

Entwurf 22.06.2009

Arbeitsgruppe 3 Konventionelle Energie

Zusammensetzung

Arbeitsgruppe 3: Konventionelle Erzeugung					
Moderation	Christian Nohel				
Termine	1. Termin 24.06.2009 9:00-13:00	2. Termin 20.07.2009 14:00-18:00	3. Termin 02.10.2009 9:00-13:00		
Vorname	Name	Institution	VertreterIn	Telefon	E-Mail
Gudrun	Senk	Wienstrom GmbH	Fachliche Arbeitsgruppenleiterin	01/ 4004-30219	gudrun.senk@wienstrom.at
Walter	Schandel	BMWFJ	BMWFJ	01/ 71100-3070	walter.schandel@bmwfj.gv.at
Christopher	Lamport	BMLFUW/ Abteilung V/4: Immissions- und Klimaschutz	BMLFUW	01/ 51522-1724	christopher.lamport@lebensministerium.at
Andreas	Eigenbauer	Stadt Wien/ Landesenergiebeauftragter	BundesländervertreterIn	01/ 4000 270 30	andreas.eigenbauer@wien.gv.at
Cristina	Kramer	WKO	Sozialpartner	05 90 909 3460	cristina.kramer@wko.at
Dominik	Pezenka	BAK	Sozialpartner	01/ 50165-2224	dominik.pezenka@akwien.at
Thomas	Müller	VEÖ	Interessensvertretung	01/ 501 98 220	t.mueller@veoe.at
Alexander	Wallisch	Fernwärme Wien GmbH	Unternehmen	01/ 313 26-0	alexander.wallisch@fernwaermewien.at
Wolfgang	Ernst	OMV AG	Unternehmen	01/ 40440-21433	wolfgang.ernst@omv.com
Jurrien	Westerhof	Greenpeace	NGO	01/ 545 45 80	jurrien.westerhof@greenpeace.at
Herbert	Greisberger	OEGUT	Fachinstitution	01/ 315 63 93-13	herbert-greisberger@oegut.at
Adolf	Aumüller	EVN AG/ VEÖ	Unternehmen	02236/ 200-12315	adolf.aumueller@evn.at
Gabriele	Windisch	RAG - Rohöl-Aufsuchungs AG	Unternehmen	01 /501 16 246	gabriele.windisch@rohoel.at

Zeitplan

24. Juni 2009 – 9.00 – 13.00

Ort: im Sitzungssaal der Sektion IV des Bundesministeriums für Wirtschaft, Familie und Jugend, (Mezzanin, Schwarzenbergplatz 1, 1015 Wien)

20 Juli 2009 – 9.00 – 13.00

Ort: Sitzungsraum BMLFUW, Zi. 139, 1. Stock, Stubenbastei 5, 1010 Wien

02. Oktober 2009 – 9.00 – 13.00

Ort: noch nicht festgelegt

Ziele

Die sichere Versorgung mit Energie ist für die heutige Energie-, Dienstleistungs- und Informationsgesellschaft von existenzieller Bedeutung. Auch im Jahr 2020 werden fossile Energieträger 66 Prozent des Energiesystems, auch gemäß den EU-Energiezielen, mit Strom Wärme und Treibstoffen versorgen.

Versorgungssicherheit

Die Sicherheit der Versorgung mit Energie und die Vorsorge für Krisenfälle zählen zu den zentralen Anforderungen an eine zukünftige Energieversorgung. Mit der Versorgungssicherheit ist eine besondere volkswirtschaftliche Verantwortung verbunden. Bei der Entwicklung der Energiestrategie müssen diese Aspekte gleichrangig mit den Zielen in den Bereichen Energieeffizienz, Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien und Reduktion der Treibhausgasemissionen betrachtet werden. Versorgungssicherheit und Krisenvorsorge müssen daher für alle Energieträger erhöht werden. „Konventionelle“ Energieträger (fossile Brennstoffe) werden auch in Zukunft eine maßgebliche Rolle bei der Bereitstellung von Energie spielen. Der Umbau eines Energiesystems kann ohne größere Friktionsprobleme nicht in wenigen Jahren erfolgen, wichtige Weichstellungen müssen daher kontinuierlich und rechtzeitig gestellt werden

Die inländische Produktion von Kohlenwasserstoffen sowie die Verarbeitung von Mineralölprodukten mit einem Wert der abgesetzten Produktion von über 8 Mrd. Euro im Jahre 2007 eine energiewirtschaftlich bedeutende Säule der Wertschöpfung im österreichischen Energiesektor. Gleichzeitig belasten die in den letzten Jahren rasant gestiegenen Energieimporte auf einen Wert von mehr als 10 Mrd. Euro die österreichische Volkswirtschaft.

Die Versorgung mit eigenen Energieträgern, durch die Förderung von Öl und Gas ist eine wesentliche Maßnahme zur Darstellung von Versorgungssicherheit. Nachdem die eigene Energieaufbringung in diesen Bereichen nicht ausreicht und eine erhebliche, steigende Importabhängigkeit gegeben ist, ist es wesentlich eine sichere Versorgung mit fremden Energieträgern sicher zu stellen. Dabei ist die Diversifizierung der Energieträger, der Importländer und der Transportmittel von entscheidender strategischer Bedeutung.

Die Gaskrise 2009 hat gezeigt, dass es nicht nur darauf ankommt die Energiemengen insgesamt darzustellen, sondern auch zur rechten Zeit. Dementsprechend haben Energiespeicher erheblichen Wert für die Versorgungssicherheit. In der Abgrenzung zur Arbeitsgruppe Netze und Speicher sind daher die Pflichtnotstandsreserven für Erdöl, die Erdgasspeicherung und die Pumpspeicherkraftwerke wichtige Themenbereiche. Die Transportkapazitäten, um die nachgefragte Menge Energie in der geforderten Zeit zur Verfügung zu stellen, sind auch in Abstimmung mit den Arbeitsgruppen Netze und Speicher und den nachfrageseitigen Gruppen zu beachten.

Energieeffizienz

Eine positive Maßnahme zur Erhöhung der Versorgungssicherheit ist die Steigerung der Energieeffizienz. Dies gilt in gleichem Maße für die Effizienzsteigerung im Endverbrauch als auch beim Einsatz der Primärenergieträger in hocheffizienten Umwandlungsprozessen, bei der Minimierung der Transformationsverluste und der Nutzung von Nebenprodukten wie Wärme und Kälte. Die kombinierten Vorgaben aus dem Energie- und Klimapaket der EU geben dazu einen gemeinsamen Rahmen für den effizienten Energieeinsatz und die Treibhausgasreduktionen.

Die „konventionelle“ Erzeugung von Energie aus fossilen Ressourcen ist ein bedeutender Verursacher von Treibhausgasemissionen. Maßnahmen in diesem Sektor im Rahmen der Energiestrategie sollten daher auf eine Reduktion der THG-Emissionen ausgerichtet sein. Energieeffizienz sowie die Integration von erneuerbaren Energieträgern muss daher auch in dieser Arbeitsgruppe ein zentrales Thema darstellen.

Abgrenzung

In der österreichischen Klimastrategie Österreich ist die konventionelle Energieerzeugung im Sektor „Energieaufbringung“ erfasst. Ähnlich wie bei der energieintensiven Industrie gilt auch für diesen Sektor, dass der Großteil der darunter anfallenden THG-Emissionen dem Emissionshandel unterliegt. In diesen Sektor fallen die öffentliche Strom- und Wärmeproduktion (inklusive Abfallverbrennungsanlagen, welche nicht dem Sektor Industrie zugeordnet werden), die Öl- und Gasraffinerien, die Öl- und Gasförderung und der Eigenverbrauch des Sektors Energie.

Durch den Emissionshandel gibt es für den Großteil der Anlagen im Bereich der konventionellen Energieerzeugung bereits ein Instrument, das genaue Vorgaben für die zulässigen THG-Emissionen bis 2020 enthält. In der Kyoto-Periode von 2008 bis 2012 sind die Emissionen aus den im Emissionshandel erfassten Kraftwerken noch dem nationalen Kyoto-Ziel anzurechnen. Für den Zeitraum 2013 bis 2020 hingegen werden gemäß den Beschlüssen zum EU-Klima- und Energiepaket die unter den Emissionshandel fallenden Emissionen (i.W. energieintensive Industrie und fossile Stromproduktion) nicht mehr den einzelnen Mitgliedstaaten zugerechnet. Stattdessen wird es eine EU-weite Deckelung der Emissionen bzw. der zur Verfügung stehenden Emissionszertifikate geben, wobei die Höchstmenge zwischen 2013 und 2020 jährlich verringert wird, sodass im Vergleich zu 2005 bis 2020 eine Reduktion um 21% erzielt wird. Es wird allerdings wie bisher auch die Möglichkeit bestehen, in eingeschränktem Ausmaß (derzeit noch nicht genau quantifizierbar) Emissionszertifikate zuzukaufen, um Mehremissionen abdecken zu können¹.

Diese EU-weite Obergrenze lässt sich derzeit nicht auf Österreich umrechnen, da die Gesamtmenge nicht auf einzelne Mitgliedstaaten aufgeteilt wird. Stromproduzenten werden ab 2013 alle Zertifikate ersteigern müssen, während die teilnehmenden Industrieanlagen zumindest einen Teil ihrer Zertifikate weiterhin gratis erhalten werden, auf Basis noch genauer zu definierender Regeln.

Emissionshandelssystem

Von den THG-Emissionen des Sektors Energieaufbringung entfallen im Jahr 2007 rd. 12,0 Mio. Tonnen (85,4 %) auf Anlagen im Emissionshandel.

Betrachtet man die durchschnittlichen geprüften Emissionen von 2005–2007 und stellt sie der NAP I-Zuteilung gegenüber, so zeigt sich, dass die geprüften Emissionen im Periodenschnitt um ca. 5 % höher waren als die Zuteilung. Das bedeutet, dass zumindest ein Teil der Emissionshandelsbetriebe im Sektor Energieaufbringung zusätzliche Zertifikate zur Deckung ihrer Emissionen ankaufen musste. Die verifizierten Emissionsdaten aus dem Jahr 2008 zeigen folgendes Bild: die geprüften Emissionen liegen hier deutlich über der Anzahl der zugeteilten Zertifikate (rd. 7% bzw. rd. 600.000 t), sodass sich zur Deckung der Mehremissionen ein Zukaufsbedarf ergibt.

Anlagen und THG-Emissionen außerhalb des Emissionshandelssystem

Dieser Bereich umfasst die CO₂-Emissionen aller öffentlichen Kraft- und Fernwärmewerke und Anlagen zur Erdöl/Erdgasförderung, die nicht dem Emissionshandel unterliegen sowie die N₂O- und CH₄-Emissionen sämtlicher Anlagen des gesamten Sektors.

Bei den öffentlichen Kraft- und Fernwärmewerken handelt es sich dabei im Wesentlichen um Standorte mit einer Gesamt-Brennstoff-Wärmeleistung von weniger als 20 MW, Abfallverbrennungs-

¹ Anzumerken ist weiters, dass die Beschlüsse zum Klima- und Energiepaket im Falle des Abschlusses eines internationalen Klimaschutzübereinkommen (Kopenhagen-Konferenz Ende 2009), das für die EU ein über 20% hinausgehendes Reduktionsziel vorsieht, angepasst werden müssen. Das betrifft dann auch die Reduktionsziele für den Emissionshandel, wo es zu einer Verringerung der verfügbaren Höchstmenge an Emissionszertifikaten kommen würde und in weiterer Folge auch zu einer Verringerung der zur Verfügung stehenden Emissionszertifikate für die einzelnen Anlagen. Andererseits wäre davon auszugehen, dass in einem derartigen Szenario die Möglichkeiten für den Zukauf von Projektgutschriften deutlich erhöht würden.

Anlagen und Biomasse-Heiz(Kraft)werken. Bei den Anlagen zur Erdöl/Erdgasförderung handelt es sich um Anlagen zur Förderung von Erdgas und zum Betrieb des Erdgasnetzes.

Im Jahre 2007 stammen 2,06 Mio. t CO₂-Äquivalente aus diesen Quellen. Das entspricht 2,3 % der nationalen Gesamtemissionen. Die Emissionen des Nicht-EH-Bereiches sanken 2007 im Vergleich zum Vorjahr, gegenüber 2005 kam es allerdings zu einem Anstieg. Die Erhöhung gegenüber dem Wert des Jahres 2005 ist vor allem auf den Verbrauch des Sektors Energie, auf den Anstieg der N₂O- und CH₄-Emissionen und auf die Abfallverbrennung zurückzuführen. Durch die Inbetriebnahme neuer Abfallverbrennungsanlagen bis zum Jahr 2010 ist hier mit einer weiteren beträchtlichen Zunahme der Emissionen zu rechnen – die aber gleichzeitig zu einer ungleich höheren Abnahme der Emissionen im Sektor Abfallwirtschaft führt (Vermeidung von CH₄).

Ab 2013 ist mit der Einbeziehung zusätzlicher Anlagen in den Emissionshandel – insbesondere auf Grund der Definition für Feuerungsanlagen – zu rechnen. Gleichzeitig wird für kleine Anlagen unter 35 MW sowie unter 25.000 Tonnen CO₂-Emissionen pro Jahr die Möglichkeit des „opt-out“ gegeben, soweit gleichwertige Maßnahmen zur CO₂-Emissionsreduktion vorgesehen werden.

Ausgangssituation

Erdgas

Inländische Förderung

Erdgas wird in Österreich von der OMV und der Rohöl-Aufsuchungs AG (RAG) gefördert. Mit einer Fördermenge von 1,848 Mrd. m³ lag das Produktionsniveau 2007 um rund 29.000 m³ über dem des Jahres 2006. Der Anteil der OMV am Fördervolumen betrug 71 %, jener der RAG 29 %.

Erdgasförderung in Österreich in 1000 m ³			
Jahr	OMV	RAG	GESAMT
2005	1.198.108	438.919	1.637.027
2006	1.248.090	571.073	1.819.163
2007	1.309.140	538.523	1.847.663

Quelle: Fachverband der Mineralölindustrie

Erdgasimporte

Der Hauptteil des steigenden Bedarfes an Erdgas wird durch Lieferungen aus der Russischen Föderation, Norwegen und u. a. Deutschland gedeckt. Im Jahr 2007 wurden insgesamt 9,49 Mrd. m³ Erdgas importiert. Gegenüber dem Jahr 2006 entspricht dies einem Rückgang um 0,75 Mrd. m³.

Die Einfuhren der mit der OMV verbundenen Unternehmen umfassen das gesamte Importvolumen aus der GUS und aus Norwegen. Zur Versorgung Westösterreichs und zur Deckung weiteren Erdgasbedarfs werden von anderen Unternehmen zusätzliche Mengen aus u. a. aus Deutschland importiert.

Bruttoinlandsverbrauch

Der Bruttoinlandsverbrauch von Erdgas fiel im Jahr 2007 gegenüber dem Vorjahr um 6,4 % auf rund 295 PJ. Am Gesamtenergieverbrauch weist Erdgas im Vergleich zu den Siebzigerjahren des vorigen Jahrhunderts eine kontinuierliche Steigerung auf und erreichte 2007 20,77 %. Erdgas bietet viele Einsatzmöglichkeiten – Raumheizung, Warmwasserbereitung, industrielle Dampf- und Wärmeerzeugung, Strom- und Fernwärmeerzeugung. Erdgas ist weiters ein wesentlicher Grundstoff der chemischen Industrie. Als Treibstoff kann es in komprimierter und in flüssiger Form eingesetzt werden.

Energetischer Endverbrauch

Der energetische Endverbrauch von Erdgas fiel 2007 gegenüber dem Vorjahr um 7,5 PJ auf 182,1 PJ. Im Sektor „Private Haushalte“ kam es 2007 gegenüber dem Vorjahr zu einer Verbrauchsreduktion von 4,8 PJ. Der Anteil der privaten Haushalte am energetischen Endverbrauch von Erdgas betrug 2007 29,6 % (53,9 PJ). Der größte Anteil entfiel mit 54,3 % (98,9 PJ) auf den produzierenden Bereich.

Erdöl

Inländische Förderung

Erdöl wird in Österreich von zwei Unternehmen (OMV AG, RAG) gefördert.

Erdölförderung in Österreich in t			
Jahr	OMV	RAG	GESAMT
2005	779.500	75.275	854.775
2006	772.300	83.974	856.274
2007	755.000	98.549	853.549

Quelle: Fachverband der Mineralölindustrie

2007 wurden in Österreich mit 0,854 Mio. t Erdöl, um 0,3 % weniger als im Jahr 2006, gefördert.

Rohölimporte

Im Jahr 2007 betrug die Erdölimporte 7,6 Mio. t, dies ist um 0,7 % weniger 2006. Diese Lieferungen kamen aus insgesamt 17 Ländern. Die wichtigsten Rohöllieferanten für die heimische Mineralölversorgung waren Kasachstan (1,83 Mio. t), Lybien (1,73 Mio. t), der Irak (0,9 Mio. t) und Syrien (0,67 Mio. t). Die Rohölmenge aus diesen Lieferländern (5,15 Mio. t) machte mehr als zwei Drittel der gesamten Bezugsmenge, die fast gänzlich per Pipeline (TAL und AWP) vom Ölhafen Triest zur Raffinerie nach Wien-Schwechat gepumpt wurde, aus. Weitere Lieferländer waren Saudi-Arabien, der Iran und Russland. Zu beachten ist, dass sich die Anzahl der Lieferländer und die Liefermengen von Jahr zu Jahr etwas verschieben. In der Importmenge sind auch knapp 50.000 t Erdgaskondensate aus Nigeria enthalten.

Bruttoinlandsverbrauch

Im Jahr 2007 wurden in Österreich 580,5 PJ an Erdöl- und Mineralölprodukten verbraucht. Der Anteil des Öls am Gesamtenergieverbrauch ist seit der ersten Hälfte der 70er Jahre von fast 55 % auf nunmehr 40,8 % zurückgegangen.

Energetischer Endverbrauch

Im Jahr 2007 wurden in Österreich 12 Mio. t Mineralölprodukte verbraucht. Dies bedeutet gegenüber dem Vorjahr einen Rückgang um 6 %. 2007 ist der Verbrauch an Ottokraftstoffen gegenüber dem Vorjahr um 1,3 % auf 1,97 Mio. t gesunken. Der Verbrauch an Dieselmotorkraftstoff betrug 2007 6,15 Mio. t und lag damit um 2,2 % über der Verbrauchsmenge von 2006.

Gemäß einer Erhebung des Fachverbandes der österreichischen Mineralölindustrie gab es in Österreich im Jahr 2007 2.810 Tankstellen. Der Treibstoffdurchsatz (Diesel- und Ottokraftstoff) pro öffentliche Tankstelle betrug im Jahresdurchschnitt 2007 knapp 2,5 Mio. Liter.

Die Nachfrage nach Flugturbinenkraftstoff stieg mit 6 % auch 2007 weiterhin an und erreichte etwas über 724.000 t. Beim Heizöl Extraleicht ergab sich aufgrund des milden Winters 2006/2007 gegenüber dem Vorjahr eine Verbrauchsreduktion von 30,3 % auf 1,33 Mio. t. Der Markt für Heizöl Leicht reduzierte sich 2007 um 23,1 % auf 316.000 t, jener von Heizöl Schwer um 15,6 % auf 546.000 t.

Der gesamte Inlandsverbrauch an Schmiermitteln lag im Jahr 2007 bei 74.899 t, das sind um 4,7 % weniger als 2006. Mit 28.865 t machten die Motorenöle unverändert den größten Anteil aus, gefolgt von Hydraulikölen mit 16.226 t und Getriebeölen mit 8.253 t. Der Verbrauch an Bitumen betrug 2007 526.094 t, um 22,9 % weniger als 2006.

Kohle

Braunkohlebergbau in Österreich

Der österreichische Braunkohlebergbau war schon sehr früh einem Strukturwandel, bedingt durch rückläufige Marktanteile für feste mineralische Brennstoffe im Allgemeinen sowie das Wegbrechen des Braunkohlemarktes im Speziellen, unterworfen. So nahm die Braunkohleförderung, die noch Anfang der 70er Jahre bei 3,8 Mio. t pro Jahr lag und sich bis Mitte der 80er Jahre auf etwa 3,0 Mio. t pro Jahr einpendelte, zwischen 1987 und 2000 kontinuierlich ab. Zuletzt wurden noch von der GKB-Bergbau GmbH als letztem industriellen Braunkohleproduzenten jährlich etwas über 1 Mio. t Braunkohle gefördert. Im Jahr 2005 wurde die inländische Braunkohleförderung eingestellt.

Kohleimporte

Die Versorgung Österreichs mit Steinkohle basiert zur Gänze auf Lieferungen aus dem Ausland. Großverbraucher, wie die Eisen und Stahl erzeugende Industrie und die Elektrizitätswirtschaft, tätigten ihre Importe auf Grund langfristiger Verträge direkt; der übrige Importbedarf wird durch den Kohlenhandel gedeckt. Im Jahr 2007 wurden insgesamt 4,4 Mio. t Steinkohle importiert. Im Jahr zuvor waren es 4,1 Mio. t.

Nachdem die geförderte bzw. importierte Kohle in vielen Fällen nicht so, wie sie gewonnen wird, verwendet werden kann, kommen Veredelungsverfahren (Trocknung, Brikettierung, Verkokung) zur Anwendung. Die für die Verkokung notwendige Koks-kohle wurde dabei zur Gänze aus dem Ausland bezogen, wie im übrigen auch der Bedarf an Braunkohlebriketts zur Gänze aus dem Ausland gedeckt wurde, nachdem sich die österreichische Braunkohle nicht für eine Veredelung eignet. 2007 wurden 1.437.629 t Koks und 22.349 t Braunkohlebriketts importiert.

Bruttoinlandsverbrauch

Feste mineralische Brennstoffe haben im Zeitraum der letzten 35 Jahre erheblich an Bedeutung verloren. Trugen noch 1970 die festen mineralischen Brennstoffe etwa ein Viertel zur österreichischen Energiebedarfsdeckung bei, so sank ihr Marktanteil bis 2007 auf etwa 11,5 % und beträgt aktuell 162,7 PJ.

Im Jahr 2007 betrug der Bruttoinlandsverbrauch von Steinkohle 120 PJ, Braunkohle wurde in Höhe von 2 PJ verbraucht. Der Verbrauch an Koks ist 2007 auf 39 PJ angestiegen. Ca. 94 % des Bedarfes an festen mineralischen Brennstoffen entfielen 2007 auf Steinkohle und Steinkohlenkoks. Die restlichen 6 % wurden durch Braunkohle und Braunkohlebriketts abgedeckt.

Die Verstromung war bis 2007 die überwiegende Verwendungsform für die Braunkohle. 82 % der eingesetzten Braunkohle wurden 2007 an Wärmekraftwerke der Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert. Nach Schließung des Kraftwerks Voitsberg hat Braunkohle in der österreichischen Elektrizitätserzeugung keine Bedeutung mehr. 48 Prozent der Steinkohle wurden in der Kokerei zur

Kokserzeugung eingesetzt. Steinkohlenkoks wird zum großen Teil für industrielle Wärmezwecke verwendet. Braunkohlenbriketts werden hauptsächlich im Hausbrand eingesetzt.

Energetischer Endverbrauch

Der Umbruch in der Kohleverwendung wird offenkundig, wenn die Entwicklung des Kohleeinsatzes in den vergangenen drei Jahrzehnten betrachtet wird. So haben Kleinabnehmer ihren Kohleeinsatz vor allem aus Komfort- und Preisgründen massiv reduziert. Im Verkehrssektor wurde Kohle - wenn man von Museumsbahnfahrten und der dortigen Verwendung absieht - vollständig verdrängt. Lediglich in der Industrie (insbesondere der Papierindustrie) hat der Einsatz fester mineralischer Brennstoffe für Mischfeuerungen eine gewisse Bedeutung.

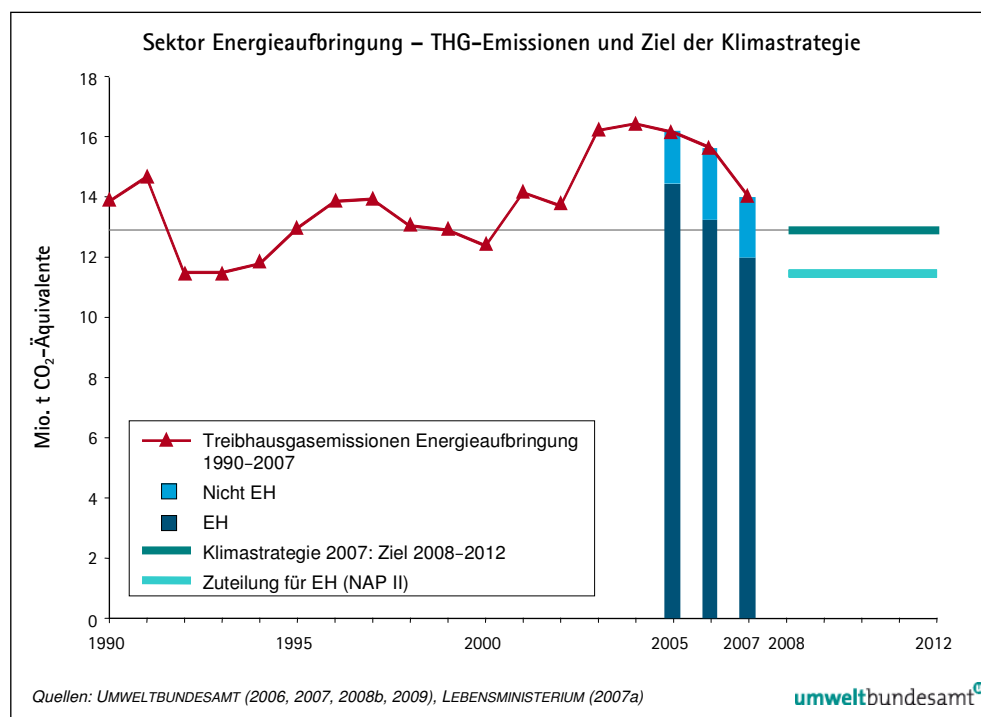
Raffinerie

Wird ergänzt

Treibhausgas-Emissionen

Die THG-Emissionen aus der Energieaufbringung betragen im Jahr 2007 14,0 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente und lagen damit um 0,2 Mio. Tonnen über dem Wert von 1990. Rd. 12 Mio. Tonnen sind Anlagen zuzurechnen, die dem Emissionshandel unterliegen. Seit 2004 gehen die Emissionen jährlich zurück. Im Jahr 2007 war der Rückgang gegenüber dem Vorjahr mit 10,3 % seit 1992 am stärksten. In Bezug auf den Emissionsverlauf gibt es jedoch beachtenswerte Unterschiede zwischen dem Emissionshandels-Bereich und dem Nicht-Emissionshandels-Bereich: Während die Emissionen des EH-Bereiches zwischen 2005 und 2007 um rd. 17 % sanken, stiegen die Emissionen des Nicht-EH-Bereiches um rd. 13 %.

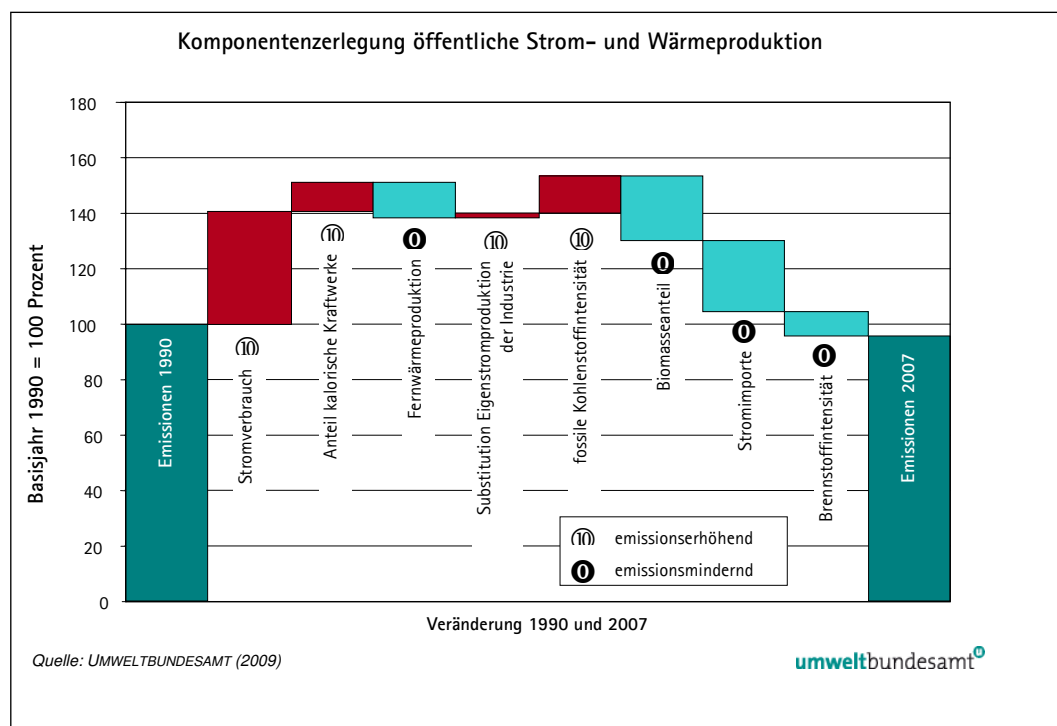
Die folgende Abbildung zeigt die THG-Emissionsentwicklung des Sektors und die Aufteilung zwischen EH-Bereich und Nicht-EH zwischen 2006 und 2007.



Hauptverursacher der Emissionen des Sektors Energieaufbringung (in 1.000 t CO₂-Äquivalenten).

Hauptverursacher	1990	2006	2007	Veränderung 1990–2007	Anteil an den nationalen THG-Emissionen 2007
Öffentliche Strom- und Wärmeproduktion	10.934	12.123	10.514	– 3,8 %	12,0 %
Raffinerie	2.399	2.835	2.873	+ 19,8 %	3,3 %

Die sog. „Komponentenzerlegung“ der Kohlendioxid-Emissionen aus der öffentlichen Strom- und Wärmeproduktion (Umweltbundesamt 2009) zeigt die wesentlichen Ursachen für die Änderung der Emissionen zwischen 1990 und 2007. Wesentliche Emissionstreibende Kraft ist der deutlich gestiegene Stromverbrauch, dieser Effekt wird aber durch die gleichzeitig stark gestiegenen Stromimporte zum Großteil wieder kompensiert. Deutlich emissionsdämpfende Effekte hat der gestiegene Biomasseanteil an der Strom- und Wärmeproduktion, wohingegen die CO₂-Intensität des fossilen Brennstoffeinsatzes („fossile Kohlenstoffintensität“) sogar gestiegen und der Brennstoffeinsatz je Outputeinheit („Brennstoffintensität“) nur leicht zurückgegangen ist.



Komponentenzerlegung der Kohlendioxid-Emissionen aus der öffentlichen Strom- und Wärmeproduktion.

Öffentliche Strom- und Wärmeproduktion

Unter der öffentlichen Strom- und Wärmeproduktion werden kalorische Kraftwerke und Heiz(kraft)werke, in denen biogene und fossile Brennstoffe eingesetzt werden, aber auch Abfallverbrennungsanlagen, Wind- und Wasserkraftanlagen sowie Geothermie- und Photovoltaikanlagen zusammengefasst. Diese speisen ihre erzeugten Produkte in ein öffentliches Netz ein bzw. liefern Fernwärme an Dritte.

Den größten Einfluss auf die THG-Emissionen dieses Bereichs hat die Strom- und Wärmeproduktion aus kalorischen Kraftwerken. Primär maßgeblich für den Betrieb dieser Anlagen ist der Energiebedarf (energetischer Endverbrauch von elektrischer Energie und Wärme). Relevante Einflussfaktoren sind auch die Erzeugung aus Wasserkraft und erneuerbaren Energieträgern sowie die Brennstoffpreise, die Erlöse aus dem Stromverkauf und die Import-Export Bilanz.

Aus den oben erwähnten Anlagen wurden 2007 insgesamt rund 10,5 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente emittiert. Das waren rund 75,0 % der THG-Emissionen des Sektors Energieaufbringung bzw. 12,0 % der nationalen THG-Emissionen. Der Verlauf der Emissionen erreichte im Jahr 2004 einen Höchststand und ist seither rückläufig. 2007 lagen die Emissionen um rd. 0,4 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalente (- 3,8 %) unter dem Niveau von 1990.

Öffentliche Stromproduktion

Die Stromproduktion aus fossilen Brennstoffen hatte im Jahr 2007 einen Anteil von 26,0 % an der öffentlichen Stromproduktion, die Produktion ist absolut und relativ gesehen seit 2005 stark zurückgegangen (Anteil 2005: 32,8 %). Dagegen wird aus Biomasseheizkraftwerken und Abfallverbrennungsanlagen zunehmend mehr Strom ans öffentliche Netz geliefert (Anteil 2007: 3,2 %). Insgesamt ist die Stromerzeugung aus thermischen Umwandlungsanlagen aber seit 2005 rückläufig.

Stromerzeugung Konventionelle Energie:

Steinkohle	2005	6.070 GWh
	2007	6.263 GWh
Braunkohle	2005	1.096 GWh
	2007	0 GWh
Erdölderivate	2005	1.642 GWh
	2007	1.281 GWh
Erdgas	2005	12.996 GWh
	2007	9.858 GWh
Derivate	2005	1.238 GWh
	2007	1.329 GWh
Sonstige Erzeugung	2005	411 GWh
	2007	603 GWh
Konventionelle Stromerzeugung gesamt		
	2005	23.453 GWh
	2007	19.334 GWh

Kalorische Kraftwerke

Der Brennstoff- und Abfalleinsatz in den fossil befeuerten kalorischen Kraftwerken, Biomasseheizkraftwerken und Abfallverbrennungsanlagen hat seit 1990 insgesamt um 30,2 % zugenommen, seit 2005 ist er aber insgesamt rückläufig. Dies ist vor allem auf den sinkenden Einsatz von fossilen Brennstoffen zurückzuführen.

Der Brennstoffmix hat sich über die gesamte Zeitreihe vor allem aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Biomasse und Abfall verändert. 1990 waren Kohle (43,6 %) und Erdgas (42,2 %) die dominierenden, eingesetzten Brennstoffe. Heizöl nahm damals einen Anteil von 11,1 % ein, während Biomasse und Abfälle 1990 zu einem geringen Anteil (1,5 %) eingesetzt wurden.

Der Trend des Kohleeinsatzes erreichte, nach starken Rückgängen 1993 und 1998 zugunsten des Erdgas- und Heizöleinsatzes, das Maximum im Jahr 2003, ist seit damals allerdings rückläufig. Der Einsatz 2007 lag um 37,9 % unter dem Niveau von 1990. Braunkohle wird seit Mitte des Jahres 2006 nicht mehr eingesetzt.

Seit 1993 nimmt der Erdgaseinsatz den größten Anteil am gesamten Brennstoffeinsatz in kalorischen Kraftwerken ein. Der bisherige Höchststand wurde 2005 erreicht, seither geht er deutlich (-25,8 %) zurück. Mit der Inbetriebnahme neuer GuD-Anlagen im Zeitraum 2008 bis 2012 kann wieder mit einem deutlichen Anstieg des Erdgasanteils an der Stromproduktion gerechnet werden.

Heizöl hat seine Bedeutung als Energieträger weiter eingebüßt, sein Einsatz erreichte 2007 den bisherigen Tiefststand. In diesem Jahr hatte es erstmals den geringsten Anteil (5,3 %) am gesamten Brennstoffeinsatz. Biomasse ist der einzige Brennstoff mit einem stark steigenden Trend – im Jahr 2007 mit einem Anteil von 20 %.

Energieeinsatz in kalorischen Kraftwerken, Biomasseheizkraftwerken und Abfallverbrennungsanlagen nach Energieträgern, 1990, 2006 und 2007.

Jahr	Heizöl	Kohle	Erdgas	feste, flüssige und gasförmige Biomasse	Abfälle
	(TJ)	(TJ)	(TJ)	(TJ)	(TJ)
1990	15.635	61.397	59.463	2.045	2.414
2006	14.856	60.199	81.956	28.971	12.553
2007	9.713	54.463	71.236	36.354	11.795
1990–2007	– 37,9 %	– 11,3 %	+ 19,8 %	+ 1.678,1 %	+ 388,5 %

Öffentliche Wärmeproduktion

Die Wärmeproduktion in öffentlichen kalorischen Kraftwerken, Biomasse(heiz)kraftwerken und Abfallverbrennungsanlagen hat sich seit 1990 mehr als verdoppelt (+ 129,1 %) (Während 1990 noch 6.800 GWh in ein Netz gespeist wurden, waren es 2007 rund 15.500 GWh. Die Wärmeproduktion aus Kraft-Wärme-Kopplung nahm davon im Jahr 1990 einen Anteil von 54,3 % (3.700 GWh) ein und 2007 einen Anteil von 67,5 % (10.500 GWh).

Während 1990 noch 84 % der Fernwärme aus fossilen Energieträgern erzeugt wurden, waren es im Jahr 2007 nur noch 53 %. Der Anteil der erneuerbaren Energieträger (vor allem feste Biomasse inklusive dem biogenen Anteil von Abfall; zu geringeren Anteilen auch Klär- und Deponiegas sowie Geothermie und Solarenergie) hat sich über den gesamten Zeitraum stark erhöht und nahm 2007 einen Anteil von 41,3 % ein. Die Wärmeproduktion aus Abfall (nicht erneuerbar) hat seit 1990 um 72 % zugenommen. An der gesamten Wärmeproduktion nimmt sie 2007 im Vergleich zu 1990 aber einen etwas geringeren Anteil von 5,7 % ein.

Eine technologiespezifische Betrachtung der Fernwärmeerzeugung ergibt deutliche Unterschiede beim Brennstoffspektrum:

KWK-Anlagen:

Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wird die eingesetzte Energie (Erdgas, Biogas, Pflanzenöl, Heizöl, Biodiesel, Biomasse) gleichzeitig in mechanische bzw. elektrische Energie und in Nutzwärme umgewandelt. KWK-Anlagen werden in Kombination mit Motor-, Gas- oder Dampfturbinen betrieben. KWK kann bei Großkraftwerken in Kombination mit Fernwärmenetzen, aber auch in dezentralen Netzen und Netzungsbunden eingesetzt werden. KWK-Anlagen sind bereits ab einer elektrischen

Leistung von 1 kWe erhältlich. Solche „Mikro-KWK“ Lösungen könnten im Inselbetrieb, z.B. nach einem Notfall (Unwetter, etc.), die lokale Versorgung von kleineren Anlagen sicherstellen.

Im Vergleich zu 1990 lassen sich starke Abnahmen des Anteils der Produktion aus Kohle (von rd. 34 % auf 7 %) und Öl (von 18 % auf 5 %) und starke Zuwächse des Anteils von Gas (von 38 % auf 56 %) und Biomasse (von 0 % auf 25 %) feststellen. Der Anteil von Abfall blieb nahezu unverändert. Zwischen 2005 und 2007 kam es zu Abnahmen der anteilmäßigen Produktion aus fossilen Energieträgern (bemerkenswert ist v. a. die Verringerung des Anteils von Öl von 13 % auf 5 %) und zu einer starken Zunahme von Biomasse (Anteil 2005: 10 %; Anteil 2007: 25 %).

Die gemeinsame Erzeugung von Strom und Wärme in einer Anlage, die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), wird sowohl auf europäischer als auch nationaler Ebene als nachhaltige, hocheffiziente Technologie bewertet, die den Primärenergie-Einsatz verringert und den CO₂-Ausstoß wesentlich senkt. Die EU unterstreicht das mit der KWK-Richtlinie, die die Verbreitung dieser Technologie zum Ziel hat, und unterstützt entsprechende Projekte. Auch auf nationaler Ebene wird der Einsatz der Technologie unterstützt durch das KWK-Gesetz und durch die KWK-Förderung für Betriebe.

Neben dieser betrieblichen Förderung durch das KWK-Gesetz ist auch der Ausbau der Fernwärmenetze zu forcieren. Dafür wurde 2009 das Wärme- und Kälteleitungsausbaugesetz beschlossen, indem Fördermittel von bis zu 60 Mio. € jährlich festgelegt wurden, welche den notwendigen Ausbau der Fernwärmenetze und der KWK-Technologie unterstützen.

Eine besondere Bedeutung haben hierbei die mit Gas betriebenen KWK-Anlagen, da Gas der fossile Brennstoff mit dem geringsten CO₂-Emissionsfaktor ist. Die Fernwärme verfügt in Österreich über ein großes Ausbau-Potenzial. Die umweltpolitischen Vorteile der KWK können in Zukunft nur dann optimal genutzt werden, wenn im jeweiligen Einzelfall die Standortwahl unter Berücksichtigung des gegebenen oder künftigen Wärmebedarfs (Prozesswärme, Fernwärme ..) erfolgt und bei der Brennstoffwahl neben den unmittelbaren wirtschaftlichen Erwägungen auch die regionale Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit, sowie sonstige Umweltauswirkungen gleichwertig berücksichtigt werden.

Kälte aus Abwärme

In urbanen Räumen wird der Kälteerzeugung aus (Ab)wärme ein großes Potential eingeräumt, die in Form von Fern- oder Nahkälte für Bürogebäude und Gewerbebetriebe zur Verfügung gestellt werden kann. Die Fernkälte führt zu Energieeinsparungen gegenüber herkömmlichen Kälteerzeugungsanlagen und spart so Primärenergie und Treibhausgasemissionen ein. Derzeit gibt es erste Projekte in Europa und auch in Österreich.

Heizwerke

Gegenüber 1990 haben sich die Anteile der Produktion aus Öl (von 33 % auf 12 %) und Gas (von 49 % auf 21 %) stark verringert, während Biomasse sehr stark an Bedeutung gewonnen hat (von 13 % auf 56 %).

Zwischen 2005 und 2007 verringerte sich die Wärmeproduktion aus Gas relativ gesehen von 26 % auf 21 %, der Anteil von Öl blieb unverändert, Biomasse stieg von 53 % auf 56 %.

CCS

Von manchen Akteuren wird die Abscheidung und geologische Speicherung von CO₂ (CCS) als wichtige Maßnahme angesehen, um Klimaziele erreichen und gleichzeitig weiterhin fossile Energieträger einsetzen zu können (insbesondere Kohle). Eine eigene EU-Richtlinie zu CCS wurde im Rahmen des Klima- und Energiepakets verabschiedet und enthält einen rechtlichen Rahmen mit Mindestanforderungen an die geologische Speicherung.

Vor allem Aspekte der Sicherheit und der Umweltverträglichkeit v.a. bei Transport und Speicherung bedürfen noch einer Klärung. Es bestehen große Wissenslücken bei technischen Aspekten (z.B. benötigte Reinheit des CO₂-Stromes, Veränderung der physikalischen Eigenschaften des CO₂-Stromes bei Vorhandensein von zusätzlichen Komponenten, Monitoring von Pipeline und Speicherstätte,). Derzeit ungeklärt sind Fragen zur Energieeffizienz und zur Kosteneffizienz der Technologien zur CO₂-Abscheidung.

Wichtig ist zu klären, inwieweit diese Technologie bis 2020 in Österreich kommerziell zur Verfügung stehen wird und welche Weichenstellungen für eine etwaige Nutzung über das Jahr 2020 hinaus gestellt werden müssen.

Wichtigste Themenstellungen

- Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit im gesamten Energiesystem (welche Maßnahmen werden vorgeschlagen?)
 - o Technologisch relevante Fragestellungen zu den einzelnen Energieträgern und deren Verwendungskette
 - o Importabhängigkeit und Diversifizierung der Energieträger, Importländer und der Transportmittel
 - o Inländische Aufbringung von Öl und Gas als wichtiger Teil zur Versorgungssicherheit
- Erhöhung Energieeffizienz sowie der Umweltverträglichkeit (welche Maßnahmen sind dazu im Energiesektor selbst zu setzen?)

Fragestellungen dazu

- Wie kann die Versorgungssicherheit im „Normalbetrieb“ und in „Krisenzeiten“ bei gleichzeitiger Reduktion der CO₂-Intensität der öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung sichergestellt werden?
- Wie kann dazu ein künftiger Einsatz unterschiedlicher Energieträger zur Risikodiversifizierung und Verringerung von Abhängigkeiten gegenüber einem/wenigen Lieferanten und Transportwege (Energimix) aussehen? Wie kann die Diversifizierung optimiert werden und eine Risikoabschätzung erstellt werden?
- Welche technologischen Herausforderungen stellen sich bei den einzelnen fossilen Primärenergieträgern und deren Verwendungskette jetzt und in Zukunft?
- Wie können die Versorgungsqualität und die Weiterentwicklung der Energieeffizienz im Bereich der konventionellen Erzeugung (Energieträgereinsatz, Umwandlung, Übertragung und Speicherung) sichergestellt werden?
- Wie kann es in Zukunft ermöglicht werden, dass kalorische Kraftwerke nach dem Stand der Technik und inklusive KWK errichtet werden? Welche Instrumente können künftig eine Optimierung der Standortwahl von Produktionskapazitäten in Bezug auf die Energieausnutzung sicherstellen (z.B. Raumordnung, UVP...)? Wie wird in diesem Zusammenhang sichergestellt, dass ein effizient zu nutzendes FW-Potential ausgebaut wird (Förderung und sonstige Anreize) und damit der KWK-Anteil an der Stromproduktion erhöht wird?

- Welche Energieinfrastruktur bietet die Möglichkeit erneuerbare Energieträger für die industriellen, gewerblichen und privaten Konsumenten „nahtlos“ in die Energieversorgung zu integrieren (z.B. Biogas, Geothermie) unter Berücksichtigung der Kosten/Nutzenrelation (d.h. Wirtschaftlichkeit und Zielbeitrag)?