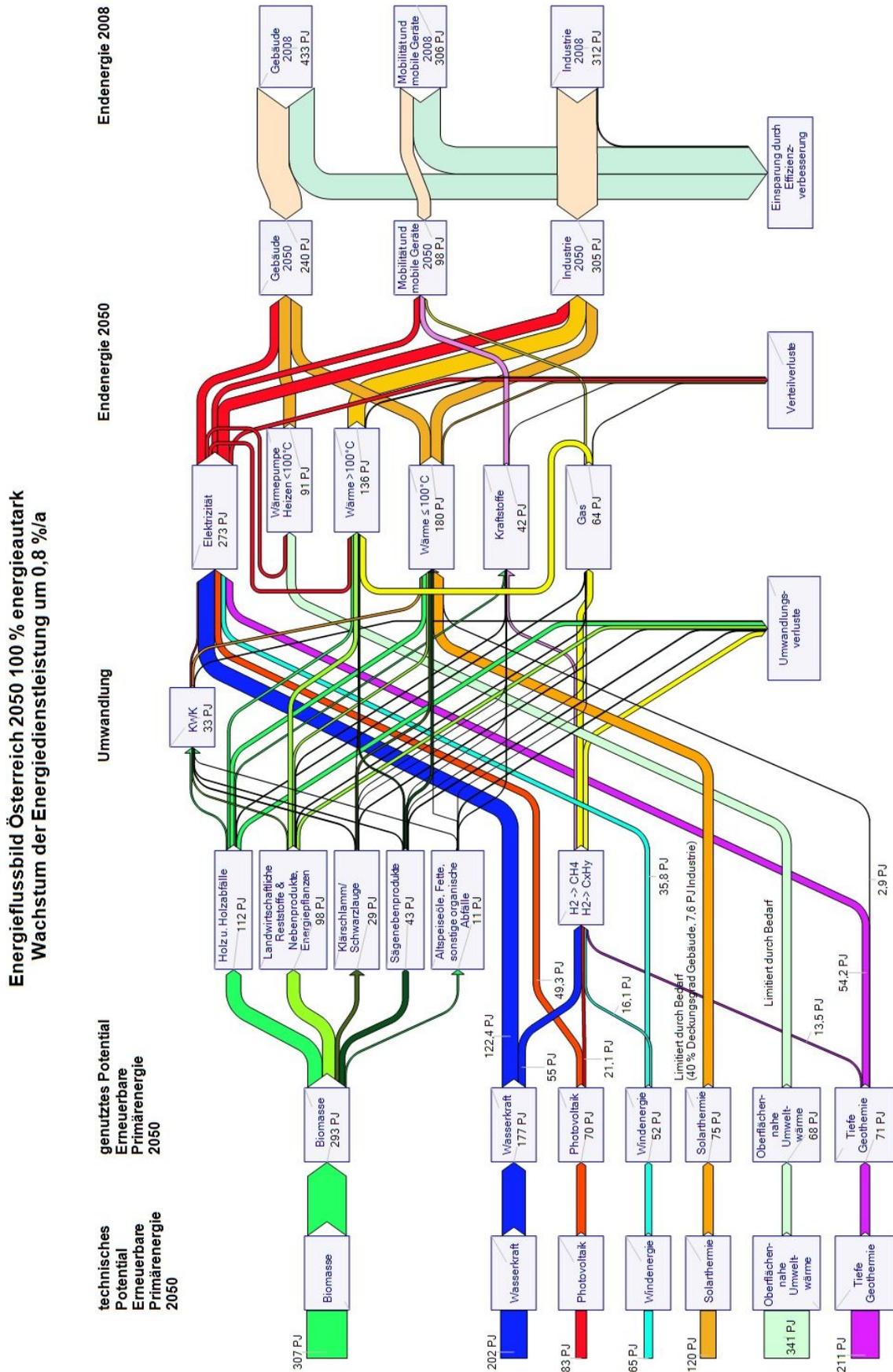


Abb. 5.2 Energieflussbild Österreich 2050 mit Energieautarkie für ein Wachstum der Energiedienstleistung mit 0,8 %/a

5.2 Endenergiebedarf Zusammenfassung

Der Endenergiebedarf für die definierten Energiedienstleistungen ergibt sich für 2050 zum einen aus einer Erhöhung der Effizienz (= Energieeinsparung) von Technologien, zum andern durch eine Verschiebung hin zu verbrauchsärmeren Technologien.

Dies wird im Bereich der privaten Mobilität durch eine Verlagerung des Modal Splits und eine starke Verringerung des Flottenverbrauchs erreicht. Der PKW-Verkehr müsste hohe Anteile elektrisch bewältigen, um die knappen Mengen an verfügbaren heimischen Kraftstoffen aus erneuerbaren Rohstoffen für schwere Nutzfahrzeuge und Maschinen in Land- und Bauwirtschaft frei zu halten, wo eine Elektrifizierung deutlich schwieriger wäre. Bei PKW ergibt sich so ein hoher Anteil von Plug-In Hybridfahrzeugen und reinen Elektrofahrzeugen. Verbrennungsmotorisch gefahrene Strecken müssten im Mittel mit etwa 3 ltr/100 km, elektrisch gefahrene Kilometer mit ca. 0,12 kWh/km zurückgelegt werden. Zusätzlich wäre auch noch eine starke Verlagerung auf öffentlichen Verkehr (ÖV) und nichtmotorisierten Individualverkehr (NMIV) notwendig (Anteil von knapp 50 % (Konstant), bzw. über 60 % (Wachstum)). Im Bereich des Güterverkehrs erfolgt eine fast vollständige Verlagerung des Straßenfernverkehrs auf die Schiene bzw. Schifffahrt und eine Verringerung des Flottenverbrauchs. Betrachtet werden auch mobile Maschinen und Geräte, Flugverkehr und Pipelines. Der Flugverkehr wird in beiden Szenarien fast vollständig auf die Schiene verlagert. Insgesamt ergibt sich aus den beschriebenen Änderungen für das Konstant Szenario eine Verringerung des Energiebedarfs für Mobilität um über 70 %, im Wachstums Szenario um etwa 2/3. Abb. 5.3 zeigt den Endenergiebedarf im Bereich Mobilität für 2008 und für die beiden gerechneten Szenarien.

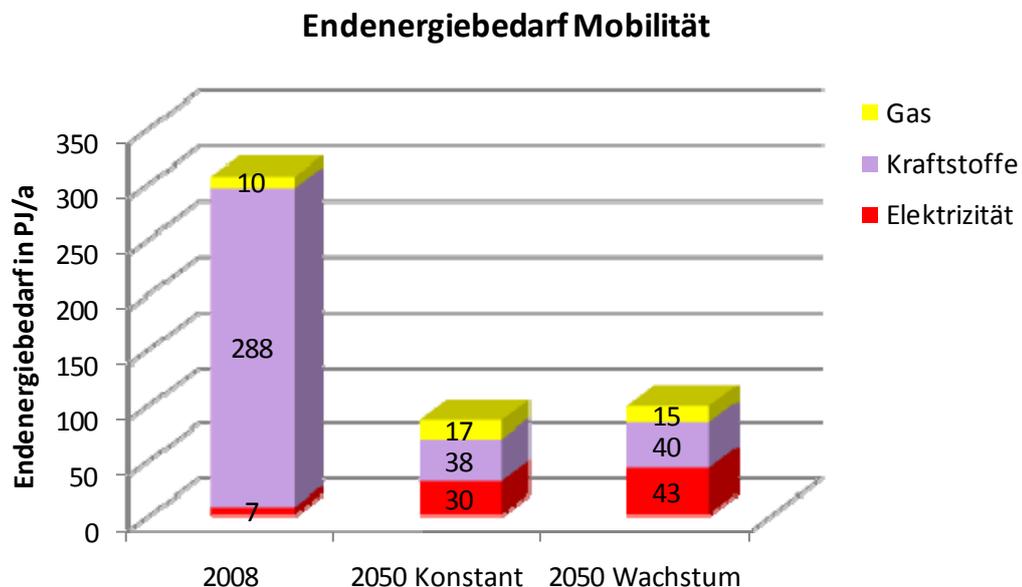


Abb. 5.3 Endenergiebedarf der Mobilität 2008 und für die beiden Szenarien für 2050

Im Gebäudebereich geht durch die thermische Sanierung der durchschnittliche Heizenergiebedarf von derzeit etwa 144 kWh/m².a auf 61 kWh/m².a im Konstant Szenario und auf 49 kWh/m².a im Wachstums Szenario bis 2050 zurück. Der Kühlbedarf wird trotz des

Klimawandels aufgrund der besseren Gebäudehüllen als leicht fallend angenommen. Der Strombedarf für Wohn- und Dienstleistungsgebäude wird sich bis 2050 insgesamt um knapp 20 % (Konstant Szenario) bzw. 7 % (Wachstums Szenario) reduzieren. Damit sinkt der Gebäudeenergiebedarf um 51 % im Konstant-, bzw. um 44 % im Wachstums Szenario. Die Beheizung des Gebäudebereichs erfolgt im Wachstums Szenario fast ausschließlich mit einer Kombination aus Wärmepumpe und Solarthermie, da die Biomasse für Mobilität und Industrie benötigt wird. Abb. 5.4 zeigt den Endenergiebedarf im Bereich Gebäude für 2008 und für die beiden gerechneten Szenarien.

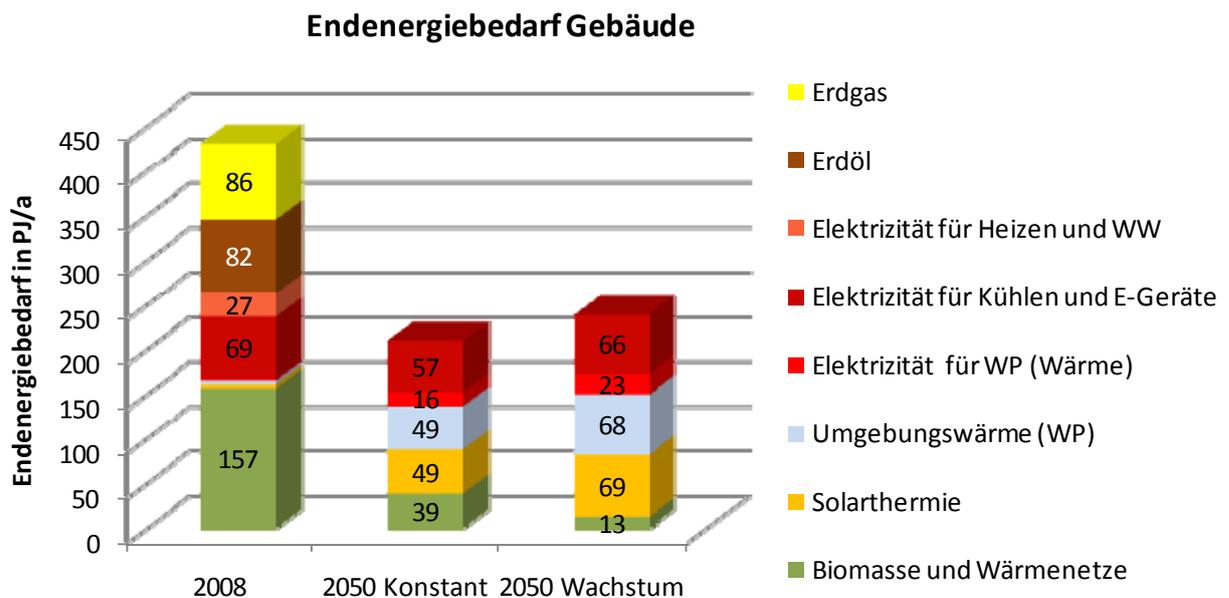


Abb. 5.4 Endenergiebedarf der Gebäude 2008 und für die beiden Szenarien für 2050 (WW: Warmwasser, WP: Wärmepumpe)

Im Produktionsbereich wird – in Anlehnung an die Vorgaben der Energieeffizienzrichtlinie der EU – von einer Effizienzverbesserung von 1 % p.a. ausgegangen, damit reduziert sich der Energiebedarf im Konstant Szenario um 35 %. Dies ist auf das stete Bestreben zurückzuführen, Produktionskosten zu senken und daraus resultierend Prozesse energieeffizienter zu gestalten. Im Produktions-Wachstums Szenario sinkt trotz einer unterstellten jährlich um 0,8 % steigenden Bruttowertschöpfung der Energiebedarf um 2,3 % bis 2050 gegenüber 2008. Abb. 5.5 zeigt den Endenergiebedarf im Bereich Produktion für 2008 und für die beiden gerechneten Szenarien.

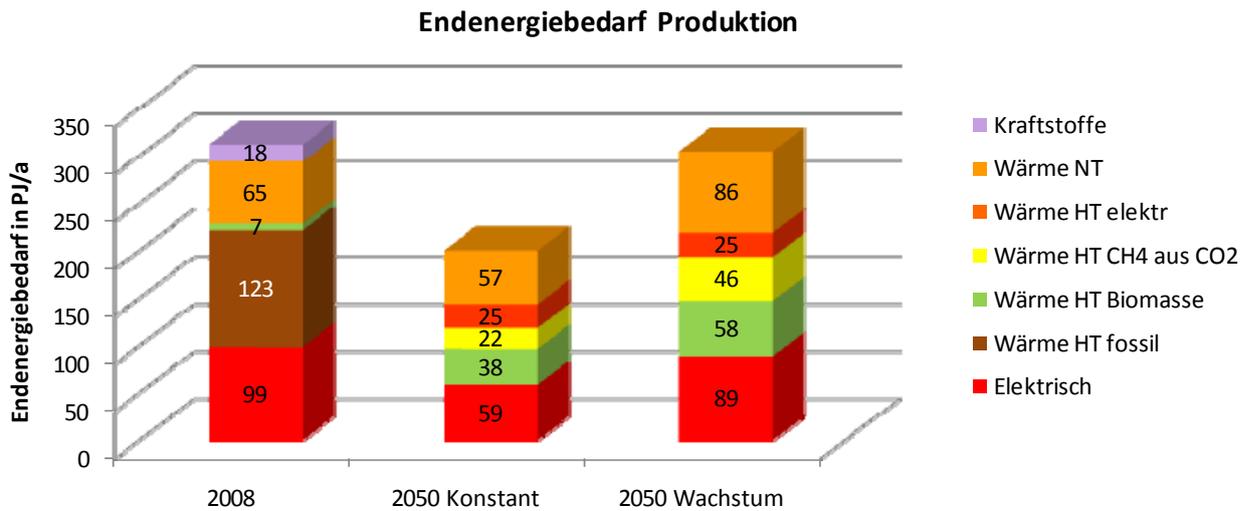


Abb. 5.5 Endenergiebedarf der Produktion 2008 und für die beiden Szenarien für 2050 (NT: Niedertemperatur, HT: Hochtemperatur)

Abb. 5.6 zeigt den Endenergiebedarf nach Sektoren für 2008 und die Szenarien Konstant und Wachstum. Die höchste Energieeinsparung muss im Bereich der Mobilität erzielt werden, da hier der heute fast ausschließlich eingesetzte fossile Energieträger Öl zu 100 % ersetzt werden muss.

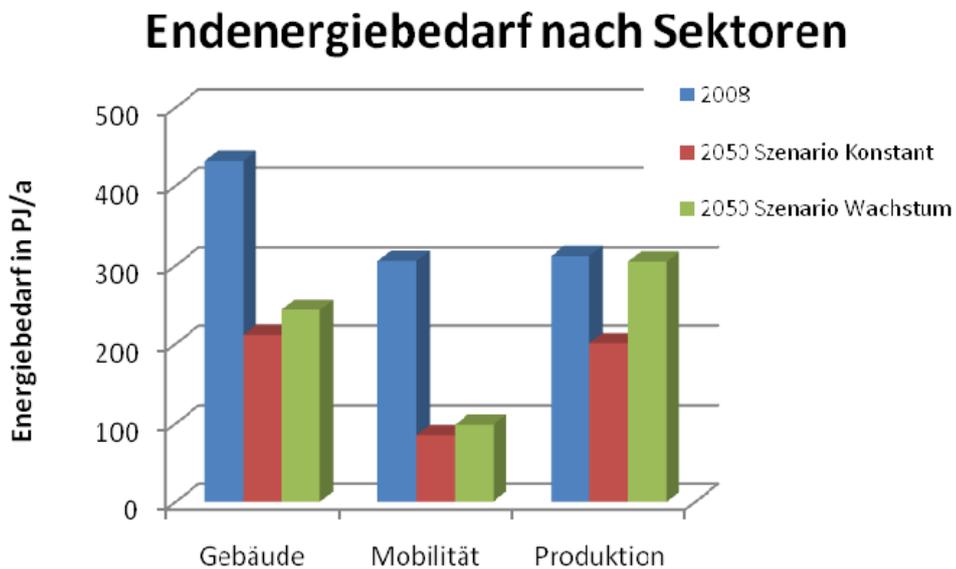


Abb. 5.6 Endenergiebedarf nach Sektoren für 2008 und die Szenarien Konstant und Wachstum für 2050

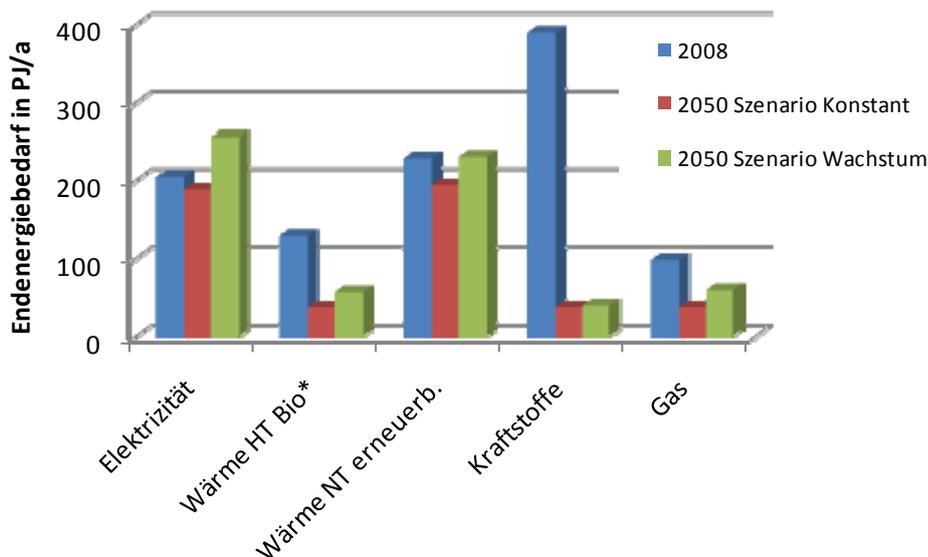
Abb. 5.7 zeigt den Bedarf an Endenergieträgern für 2008 und im Jahr 2050 für die beiden Szenarien. Neben der bereits erwähnten starken Reduktion des Kraftstoffbedarfs ist auch ein starker Rückgang der Hochtemperaturwärme zu verzeichnen. Der Bedarf an Elektrizität sinkt im

Konstant Szenario geringfügig ab, steigt jedoch im Wachstums Szenario aufgrund des relativ hohen Angebotspotentials im Vergleich zu anderen Energieträgern und dem damit verbundenen Energieträgerumstieg hin zur Elektrizität vor allem in der Mobilität. Der Bedarf an Hochtemperaturwärme sinkt im Konstant Szenario zum Einen aufgrund der Effizienzerhöhung und zum Anderen, da im Wert für 2008 noch die fossilen Energieträger mit bilanziert wurden. Für die beiden Szenarienergebnisse wird nur der Anteil der Biomasse an der Hochtemperaturwärmeerzeugung dargestellt. Dahingegen fällt auf, dass die Niedertemperaturwärme im Konstant Szenario nur geringfügig zurückgeht und im Wachstum Szenario konstant bleibt. Dies ist auf den Umstieg von Öl und Erdgas (die für 2008 auch einen hohen Anteil der Niedertemperaturwärmeerzeugung übernehmen) zu Niedertemperaturwärme aus Erneuerbaren Energieträgern (Solarthermie, Wärmepumpen, Biomasse) im Gebäudebereich zurückzuführen, wodurch sich trotz der hohen Endenergieeinsparung im Gebäudebereich eine Erhöhung des Niedertemperatur-Wärmebedarfs ergibt.

Insgesamt verringert sich der Endenergiebedarf 2050 damit von ca. 1.100 PJ im Jahr 2008 um 53 % auf 497 PJ (Konstant Szenario) bzw. 38 % auf 647 PJ (Wachstums Szenario). Durch zusätzliche Effizienzmaßnahmen könnte er noch weiter verringert werden.

Nur bei einer Umsetzung dieser Effizienzsteigerungen können genug erneuerbare Energieträger zur Abdeckung der Energiedienstleistungen zur Verfügung gestellt werden, um in Folge Energieautarkie für Österreich zu erreichen.

Endenergiebedarf nach Energieträger



* Wärme HT Bio für 2008 auch mit fossilen Energieträgern

Abb. 5.7 Endenergiebedarf nach Endenergieträgern für 2008 und die Szenarien Konstant und Wachstum für 2050

5.3 Notwendiger Umwandlungssektor von primären zu sekundären Energieträgern Zusammenfassung

Die Kraft Wärme Koppelung (KWK) geht im Konstant Szenario gegenüber 2008 leicht zurück. Dies ist zum Einen auf den geringeren Wärmebedarf der Gebäude und dem dort eingesetzten höheren Anteil an Wärmepumpen und Solarthermie zurückzuführen und zum Anderen darin begründet, dass Biomasse eher für Prozesswärme, und Biokraftstoffe eingesetzt wird. Außerdem ist im Wert von 2008 auch der Einsatz fossiler Energieträger enthalten, der 2050 nicht mehr gegeben ist. Im Wachstum Szenario erreicht die KWK annähernd den Wert von 2008. Bezogen auf Biomasse KWK ist für alle Szenarien ein Anstieg gegenüber 2008 festzustellen.

An neuen Umwandlungstechnologien kommt die Erzeugung von CH_4 und längerkettigen Kohlenwasserstoffen aus Elektrizität und CO_2 sowie die Erzeugung von 2nd generation fuels aus Biomasse in sogenannten Bioraffinerien zum Einsatz. Diese Technologien werden eingesetzt, da Gas (Methan) und Kraftstoffe für die Hochtemperaturprozesswärme und den Transport benötigt werden. Der Einsatz von Elektrizität für die Erzeugung von Kohlenwasserstoffen aus CO_2 aus elektrischer Energie und der Atmosphäre bzw. aus Biomasse-Verbrennungsprozessen ist aufgrund des limitierten Potentials der Biomasse notwendig.

Natürlich können mit beiden Technologien auch Rohstoffe für die chemische Industrie erzeugt werden. Dies wurde hier jedoch nicht bilanziert.

Die meisten der geschilderten Technologien sind derzeit ohne Förderungen (finanziell oder durch Mengenregulierungen bzw. Standards) nicht konkurrenzfähig.

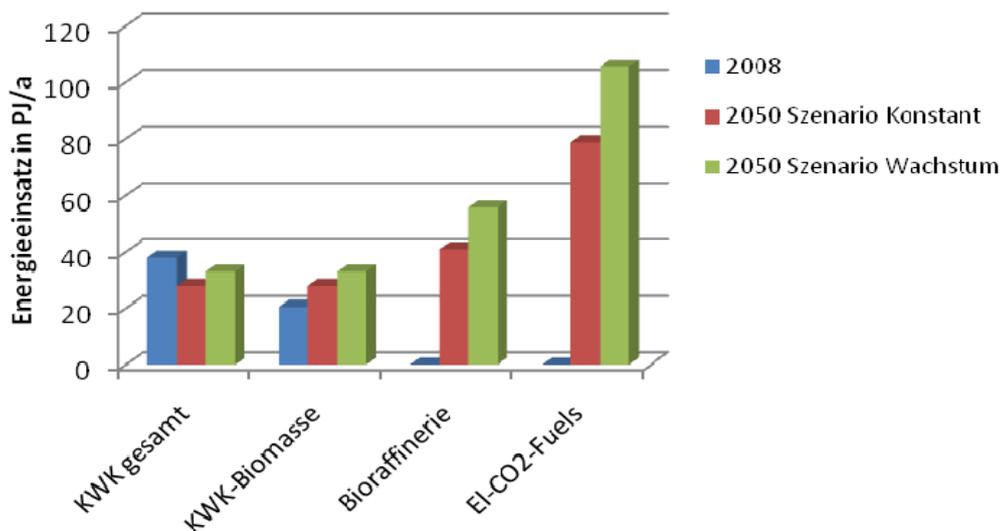


Abb. 5.8 Primärenergieeinsatz für die Umwandlung von Primärenergie in Sekundärenergie für 2008 und die Szenarien Konstant und Wachstum für 2050

5.4 Verteilung der Energieträger

Biomasse und Wasserkraft decken in beiden Szenarien deutlich mehr als die Hälfte des Primärenergiebedarfs.

Im Konstant Szenario muss die Biomassenutzung von 216 PJ im Jahr 2008 um 13 % auf 244 PJ ausgeweitet, die Stromproduktion aus Wasserkraft von derzeit 38 TWh auf knapp 45 TWh ausgebaut werden. Die Windkrafterzeugung steigt um mehr als das fünffache auf über 13 TWh, Photovoltaik trägt mit 16 TWh über 500-Mal mehr zur Stromproduktion bei als 2008. Auch die Wärmenutzung aus Solarthermie (Zuwachs um den Faktor 10) und Wärmepumpen (Faktor 8) erhöht sich gegenüber dem Basisjahr markant.

Im Wachstums Szenario muss an die Grenzen der erneuerbaren Energiepotenziale gegangen werden: Die Biomasseproduktion muss um 36 % auf 293 PJ ausgeweitet werden und schöpft damit bereits 95 % des verfügbaren Potenzials aus, wenn angenommen wird, dass nur landwirtschaftliche Überschussflächen genutzt werden und die Flächen für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion gegenüber 2008 konstant bleiben. Die Wasserkraft wird auf 177 PJ (fast 50 TWh) ausgebaut und nutzt damit knapp 90 % des mit 56 TWh/a angegebenen ausbauwürdigen Potenzials. Das Windkraftpotenzial ist mit über 14 TWh/a, das Photovoltaikpotenzial mit fast 20 TWh/a ebenso zu 80 bzw. 85 % genutzt. Ähnliches gilt für die Nutzung von Solarthermie (75 PJ). Oberflächennahe Geothermie (68 PJ) ist durch den Strombedarf in ihrer Nutzung limitiert. Zusätzlich muss in diesem Szenario mit der Stromerzeugung aus tiefer Geothermie eine weitere erneuerbare – und aus heutiger Sicht noch als extrem teuer zu bewertende – Energiequelle erschlossen und mit 71 PJ genutzt werden, um den Energiebedarf decken zu können.

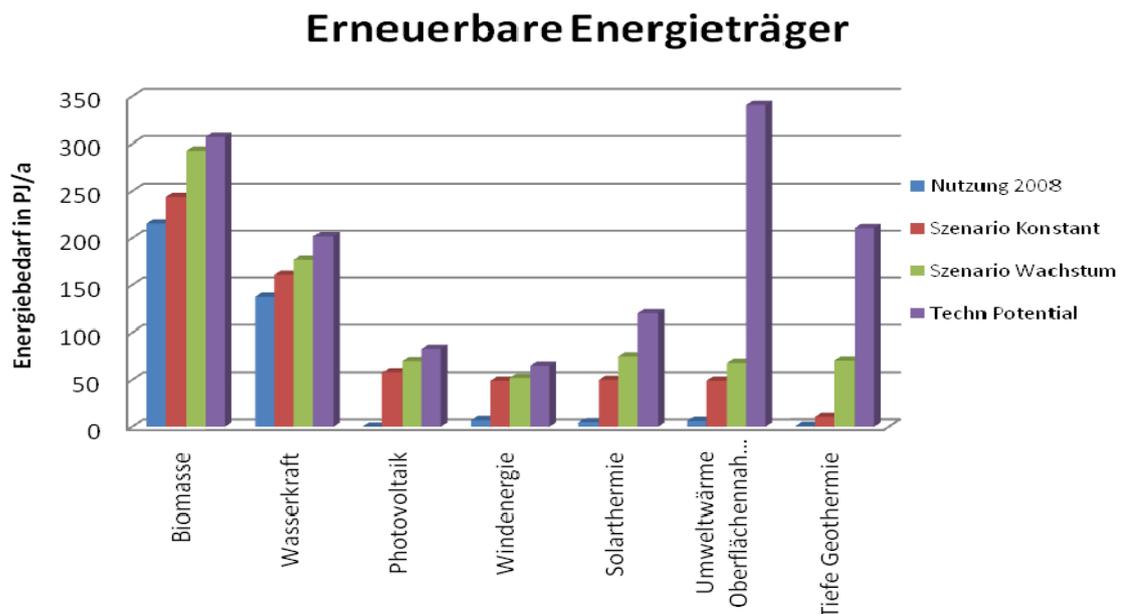


Abb. 5.9 Nutzung 2008, Bedarf für die Szenarien Konstant und Wachstum für 2050 sowie technisches Potential Erneuerbarer Energieträger

5.5 Notwendige Energiespeicherkapazitäten

Aufgrund der Volatilität der Aufbringung von PV, Wind und Laufwasserkraft kommt der temporären Speicherung in Pumpspeicherkraftwerken zentrale Bedeutung zu. Diese Volatilität bewirkt, dass für Tagesspeicherung und für saisonale (Jahres-)Speicherung zusätzlicher Strom einzusetzen ist. Dieser Anteil ist im Sommer höher als im Winter, da im Winter mehr strombedarfsorientiert produzierte Biomasse eingesetzt wird und der Anteil von PV-Strom im Winter deutlich geringer ist.

Ausgangssituation: Derzeit ist die installierte Engpassleistung der Speicherkraftwerke bei 6,8 GW. Die installierte Pumpleistung ist mit 3,8 GW deutlich geringer. Der Strombedarf für Pumpstrom (Vergleich 2009: 4 TWh) beträgt 20 % der gesamten gepumpten Energie.

Annahmen bis 2050: Die monatsweise Verteilung des Strombedarfs bleibt gleich wie 2009. Bis 2050 erfolgt eine um 20 % bessere Anpassung des Lastprofils an das Stromangebot (durch Demand-Side-Management sowie Demand-Response bzw. „Smart grids“).

Für die Ermittlung des Bedarfs an Pumpspeicherkapazitäten wird nur der jeweils der Elektrizitätsversorgung zugerechnete Anteil betrachtet. Der Anteil der Energiespeicherung, der Methan und Kraftstoffe über die CO₂ Nutzung der Atmosphäre verwendet, bleibt bei dieser Betrachtung außen vor.

5.5.1 Konstant Szenario

Der gesamte Stromverbrauch und die gesamte Stromerzeugung sind 58 TWh. Insgesamt ergibt sich ein Strombedarf von ca. 5 TWh für Pumpstrom (Vergleich 2009: 4 TWh).

In Bezug auf die Leistung sind die Verhältnisse wie folgt: Der Höchstleistungszeitpunkt der Erzeugung ist in den Sommermonaten zu Mittag.

Bei einem Ausbau für die Stromerzeugung der PV auf 10 GW⁹ (100 % zum Höchstleistungszeitpunkt, 16,1 TWh insgesamt, davon 11,6 TWh in das Stromnetz und damit pumpspeicherrelevant und 4,5 TWh in die Erzeugung von Kohlenwasserstoffen aus dem CO₂ der Atmosphäre oder Biomasse Verbrennungsprozessen und damit chemische Speicherung), von Wind auf 5 GW (20 % zum Höchstleistungszeitpunkt) und der Laufwasserkraft auf ca. 5 GW (95 % zum Höchstleistungszeitpunkt) ergibt sich zum Höchstleistungszeitpunkt eine Höchstleistung von 16 GW. Die Nachfragelast zum Höchstleistungszeitpunkt beträgt 9 GW. Daraus ergibt sich eine erforderliche maximale Pumpleistung von ca. ca. 7 GW, die bis 2050 bereit zu stellen sind (inkl. der bereits existierenden).

⁹ Von der gesamten Stromerzeugung durch PV wurden jene Mengen abgezogen, die in die Methanisierung gehen.

Abb. 5.10 zeigt monatsweise die Anteile einzelner Energieträger an der Stromerzeugung 2050. Abb. 5.11 stellt den monatsweisen Verlauf der einzelnen Verbrauchsanteile inkl. Verluste und Anteile für Pumpspeicherung dar.

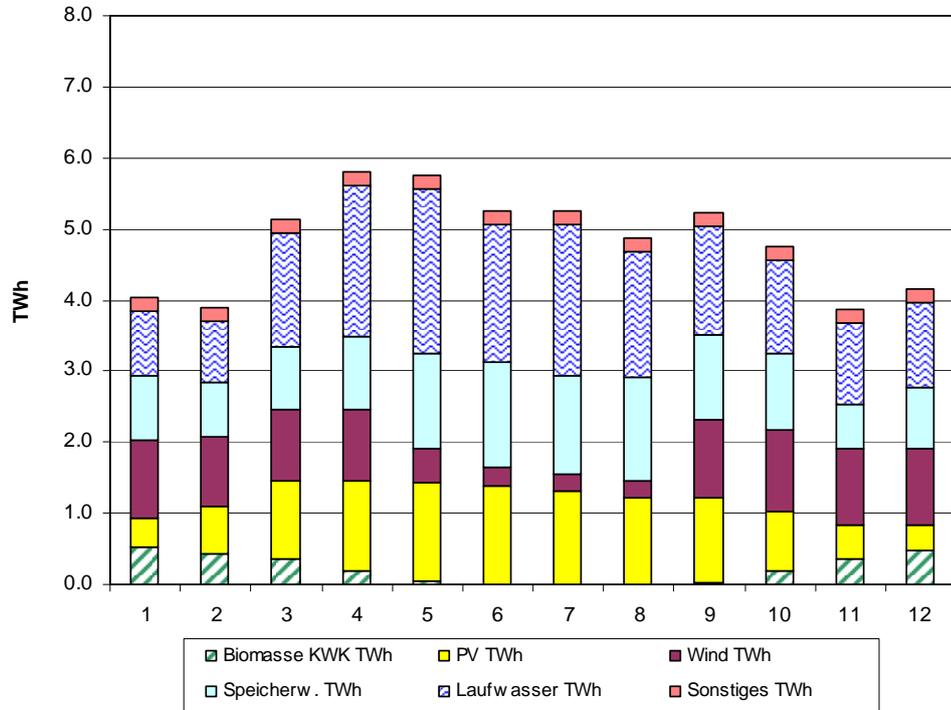


Abb. 5.10: Monatsweise Darstellung der Stromerzeugung im Konstant Szenario im Jahr 2050

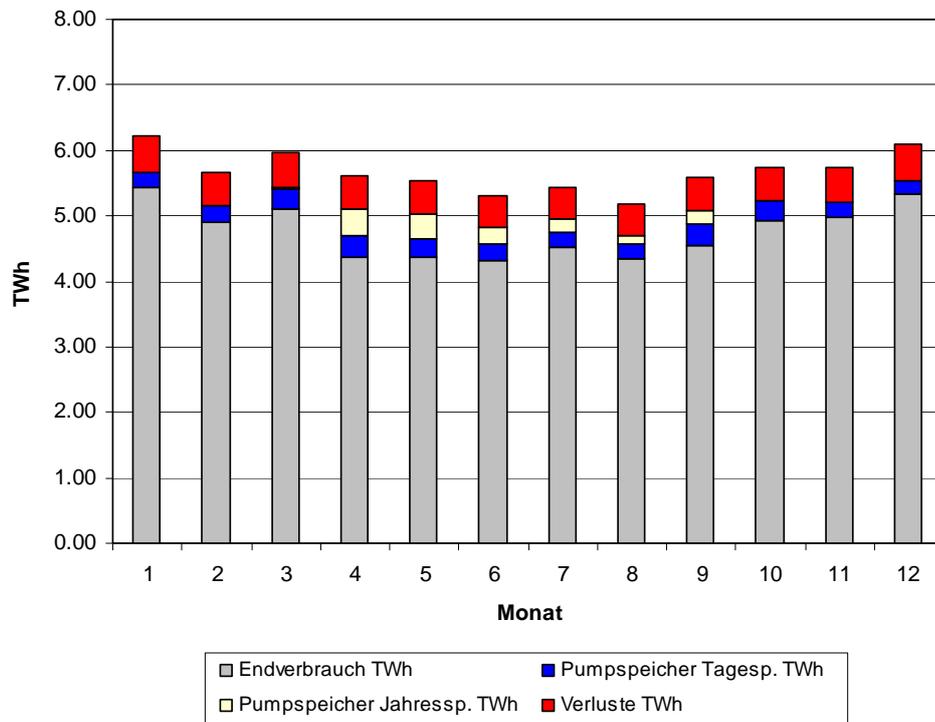


Abb. 5.11: Monatsweise Darstellung des Stromverbrauchs im Konstant Szenario im Jahr 2050

5.5.2 Wachstums Szenario

Der gesamte Stromverbrauch und die gesamte Stromerzeugung sind 75,8 TWh. Insgesamt ergibt sich ein Strombedarf von ca. 6 TWh für Pumpstrom (Vergleich 2009 4 TWh).

In Bezug auf die Leistung sind die Verhältnisse wie folgt: Der Höchstleistungszeitpunkt ist wiederum in den Sommermonaten zu Mittag.

Bei einem Ausbau der PV auf 13 GW¹⁰ (100 % zum Höchstleistungszeitpunkt), von Wind auf 5 GW (20 % zum Höchstleistungszeitpunkt) und der Laufwasserkraft auf ca. 6 GW (95 % zum Höchstleistungszeitpunkt) ergibt sich zum Höchstleistungszeitpunkt eine Höchstleistung von 19 GW. Die Nachfragelast zum Höchstleistungszeitpunkt ist 10 GW. Daraus ergibt sich eine erforderliche maximale Pumpleistung von ca. 9 GW, die bis 2050 bereit zu stellen ist (inkl. der bereits existierenden). Diese ist um ca. 2 GW höher als im Konstant Szenario, vor allem weil die PV-Leistung um ca. 3 GW höher ist. Abb. 5.12 zeigt monatsweise die Anteile einzelner Energieträger an der Stromerzeugung 2050. Abb. 5.13 stellt den monatsweisen Verlauf der einzelnen Verbrauchsanteile inkl. Verluste und Anteile für Pumpspeicherung dar.

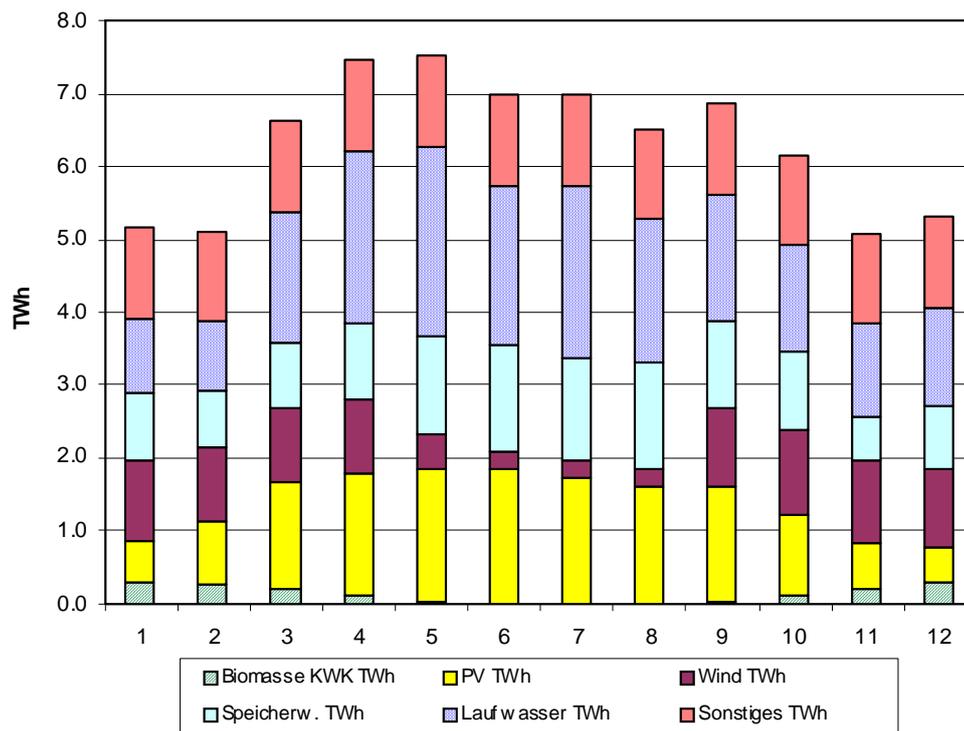


Abb. 5.12: Monatsweise Darstellung der Stromerzeugung im Wachstums Szenario im Jahr 2050

¹⁰ Von der gesamten Stromerzeugung durch PV wurden jene Mengen abgezogen, die in die Methanisierung gehen.

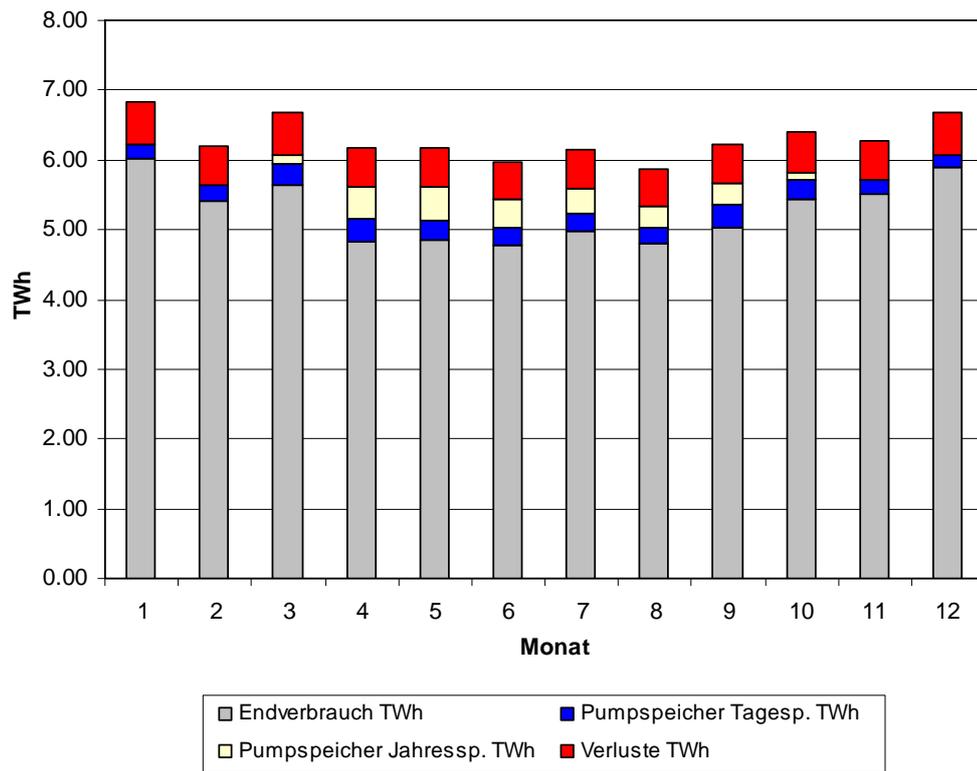


Abb. 5.13: Monatsweise Darstellung des Stromverbrauchs im Wachstums Szenario im Jahr 2050

6 Notwendige wichtigste Maßnahmen zur Erreichung der Energieautarkie (Qualitativ)

6.1 Übergeordnete Maßnahmen

Die für Energieautarkie notwendigen Rahmenbedingungen sind nur durch engagierte, klare und eindeutige (zum Teil wohl auch radikale) politische Entscheidungen zu erreichen. Das betrifft u.a. ökonomische Instrumente (z.B. Energiepreise), Vorschriften, Infrastrukturinvestitionen (v.a. im Bereich Mobilität, Stromnetzinfrastruktur, Energiespeicher) und verstärkte Energieforschungsanstrengungen. Nicht nur beim Ausbau von ca. 90 % des Wasserkraftpotentials und 80 % des Wind- und PV-Potentials und dem damit verbundenen Ausbau der Stromnetze ist mit Widerständen und Zielkonflikten in der Bevölkerung zu rechnen, die es insbesondere gegen die weitere hier unterstellte Steigerung der Energiedienstleistungen abzuwägen gilt. Auch die starke Erhöhung der Effizienz durch Verringerung des Flottenverbrauchs der Mobilität (sprich kleinere und effizientere private Fahrzeuge) ist zwar eine Maßnahme, die jedem Privaten eine Kostenersparnis bringt, jedoch einen gesellschaftlichen Wertewandel erfordert.

Die Verlagerung des Güter-Fernverkehrs von der Straße auf die Schiene sowie des Personen- und Güterverkehrs vom Flugverkehr auf die Schiene würde einen starken Ausbau der Infrastruktur der Bahn erfordern – auch dieser ist erst sicherzustellen. Die Einsparungen im Bereich Gebäude und Produktion werden vergleichsweise einfacher zu erreichen sein. Die Erhöhung der Rate für hochwertige thermische Sanierungen im Gebäudebereich auf die von der Bundesregierung angestrebten 3 % p.a. ist unbedingt notwendig.

Die Berechnungen zeigen, dass der Spielraum zur Erreichung der Energieautarkie in Österreich relativ klein ist. Dies liegt u.a. daran, dass Österreich – etwa im Unterschied zu anderen EU-Mitgliedstaaten – über keine Möglichkeiten der Offshore-Windenergienutzung verfügt sowie aufgrund des geringen Direktstrahlungsanteils von der Sonne keine solarthermische Stromerzeugung einsetzen kann. Eine noch weitere Erhöhung des Energiedienstleistungsniveaus oder geringere als die in dieser Studie angenommenen drastischen Effizienzsteigerungen führen sehr rasch zu einer Übernutzung der vorhandenen Potentiale an erneuerbaren Energieträgern.

Keine Abschätzungen wurden hinsichtlich der erforderlichen Investitionskosten vorgenommen. Grundsätzlich ist jedoch anzumerken, dass bei baldiger Inangriffnahme von Investitionen der jährliche Mittelbedarf geringer wäre als bei späterer Inangriffnahme, auch wenn bei einzelnen Technologien noch mit deutlichen Kostendegressionen in der Zukunft zu rechnen ist. Erwähnt sei in dem Zusammenhang, dass Österreich z.B. im Jahr 2008 rund 10 Mrd. € für Energieimporte netto aufwendet hat. Wie das Gesamtpaket der Studie finanzierbar wäre, muss Teil weiterer Untersuchungen werden.

6.2 Gebäude

Gebäude werden in Zukunft nicht nur Energie nachfragen sondern auch Energie produzieren. Sie werden in großem Ausmaß ihre Dachflächen und gegebenenfalls ihre Fassaden zur Wärme- bzw. Stromerzeugung nutzen. Daher ist die zukünftige energieeffiziente Gestaltung von Gebäuden entscheidend zur Erreichung der Energieautarkie.

Der Beitrag der Gebäude zur Erreichung der Energieautarkie kann im Wesentlichen durch drei Maßnahmen zusammengefasst werden:

1. Senkung des Raumwärme- und Kühlbedarfs durch thermische Sanierung auf etwa ein Drittel des heutigen Bedarfs.
2. Effizienzsteigerungen bei elektrischen Geräten, wodurch es zu einer Reduktion des absoluten Strombedarfs kommen muss.
3. Veränderungen des NutzerInnenverhaltens (durch Bewusstseinsbildung, hohe Energiepreise)

Die dafür notwendigen Technologien und das Know-how sind schon heute verfügbar. Allerdings sind Änderungen des Benutzerverhaltens der Bevölkerung notwendig, die seitens der Politik vorgegeben, verlangt oder gefördert werden müssen.

Der Einsatz fossiler Energieträger zur Beheizung, muss mit klaren politischen und rechtlichen Richtlinien und Vorgaben, kurz bis mittelfristig gestoppt werden. Es kommen nur noch erneuerbare Energieträger bei einer gleichzeitigen Ausreizung der Effizienz in Frage. Nur dann können die Ziele der Energieautarkie auch erreicht werden. Investitionen in Heizsysteme mit fossilen Energieträgern sind nicht zukunftsfähig. Schon heute bietet sich ein breites Spektrum an technologischen Substitutionsmöglichkeiten an. In der Gesamtbetrachtung zur Ermittlung der Energienachfragen von Gebäuden werden dafür Wärmepumpen in Kombination mit Solarthermie als am geeignetsten angesehen.

6.3 Verkehr

Um einen Energieverbrauch darzustellen, der in Österreich autark aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden kann, wären einschneidende Änderungen im Verkehrsbereich erforderlich:

- Reduktion der Verkehrsnachfrage um mehr als 10 % gegenüber dem Trend im Jahr 2050 durch bessere Raumordnung und Logistik
- Verschiebung des Modal Split in Richtung Schiene, Schifffahrt und nicht motorisierter Verkehr (NMV) mit folgenden Zielwerten für das Jahr 2050:
 - Anteil ÖV und NMV an der Personenverkehrsleistung ca. 60 % (ca. 20 % im Trend)
 - Anteil Schiene und Donau an der Güterverkehrsleistung ca. 87 % (35 % im Trend)

Diese Zielwerte sind aus heutiger Sicht nicht alleine durch Attraktivitätssteigerung der Bahn, Donau und des Fuß- und Radverkehrs mit entsprechenden Investitionen in die Infrastruktur erreichbar. Es sind daher entweder Nutzungsbeschränkungen im Straßenverkehr und/oder eine starke Beeinflussung der Preise der verschiedenen Modi notwendig, um diese Verschiebungen im Modal Split zu erreichen.

- Senkung des spezifischen Energieverbrauches durch effizientere Kfz und Antriebe (z.B. - 75 % PKW-Flottenverbrauch in kWh/km bis 2050 gegenüber 2008 durch starkes Downsizing der Kfz, Plug-In Hybrid- und Elektrotraktion und Optimierungen an Reifen, Luftwiderstand und Nebenaggregaten. Bei schweren Nutzfahrzeugen ist ein Downsizing meist nicht sinnvoll, hier ergibt sich ein Reduktionsziel von etwa 30 %). Das Downsizing von PKW entspricht ebenfalls nicht dem aktuellen Trend und müsste durch verschärfte CO₂-Grenzwerte oder fiskalpolitische Maßnahmen unterstützt werden.
- Anhebung der Beladungs- und Besetzungsgrade bei allen Verkehrsmitteln.
- Verschiebung der Energieverwendung von einer rohölbasierten Produktion zu elektrischer Energie durch Umstellung der PKW- und leichten Nutzfahrzeugflotte auf Plug-In-Hybridfahrzeuge und Elektrofahrzeuge sowie Einsatz von Elektrotraktion in etwa 30 % der industrie-, land- und forstwirtschaftlichen mobilen Maschinen, um das knappe Angebot flüssiger Kraftstoffe dort nutzen zu können, wo Elektroantriebe wegen der geringen Speicherdichte der Batterien kaum umsetzbar sind (große LKW, Traktoren, Flugverkehr,..). Die Elektrifizierung ist im Moment ein medialer Trend, inwieweit die Realität mit den Erwartungen bezüglich Kostensenkung und Speicherdichteerhöhung der Batterien mithalten kann, ist derzeit noch offen.
- Starke Verlagerung von Flugverkehr auf die Bahn. Der Energieverbrauch des internationalen Flugverkehrs ist zwar nicht Österreich in der Treibhausgas-Bilanz zugeordnet, ein ungehemmtes Wachstum des Flugverkehrs bei gleichzeitig intensiven Restriktionen im Straßenverkehr wäre in dem gezeichneten Szenario aber unlogisch. Daher wurde in der Simulation im Bahnverkehr zusätzlich der Energieverbrauch für den Transport von 95 % der Verkehrsleistungen des Luftverkehrs vorgesehen.

6.4 Produktion

Eine vollständige Umstellung auf erneuerbare Energieträger ist nur möglich, wenn es zuvor zu einer Reduktion des Energiebedarfs kommt. Die einzig langfristig sinnvolle Lösung ist die Kombination aus Effizienzsteigerung und einer anschließenden Substitution fossiler Energieträger durch Erneuerbare. Für den Produktionsbereich, ist dieser Grundsatz von besonderer Bedeutung, da dies den einzigen Weg darstellt, wie der Energiebedarf dieses Sektors bei beiden Szenarien gedeckt werden kann.

Aufgrund der gehobenen Ansprüche an die Wirtschaftlichkeit werden Maßnahmen in der Produktion jedoch erst umgesetzt, wenn diese nach den innerbetrieblichen Richtlinien als

rentabel gelten. Aus diesem Grund müssen zur Erreichung der Ziele Anreize gesetzt werden, sofern sich die Frage der Wirtschaftlichkeit nicht über den Energiepreis reguliert.

Die Energieeinsparungen im Produktionsbereich können durch eine Vielzahl von Entwicklungspfaden erreicht werden. Kurzfristig durch den Austausch alter Anlagen, in weiterer Folge jedoch durch eine Umstellung der Produktionsprozesse, dies hat in den meisten Fällen auch noch den positiven Nebeneffekt, dass es zu einer Senkung des Ressourcenverbrauchs führt. Felder, in welchen 2008 bereits eindeutig Handlungsbedarf sowie Reduktionspotenzial vorhanden sind (Wegener Zentrum, TU Graz, Joanneum Research , 2010 b):

- der Energiebedarf der Produktionsgebäude
- die Kraft-Wärmekopplungen zur Bereitstellung von Prozesswärme
- die inner - sowie außerbetriebliche Nutzung industrieller Abwärme
- Forcierung der Prozessintensivierung, Wärmerückgewinnung und Prozessintegration
- die Effizienzsteigerung der Antriebe

Eine gezielt, geplante Einbindung der zukünftigen Möglichkeiten einer Umstellung auf Erneuerbare Energieträger in die Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie, kann bereits jetzt den Grundstein für die 2050 zu erreichenden Ziele legen.

6.5 Energiewirtschaft

Da bis 2050 alle sich derzeit in Betrieb befindlichen konventionellen Großkraftwerke - mit oder ohne KWK - das Ende der technischen Lebensdauer in jedem Fall erreicht bzw. überschritten haben, besteht innerhalb des österreichischen Kraftwerksparks die notwendige Flexibilität, um Investitionsentscheidungen an die Anforderungen einer bis 2050 kontinuierlich steigenden Bedarfsdeckung durch erneuerbare Energien anpassen zu können. Eine 100 %-ige Energieversorgung Österreichs aus eigenen erneuerbaren Energieträgern - bei einer insgesamt deutlich höheren Bedeutung elektrischer Energie im Endenergiemix - erfordert dabei vor allem eine wesentlich stärkere Nutzung der im hohen Maße dargebotsabhängigen und fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft und Sonnenenergie. Zusätzlich wird der Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung vermehrt in wärmebedarfsorientiert betriebenen Erzeugungsanlagen erfolgen,

so dass sich sowohl Niveau als auch Struktur der sog. Residuallast¹¹ deutlich ändern wird. Die Residuallast ist dabei von den Kraftwerken zu decken, die unabhängig vom erneuerbaren Energieangebot bzw. der Wärmenachfrage eingesetzt werden können - dies sind heute konventionelle Großkraftwerke, Speicherkraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke.

Andererseits werden auch biomassebefeuerte Anlagen ihre Erzeugung an der zu deckenden Stromnachfrage orientieren müssen, wobei dies bei KWK-Anlagen ausreichend groß zu dimensionierende Wärmespeicher erfordert. Regenerativ erzeugtes Methan (SNG) wird wahrscheinlich aufgrund der Wirkungsgradkette und aufgrund anderer zur Verfügung stehender Stromerzeugungsmöglichkeiten (Wasser, Wind, PV, direkte Biomassenutzung, tiefe Geothermie) nicht zur Stromerzeugung sondern vor allem im industriellen Bereich eine Substitution von Erdgas, Heizöl und Steinkohle ermöglichen (z. B. Stahlindustrie). Die Rolle der zentralen KWK-Anlagen im Bereich der Fernwärmeversorgung städtischer Ballungsräume wird demgegenüber maßgeblich von der technischen Entwicklung dezentraler KWK-Technologien und dem Wärmebedarf bestimmt werden.

Parallel zum Ausbau des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind begleitende infrastrukturelle Maßnahmen umzusetzen. Neben dem Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten für einen tageszeitlichen und saisonalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage sind die Übertragungs- und Verteilnetze zum einen auf den steigenden Anteil dezentraler Stromerzeugung und zum anderen auf die Entstehung neuer Erzeugungsschwerpunkte vorzubereiten. Für den großräumigen Abtransport der Windleistung zu den Verbrauchsschwerpunkten bzw. zu den Speicherstandorten wird z.B. eine massive Verstärkung der Übertragungsnetze erforderlich sein.

Für den saisonalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage werden neben Pumpspeicherkraftwerken auch regenerativ erzeugtes Methan (SNG) eine wesentliche Rolle spielen. Auch wenn der Gesamtwirkungsgrad der Energiewandlungskette unter dem von Pump- oder Batteriespeichern liegt, besteht durch die Möglichkeit der Nutzung vorhandener Infrastruktur ein hohes Synergiepotenzial mit der heutigen Erdgasversorgungsstruktur. Beispielsweise entsprechen die in Österreich bereits heute verfügbaren Erdgasspeicherkapazitäten (rund 40 TWh) mehr als 50 % des derzeitigen jährlichen Strombedarfs.

¹¹ Als Residuallast bezeichnet man die Differenz zwischen Gesamtlast und der Einspeisung aus nicht disponiblen Erneuerbaren Energien sowie wärmegeführter KWK-Anlagen. Die nicht gegebene Disponibilität Erneuerbarer Energien kann dabei einerseits durch die stochastische Angebotscharakteristik (z. B. Wind, Sonne, Laufwasser) begründet sein. Andererseits führen auch Fördersysteme ohne Anreize für eine am Verbrauch orientierte Erzeugung (d. h. der Anlagenbetreiber erhält unabhängig vom Zeitpunkt der Erzeugung dieselbe Einspeisevergütung) zu einer aus Sicht des Gesamtsystems nicht disponiblen Erzeugung.

Für den kurzfristigen Ausgleich der Flexibilitäten werden neben Pumpspeicherkraftwerken auch neue Speichertechnologien (z. B. dezentrale stationäre und (elektro)-mobile Batteriespeicher), Demand-Side-Management und Demand-Response sowie eine bedarfsorientierte Reduktion der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energien beitragen. Auch können bestimmte Produktionsmedien, wie Druckluft, Wärme, Kälte, bei Vorhandensein der entsprechenden Speicherkapazitäten zeitversetzt zur Nachfrage erzeugt werden. Die Technologien zur Umsetzung dieser Konzepte sind heute bereits verfügbar, die erforderliche Intelligenz wird durch Funktionalitäten von Smart Grids bereitgestellt werden. Neben industriellen und gewerblichen Produktionsprozessen werden auch die Haushalte einen Beitrag zur Flexibilisierung der Nachfrage leisten können. Zeitunkritische Prozesse wie Waschen, Spülen oder Trocknen können über Smart Meter gesteuert werden, wenn die hierfür notwendige IT-Architektur in den Haushaltsgeräten implementiert wird. Daneben werden auch Wärmepumpen in Verbindung mit ausreichend dimensionierten Wärmespeichern zu einer flexibleren Nachfragestruktur- und Steuerung beitragen.

7 Zusammenfassung

Szenarien des Energiebedarfs und deren Grundannahmen

Die Bandbreite des Bedarfs an Energiedienstleistungen für das Jahr 2050 wurde über drei Szenarien dargestellt, wobei nur das Konstant und Wachstums Szenario durchgängig berechnet wurden:

- Konstant Szenario: Niveau der Energiedienstleistung von Mobilität und Gebäuden bzw. Bruttowertschöpfung der Industrie 2050 wie 2008.
- Wachstums Szenario: konstantes Wachstum der Energiedienstleistung von Mobilität und Gebäuden und Bruttowertschöpfung der Industrie bis 2050 mit 0,8 % p.a., d.h. Anstieg um knapp 40 % gegenüber 2008.
- Effizienz-Wachstum wie Wachstums Szenario aber mit erhöhter Effizienz.

Der Endenergiebedarf für die definierten Energiedienstleistungen ergibt sich für 2050 damit zum einen aus einer Erhöhung der Effizienz (= Energieeinsparung) von Technologien, zum andern durch eine Verschiebung hin zu verbrauchsärmeren Technologien.

Im Bereich der privaten Mobilität kann der Energieverbrauch durch eine Verlagerung des Modal Splits und eine starke Verringerung des Flottenverbrauchs nachhaltig verringert werden. Der PKW-Verkehr könnte und müsste hohe Anteile elektrisch bewältigen. Damit werden die knappen möglichen Mengen an verfügbaren heimischen Kraftstoffen aus erneuerbaren Rohstoffen für schwere Nutzfahrzeuge und Maschinen in Land- und Bauwirtschaft frei, wo eine Elektrifizierung deutlich schwieriger wäre. Bei PKW ergibt sich so ein hoher Anteil von Plug-In Hybridfahrzeugen und reinen Elektrofahrzeugen. Verbrennungsmotorisch gefahrene Strecken müssten im Mittel mit etwa 3 ltr/100 km, elektrisch gefahrene Kilometer mit ca. 0,12 kWh/km zurückgelegt werden. Zusätzlich erfolgt auch noch eine starke Verlagerung auf öffentlichen Verkehr (ÖV) und nichtmotorisierten Individualverkehr (NMIV) auf einen Anteil von knapp 50 % (Konstant), bzw. über 60 % (Wachstum). Im Bereich des Güterverkehrs erfolgt eine fast vollständige Verlagerung des Straßenfernverkehrs auf die Schiene bzw. Schifffahrt und eine Verringerung des Flottenverbrauchs. Betrachtet werden auch mobile Maschinen und Geräte, Flugverkehr und Pipelines. Der regionale Flugverkehr wird in beiden Szenarien fast vollständig auf die Schiene verlagert. Insgesamt ergibt sich aus den beschriebenen Änderungen für das Konstant Szenario eine Verringerung des Energiebedarfs für Mobilität um über 70 %, im Wachstumsszenario um etwa 2/3.

Im Gebäudebereich geht durch die thermische Sanierung der durchschnittliche Heizenergiebedarf von derzeit etwa 144 kWh/m².a auf 61 kWh/m².a im Konstant Szenario und auf 49 kWh/m².a im Wachstums Szenario bis 2050 zurück. Der Kühlbedarf wird trotz des Klimawandels aufgrund der besseren Gebäudehüllen als leicht fallend angenommen. Der Strombedarf für Wohn- und Dienstleistungsgebäude wird sich bis 2050 insgesamt um knapp 20 % (Konstant Szenario) bzw. 7 % (Wachstums Szenario) reduzieren. Damit sinkt der

Gebäudeenergiebedarf um 51 % im Konstant- bzw. um 44 % im Wachstums Szenario. Die Beheizung des Gebäudebereichs erfolgt im Wachstums Szenario fast ausschließlich mit einer Kombination aus Wärmepumpe und Solarthermie, da die Biomasse für Mobilität und Industrie benötigt wird.

Im Produktionsbereich wird – in Anlehnung an die Vorgaben der Energieeffizienzrichtlinie der EU – von einer Effizienzverbesserung von 1 % p.a. ausgegangen, damit reduziert sich der Energiebedarf im Konstant Szenario um 35 %. Dies ist auf das stete Bestreben zurückzuführen, Produktionskosten zu senken und daraus resultierend Prozesse energieeffizienter zu gestalten. Im Produktions-Wachstums Szenario sinkt trotz einer unterstellten jährlich um 0,8 % steigenden Bruttowertschöpfung der Energiebedarf um 2,3 % bis 2050 gegenüber 2008.

Insgesamt verringert sich der Endenergiebedarf 2050 damit von ca. 1 100 PJ im Jahr 2008 um 53 % auf 497 PJ (Konstant Szenario) bzw. 38 % auf 647 PJ (Wachstums Szenario). Durch zusätzliche Effizienzmaßnahmen könnte er noch weiter verringert werden.

Nur bei einer Umsetzung dieser Effizienzsteigerungen können genug erneuerbare Energieträger zur Abdeckung der Energiedienstleistungen zur Verfügung gestellt werden, um in Folge Energieautarkie für Österreich zu erreichen.

Energiesystem 2050 für das Konstant Szenario und das Wachstums Szenario

Biomasse und Wasserkraft decken in beiden Szenarien deutlich mehr als die Hälfte des Primärenergiebedarfs.

Im Konstant Szenario muss die Biomassenutzung von 216 PJ im Jahr 2008 um 13 % auf 244 PJ ausgeweitet, die Stromproduktion aus Wasserkraft von derzeit 38 TWh auf knapp 45 TWh ausgebaut werden. Die Windkraftherzeugung steigt um mehr als das fünffache auf über 13 TWh, Photovoltaik trägt mit 16 TWh über 500-Mal mehr zur Stromproduktion bei als 2008. Auch die Wärmenutzung aus Solarthermie (Zuwachs um den Faktor 10) und Wärmepumpen (Faktor 8) erhöht sich gegenüber dem Basisjahr markant.

Im Wachstumsszenario werden die erneuerbaren Energiepotenziale noch stärker ausgeschöpft: Die Biomasseproduktion erhöht sich um 36 % auf 293 PJ und schöpft damit 95 % des verfügbaren Potenzials aus – dabei wird angenommen, dass nur landwirtschaftliche Überschussflächen genutzt werden und die Flächen für die Nahrungs- und Futtermittelproduktion gegenüber 2008 konstant bleiben. Die Wasserkraft wird auf 177 PJ (fast 50 TWh) ausgebaut und nutzt damit knapp 90 % des mit 56 TWh/a angegebenen ausbauwürdigen Potenzials. Das Windkraftpotenzial ist mit über 14 TWh/a, das Photovoltaikpotenzial mit fast 20 TWh/a ebenso zu 80 bzw. 85 % genutzt. Ähnliches gilt für die Nutzung von Solarthermie (75 PJ). Oberflächennahe Geothermie (68 PJ) ist durch den Strombedarf in ihrer Nutzung limitiert. Zusätzlich leistet in diesem Szenario mit der Stromerzeugung aus „Tiefer Geothermie“ eine weitere erneuerbare – und aus heutiger Sicht noch als extrem teuer zu bewertende – Energiequelle mit 71 PJ einen deutlichen Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs.

An neuen Umwandlungstechnologien kommt die Erzeugung von CH₄ und längerkettigen Kohlenwasserstoffen aus Elektrizität und CO₂ sowie die Erzeugung von 2nd generation fuels aus Biomasse zum Einsatz.

Die notwendigen ökonomischen und organisatorischen Randbedingungen zur Erreichung des Ausbaus dieser Technologien sollten in weiteren Studien untersucht werden.

Nicht im Flussbild eingetragen ist der notwendige Ausbau der Pumpspeicherkraftwerke zum Ausgleich der Volatilität der Stromerzeugung von Photovoltaik, Wasserkraft und Windenergie. Die derzeitige Pumpspeicherleistung von etwa 3,8 GW würde sich im Konstant Szenario auf 7 GW und im Wachstums Szenario auf 9 GW erhöhen.

Maßnahmen

Die für Energieautarkie notwendigen Rahmenbedingungen erfordern engagierte, klare und eindeutige politische Entscheidungen und Weichenstellungen. Das betrifft u.a. ökonomische Instrumente (z.B. Energiepreise), Vorschriften, Infrastrukturinvestitionen (v.a. im Bereich Mobilität, Stromnetzinfrasturktur; Energiespeicher) und verstärkte Energieforschungsanstrengungen. Um die soziale Akzeptanz für die zu ergreifenden Maßnahmen zu erhöhen sind zielgruppenspezifisch abgestimmte Informationsaktivitäten sowie bewusstseinsbildende Maßnahmen zu initiieren. Es ist sorgfältig abzuwägen, ob höhere Potentialerschließungen oder aber weiter reichende Effizienzanstrengungen höhere Akzeptanz finden.

Die starke Erhöhung der Effizienz durch Verringerung des Flottenverbrauchs der Mobilität (sprich kleinere und effizientere private Fahrzeuge) ist zwar eine Maßnahme, die jedem Privaten eine Kostenersparnis bringt, jedoch einen gesellschaftlichen Wertewandel erfordert. Die Verlagerung des Güter-Fernverkehrs von der Straße auf die Schiene sowie des Personen- und Güterverkehrs vom Flugverkehr auf die Schiene würde einen starken Ausbau der Infrastruktur der Bahn erfordern.

Die Einsparungen im Bereich Gebäude und Produktion werden vergleichsweise einfacher zu erreichen sein. Die Erhöhung der Rate für hochwertige thermische Sanierungen im Gebäudebereich auf die von der Bundesregierung bereits in der Energiestrategie skizzierten 3 % p.a. ist jedenfalls notwendig. Im Produktionsbereich ist die Reduktion des Energiebedarfs auf die ständige Verbesserung der Produktionsprozesse zurückzuführen, die Entwicklung und Marktdurchdringung effizient gestalteter technologischer Lösungen leistet dazu einen erheblichen Beitrag. Mit dieser Effizienzsteigerung in allen Sektoren kann der verbleibende Energiebedarf durch erneuerbare Energieträger gedeckt werden.

Die Berechnungen zeigen, dass Energieautarkie in Österreich machbar ist, aber der Spielraum relativ klein ist. Dies liegt u.a. daran, dass Österreich – etwa im Unterschied zu andern EU-Mitgliedstaaten – über keine Möglichkeiten der Offshore-Windenergienutzung verfügt sowie aufgrund des geringen Direktstrahlungsanteils von der Sonne keine solarthermische Stromerzeugung einsetzen kann. Bei einer noch weiteren Erhöhung des Energiedienstleistungs-

niveaus oder bei geringeren als die in dieser Studie angenommenen Effizienzsteigerungen stößt man an die Grenzen der vorhandenen Potentiale an erneuerbaren Energieträgern.

Aussagen hinsichtlich Kosten und Nutzen auf makroökonomischer Ebene sind derzeit noch verfrüht und erfordern noch weitere Analysen.

.

8 Literatur

- Amann, W. (2009)** ClimReg Workshop zur Erarbeitung von Maßnahmen für das Land Steiermark.
- Amann, W. und Weiler, T. (2009)** ZUWOG Zukunftsfähige Wohngebäudemodernisierung - Kapitel 6 – Rahmenbedingungen.
- Austrian Energy Agency (2010)** Visionen 2050 – Identifikation von existierenden und möglichen zukünftigen Treibern des Stromverbrauchs und von strukturellen Veränderungen bei der Stromnachfrage in Österreich bis 2050
- Austropapier (2000)** Austropapier Zeitschriftenverlag: Die österreichische Papierindustrie 1999, Sonderheft 2000. Wien, 2000
- Austropapier (2007)** Vereinigung der Österreichischen Papierindustrie (Austropapier): Die österreichische Papierindustrie 2007 – Jahresbericht, 2007
- Bausozialpartner (2008)** Förderungsprogramm der Bau-Sozialpartner an Bund und Länder: Maßnahmenpaket zur Reduktion des Energieverbrauchs im Gebäudesektor.
- BGBI. II Nr. 39 (2008)** Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft über Deponien (Deponieverordnung 2008)
- BEV (2007)** Bundesamt für Eich- und Vermessungswesen: Grundstücksdatenbank, Persönliche Mitteilung von Frau Bauernberger, August 2007
- BMLFUW (2000)** Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, (BMLFUM): Persönliche Mitteilung von Fr. Koller-Reimel, Februar 2000
- BMLFUW (2007)** Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, (BMLFUM): Holzeinschlagsmeldung 2006, Wien, 2007/BMLFUW 2008a/ Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, (BMLFUM): Österreichischer Waldbericht 2008, Wien, 2008
- BMLFUW (2008a)** Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUM): Österreichischer Waldbericht 2008, Wien, 2008
- BMLFUW (2008b)** Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, (BMLFUM): Abfalldaten 2006, Aktualisierung des Bundesabfallwirtschaftsplanes Österreich 2006, 2008
- BMLFUW (2008e)** Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, (BMLFUM): Erneuerbare Energie 2020. Potenziale in Österreich, Wien, Mai 2008
- BMVIT (2007a)** Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie: Lärmschutzwände an Autobahnen und Schnellstraßen, Persönliche Mitteilung von Hr. Liebert, August 2007

BMVIT (2010) Radverkehr in Zahlen - Daten, Fakten und Stimmungen vom Bundesministerium für Verkehr Innovation und Technologie, Wien, August 2010

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (1999): Betriebsstatistik: verschiedene Jahre, letzte Ausgabe: 1999. Wien.

Chisti Y. (2010) Fuels from microalgae. Biofuels 1(2), 233-235

Czerny, Margarete und Weingärtler, Michael (2007) Wohnbau und Wohnhaussanierung als Konjunkturmotor.

Der Bund und die Länder (2009) Vereinbarung gemäß Art. 15a B-VG zwischen dem Bund und den Ländern über Maßnahmen im Gebäudesektor zum Zweck der Reduktion des Ausstoßes an Treibhausgasen.

Doty F. D., Holte L., Shevgoor S. (2009) Securing our transport future by using off-peak wind energy to recycle CO₂ into fuels. Proceedings of the ASME 2009 3rd International Conference of Energy Sustainability. July 19-23, 2009, San Francisco, California USA

DTV-Verkehrsconsult GmbH (2009) Auswertung und Darstellung der Ergebnisse der automatischen Straßenverkehrszählung 2008, Aachen 2009

EEG (2010) Statistik Austria, Energiebilanzen 1970-2008, EEG-Datenbank TU Wien Stand 2010

EEG (2010a) Statistische Nachrichten 2010 EEG-Datenbank TU Wien Stand 2010

E-Control (2007) Energie-Control GmbH: Zahlen, Daten, Fakten. Informationen zur österreichischen Elektrizitätsstatistik, www.e-control.at, Recherche Mai 2007 und Dezember 2007

E-Control (2008b) Energie-Control GmbH: Einspeisemengen von Windenergieanlagen in Österreich im Jahr 2006, Persönliche Mitteilung von Hr. Dr. Haber, März 2008

E-Control: www.e-control.at,

EUROSTAT (2008) Eurostat: Brachflächen in Österreich für die Jahre 2002-2006, Datenbankabfrage, 2008

FBVA (2000) Institut für Waldinventur der Forstlichen Bundesversuchsanstalt - Österreichisches Waldforschungszentrum: Holzzuwachs in Österreich, Persönliche Mitteilung von Hr. Schieler, Mai 2000

FBVA (2008) Forstliche Bundesversuchsanstalt, Institut für Waldinventur – Österreichisches Waldforschungszentrum: Österreichische Waldinventur 2000-2002 (<http://bfw.ac.at/rz/bfwcms.web?dok=4303>), Wien, 2008

Fechner, H., Lugmaier, A., Suna, D., Resch, G., Haas, R., Lopez-Polo, A (2007) Technologie-Roadmap für Photovoltaik in Österreich, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Berichte aus Energie- und Umweltforschung 28/2007

Fink, C., Müller, Th., Weiss, W. (2008) Solarwärme 2020, Technologie- und Umsetzungsroadmap für Österreich, im Rahmen des klima:aktiv Programms solarwärme im Auftrag des Bundesministeriums für Land und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft

Friedwagner, A., Kanonier, A., Langthaler, T., Weixelbaumer N. (2005) KORS - Verkehrsreduktion durch kompakte Raumstrukturen. IPE (Integrierte Planung und Entwicklung Regionaler Transport- und Versorgungssysteme) Ges.m.b.H., Wien.

Goldbrunner J. (2008) **Arbeitsunterlagen zu EFG-Projekt 10-72:** Stand und Perspektiven regenerativer Energien in Österreich - Geothermie. Geoteam, Gleisdorf, 2008

Hall et al. (1993) Hall D.O. et al: Biomass for Energy; in: Johansson, T. B. et al: Renewable Energy - Sources for Fuels and Electricity. Island Press, Washington, 1993

Hantsch, Moidl (2007) Das realisierbare Windkraftpotenzial in Österreich bis 2020. Kurzstudie, St. Pölten, Juli 2007

Harrer, C., S-Bausparkasse (2009) Studie Wohnen und Finanzieren. Wien

Hausberger S.(2003) Simulation of Real World Vehicle Exhaust Emissions; VKM-THD Mitteilungen; Heft/Volume 82; Verlag der Technischen Universität Graz; ISBN 3-901351-74-4; Graz 2003

Hausberger S. (2005) Scenarios for the Transport Sector in Austria 1990 to 2020; Erstellt im Auftrag der Umweltbundesamt GmbH; Graz Dez. 2005

Hausberger S. (2008) Aktualisierung der Emissionsdaten und Modellberechnungen zum Verkehr in Österreich 2005 -Trends und Ausblick bis 2030; im Auftrag des Lebensministeriums, Report Nr. I-01/2008 , TU-Graz; Graz 2008

Hausberger S. (2010) Straßenverkehrsemissionen und Emissionen sonstiger mobiler Quellen Österreichs für die Jahre 1990 bis 2009; im Auftrag des Umweltbundesamtes, Endbericht in Arbeit, Graz 2010

Hausberger S., Kofler T. (2006) Fuel Consumption and Emissions of Modern Vehicles; Part "Passenger Cars"; Project carried out under contract with BMLFUW: Report No. FVT-29/04-6770 from 30.1.2006

Hausberger S., Macher T. (2008) Emissionen sonstiger mobiler Quellen Österreichs gemäß CORINAIR-Methodik – für die Jahre 1990 bis 2007; Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamtes; Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik der TU-Graz; Dezember 2008

Hausberger S., Rexeis M., Zallinger M., Luz R. (2009) Emission Factors from the Model PHEM for the HBEFA Version 3. Report Nr. I-20/2009 Haus-Em 33/08/679 from 07.12.2009

Heimrath R.; Heinz A.; Mach T.; Streicher W.; Fink Ch.; Riva R. (2002) Forschungsprojekt Solarunterstützte Wärmenetze, Endbericht. Institut für Wärmetechnik, TU Graz

Jungmeier et al. (1996) GEMIS-Österreich Energetische Kennzahlen im Prozeßkettenbereich Nutzenergie-Energiedienstleistung. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Jugend und Familie, Graz, 1996

Kaltschmitt, M., Streicher, W., (Hrsg) (2009) Regenerative Energien in Österreich, Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung, Viehweg+Teubner Verlag, ISBN 978-3-8348-0839-4 (VIS 112435)

Kaltschmitt, M., Streicher, W., Wiese, A., (Hrsg) (2006) Erneuerbare Energien, Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 4. Auflage, Springer Verlag, ISBN-10 3-540-28204-1

Keller M., Hausberger S. et.al. (2010) Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs 3.1 Dokumentation; <http://www.hbefa.net/>; Jänner 2010

Kury G.; Dobesch H.(1999) Das Windenergiepotential in Österreich - seine Erfassung und regionale Verteilung. in: e&i (1999)

Mach Th. (2008). Die thermische Simulation als Planungsinstrument des Hochbaus. Dissertation am Institut für Wärmetechnik, TU Graz

Melios G., Hausberger S., Keller M. et.al. (2010) Parameterisation of fuel consumption and CO₂ emissions of passenger cars and light commercial vehicles for modelling purposes; report carried out under contract with Joint Research Centre; Ispra; 2010

Müller A. (2009) Heizen 2050 – Wärmededarf des österreichischen Gebäudebestandes bis 2050, EEG, TU Wien; Energiegespräche Technisches Museum Wien, 29.09.2009, Wien.

Müller T., Weiß W., Schnitzer H., Brunner C., Begander U., Themel O. (2004) Produzieren mit Sonnenenergie - Potenzialstudie zur thermischen Solarenergienutzung in österreichischen Gewerbe- und Industriebetrieben. Projekt im Rahmen „Fabrik der Zukunft“ des BMVIT, AEE-INTEC Gleisdorf, 2004

Munoz, P, Steininger, K.W. (2010) Austria's CO₂ responsibility and the carbon content of its international trade, Ecological Economics, Volume 69, Issue 10, 15 August 2010, Pages 2003-2019. doi:10.1016/j.ecolecon.2010.05.017

Oberhuber, Andreas (2007) Der mittelfristige Bedarf an Mitteln der Wohnbauförderung unter Berücksichtigung der Bevölkerungsentwicklung und der Sanierung.

ÖNORM M 7103 (1991) Österreichisches Normungsinstitut: ÖNORM M 7103 Grundbegriffe der Energiewirtschaft - Wasserkraftwirtschaft. Wien, 1991

ÖNORM B 8110-5 (2007) Wärmeschutz im Hochbau, Teil 5: Klimamodell und Nutzungsprofile. Wien, 2007

Pöyry Energie GmbH (2008) Wasserkraftpotenzialstudie Österreich (Kurzfassung), im Auftrag von VEÖ, BMWA, E-Control, Kleinwasserkraft Österreich und VÖEW, Mai 2008

Prenninger P., Huss A. (2010) NANUPOT; technische Analyse; Potenziale effizienter Nutzfahrzeugantriebe für einen nachhaltigen Straßenverkehr bis 2050; Workshopunterlagen; TU-Wien; 29.10.2010

Radler S. (1981) KWKW-Projektierung und Entwurf. Institut für Wasserwirtschaft, Universität für Bodenkultur, Wien

Rat der Europäischen Union, (2009) Tagung des Europäischen Rates 29./30. Oktober 2009, Schlussfolgerungen des Vorsitzes, 15265/1/09 REV 1 CONCL 3

Rexeis M.(2009) Update der Emissionsfaktoren von schweren Nutzfahrzeugen (SNF) für das Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (HBEFA) Version 3. Erstellt im Auftrag von Umweltbundesamt GmbH und BMVIT (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie). Bericht Nr. I-14/09/Rex-Em 10/08/679 vom 12.10.2009

Reith J.H. et al. (2004) Microalgal mass cultures for co-production of fine chemicals and biofuels & water purification. CONON Symposium "Marine Biotechnology", 25th March 2004, Wageningen

Schattauer, A., Wilfert, R. (2003) Biogasgewinnung aus Gülle, organischen Abfällen und aus angebaute Biomasse – Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse-, Leipzig, Dezember 2003

Schiller G. (1994) Vorlesungsunterlagen zu Energiewasserwirtschaft. Institut für Wasserwirtschaft, Universität für Bodenkultur, Wien

Schriefl, E. (2007) Modellierung der Entwicklung von Treibhausgasemissionen und Energieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser im österreichischen Wohngebäudebestand unter der Annahme verschiedener Optimierungsziele. Dissertation, EEG, TU Wien.

Schwingshackl, M. (2009) Simulation von elektrischen Fahrzeugkonzepten für PKW - Verbesserungspotential der Elektromobilität bei Verbrauch und Emissionen im Lebenszyklus, Diplomarbeit am Institut für Verbrennungskraftmaschinen und Thermodynamik der TU Graz

Statistik Austria (2004) Gebäude- und Wohnungszählung Hauptergebnisse Österreich 2001, Tabelle B13c. Wien, 2004

Statistik Austria (2006) Agrarstrukturerhebung 2005, Wien 2006

Statistik Austria (2007) Gebäudeflächen aus Häuser- und Wohnungszählung 1991, Persönliche Mitteilung von Fr. Mahidi, November 2007

Statistik Austria (2007a) Ergebnisse der Wohnungserhebung im Mikrozensus, Jahresdurchschnitt 2006, Wien

Statistik Austria (2007b) HGS-Auswertung für Österreich. Stand Juli 2007

Statistik Austria (2007c) Statistik Austria : Statistik der Landwirtschaft 2006, Wien, 2007

Statistik Austria (2008) Anzahl Gebäude aus Häuser- und Wohnungszählung 1991, Persönliche Mitteilung von Fr. Janecek, Februar 2008

Statistik Austria (2008a) Energiestatistik: Energiebilanzen Österreich 1970 bis 2007. Erstellt am 03.12.2008

Statistik Austria (2009a) Gesamtenergiebilanz 1970-2008.

Statistik Austria (2009b) Heizungen 2007/2008 nach Bundesländern, verwendetem Energieträger und Art der Heizung - Ergebnisse für Österreich.

Statistik Austria (2009c) Verteilung des Stromverbrauchs 2008 nach Verbrauchskategorien.

Statistik Austria (2009d) Nutzenergieanalyse 2008 nach Verbrauchskategorien.

Statistik Austria (2009e) Standard-Dokumentation-Metainformationen (Definitionen, Erläuterungen, Methoden, Qualität) zu den Energiebilanzen, Statistik Austria, Wien

Statistik Austria (2010) Energetischer Endverbrauch 2005 bis 2008 nach Energieträgern und Nutzenergiekategorien für Österreich

Statistik Austria (2010a) Bewilligte Wohnungen in neuen Wohngebäuden und bewilligte Bruttogeschoßflächen neuer Gebäude.

Statistik Austria (2010b) Jahresdurchschnittsbevölkerung seit 1981 nach Geschlecht, breiten Altersklassen und Staatsangehörigkeit.

Statistik Austria (2010c) Wohnungen und Nutzfläche nach Art des (Wohn-)Gebäudes, Heizungsart, Bauperiode. Modifizierte statistische Tabellen gemäß Gebäude- und Wohnungszählung 2001. Wien Persönliche Mitteilung von Herrn Janik.

Statistik Austria (2010d) Auskunft zu Daten über Wärmepumpen, Stromverbrauch und Kühlbedarf der österreichischen Haushalte. Persönliche Mitteilung von Frau Wegscheider

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2010) Baugenehmigungen Deutschland 2009. URL: http://www.statistik-portal.de/statistik-portal/de_zs08_bund.asp, abgerufen im November 2010.

Sterner, M. (2009) Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems - limiting global warming by transforming energy systems. Kassel University, Dissertation. <http://www.upress.uni-kassel.de/publi/abstract.php?978-3-89958-798-2>

Sterner M. et al. (2010) Erneuerbares Methan. Solarzeitalter 1/2010, p 51

Sterner M. (2010a) Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energie auf konventionelle Kraftwerke – Lösungen zur EE Integration. Forum Zukunftsenergien Berlin, 21.04.2010

Stranner (2010) Ergebnisse zur Energieprognose Österreich, Vorabergebnisse zur Verfügung gestellt vom Umweltbundesamt; Wien 2010

Streicher W., Mach T., Schweyer K., Heimrath R., Kouba R., Thür A., Jähnig D., Bergmann I., Suschek-Berger J., Rohrer H., Krapmeier H. (2004): Benutzerfreundliche Heizungssysteme für Niedrigenergie- und Passivhäuser. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, Graz

Streicher W., et al. (2008) Der zukünftige Wärme- und Kältebedarf von Gebäuden - Teil: Gebäudeanalyse. Graz

Töglhofer C., Streicher W., Gobiet A., Habsburg-Lothringen C., Heimrath R., Michlmair M., Prettenthaler F., Schranzhofer H., Truhetz H (2008) „heat.AT“: Die Auswirkungen des Klimawandels auf Heiz- und Kühlenergiebedarf in Österreich. Graz.

Umweltbundesamt (2009) Energiewirtschaftliche Inputdaten und Szenarien als Grundlage zur Erfüllung der Berichtspflichten des Monitoring Mechanisms. Wien

VDI-Richtlinie 4640 (2001) Thermische Nutzung des Untergrunds, Blatt 1 und 2. Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2001

VEÖ (2007c) Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs: Stand und Perspektiven der regenerativen Energien in Österreich, Protokoll zum Experten-Workshop, Wien, 25. Oktober 2007

Voss, K. et al. (Hrsg.) (2005) Bürogebäude mit Zukunft. Köln : TÜV-Verlag, 2005.

Wegener Zentrum, TU Graz, Joanneum Research (2010a) Erläuterungen zum Klimaschutzplan Steiermark 2010, Teil 3: Mobilität. Studie im Auftrag der Steiermärkischen Landesregierung, Graz, Mai 2010.

Wegener Zentrum, TU Graz, Joanneum Research (2010b) Erläuterungen zum Klimaschutzplan Steiermark 2010, Teil 5: Produktion. Studie im Auftrag der Steiermärkischen Landesregierung, Graz, Mai 2010.

ZAMG (2010) Homepage der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, Wien (<http://www.zamg.ac.at/>).

Das Projekt wurde abgewickelt über die

