



EMISSIONEN ÖSTERREICHISCHER GROSSFEUERUNGSANLAGEN 1990-2004

Michael Gager

REPORT
REP-0006

Wien, 2006



Projektleitung

Michael Gager

Autor

Michael Gager

Lektorat

Maria Deweis

Brigitte Read

Satz/Layout

Manuela Kaitna

Weitere Informationen zu Publikationen des Umweltbundesamtes unter: <http://www.umweltbundesamt.at/>

Impressum

Medieninhaber und Herausgeber: Umweltbundesamt GmbH
Spittelauer Lände 5, 1090 Wien/Österreich

Druck: Eigenvervielfältigung

Gedruckt auf Recyclingpapier

© Umweltbundesamt GmbH, Wien, 2006

Alle Rechte vorbehalten

ISBN 3-85457-805-9



INHALT

ZUSAMMENFASSUNG/SUMMARY	5
Datenlage und Aktualität	5
Großfeuerungsanlagen in Österreich	5
Emissionen der Großfeuerungsanlagen	6
Schwefeldioxid.....	6
Stickoxide	7
Reduktionsziele	8
Brennstoffeinsätze der Großfeuerungsanlagen	9
SUMMARY	11
1 EINLEITUNG	12
1.1 Ziel dieses Berichts	12
1.2 Datengrundlage	12
1.3 Aufbau des Berichts	13
2 GROSSFEUERUNGSANLAGEN IN ÖSTERREICH	14
3 EMISSIONEN ÖSTERREICHISCHER GROSSFEUERUNGSANLAGEN	16
3.1 Gesamtemissionen der Großfeuerungsanlagen ab 50 MW	16
3.1.1 Schwefeldioxid (SO ₂).....	16
3.1.2 Stickoxide (NO _x)	18
3.1.3 Staub	20
3.2 Einzelemissionen der Großfeuerungsanlagen	21
3.2.1 Großfeuerungsanlagen über 300 MW der Kraftwerke und Industrie	21
3.2.2 Großfeuerungsanlagen der Raffinerie.....	24
4 BRENNSTOFFVERBRAUCH DER GROSSFEUERUNGSANLAGEN	27
4.1 Biomasse	30
4.2 Andere feste Brennstoffe	31
4.3 Flüssige Brennstoffe	32
4.4 Erdgas	33
4.5 Sonstige Gase	34
5 EUROPÄISCHES SCHADSTOFFEMISSIONSREGISTER (EPER)	35
6 DATENLAGE	37
6.1 Die Dampfkessel-Datenbank	37
6.2 Definition der Anlage	38
6.3 Methoden und Ausgangsdaten dieses Berichts	38



7	LITERATUR	40
	ANHANG: DATENTABELLEN	41
	Emissionen	41
	Brennstoffe	45



ZUSAMMENFASSUNG/SUMMARY

Der vorliegende Bericht präsentiert die Ergebnisse der jährlichen Inventur des Umweltbundesamt für Dampfkesselanlagen und Gasturbinen in Österreich für die Jahre 1990 bis 2004. Ziel dieser Inventur ist unter anderem, den Verpflichtungen der Großfeuerungsanlagen-Richtlinie (2001/80/EG) nachkommen zu können. Mit der vorliegenden Berichterstattung von Emissionsdaten und Energieinput werden diese Erfordernisse erfüllt.

Datenlage und Aktualität

Jeder Betreiber einer in Betrieb befindlichen Anlage deren Brennstoffwärmeleistung 2 MW überschreitet, ist gemäß §17 Abs. 1 Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen (EG-K)¹ verpflichtet, der zuständigen Behörde jährlich eine Emissionserklärung über das Emissionsverhalten dieser Anlage vorzulegen. Das Umweltbundesamt ersucht jährlich in einem Schreiben an die zuständigen Behörden (im Allgemeinen die Bezirksbehörden) um die Übermittlung einer Kopie dieser Emissionserklärungen. Von den für die Großfeuerungsanlagen-Richtlinie (GFA-RL) relevanten Anlagen ab 50 MW Brennstoffwärmeleistung sind zwei Emissionserklärungen bis zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts nicht im Umweltbundesamt eingetroffen. Für diese Anlagen wurden die Daten des Vorjahres herangezogen.

Großfeuerungsanlagen in Österreich

Als Großfeuerungsanlagen werden in diesem Bericht Dampfkesselanlagen und Gasturbinen mit einer thermischen Brennstoffwärmeleistung von 50 MW oder mehr bezeichnet. In Österreich gibt es 77 Großfeuerungsanlagen, von diesen haben 20 Anlagen eine Brennstoffwärmeleistung von über 300 MW. Etwa die Hälfte der Großfeuerungsanlagen sind kalorische Kraftwerke zur Strom- und/oder Wärmeerzeugung; sie decken etwas mehr als drei Viertel der installierten Brennstoffwärmeleistung der Großfeuerungsanlagen ab. Die Industrie macht rund 16 % der installierten Brennstoffwärmeleistung der Großfeuerungsanlagen aus; die Raffinerie an die acht Prozent.

Die nach Brennstoffwärmeleistung größten Anlagen in Österreich sind die Kraftwerke Dürnrohr und Theiß mit mehr als 1.000 MW. Der größte Emittent von SO₂ und NO_x ist allerdings die Großfeuerungsanlage RS15 der Raffinerie Schwechat, die 2004 für 41,6 % der SO₂- und 18,1 % der NO_x-Emissionen aller Großfeuerungsanlagen in Österreich verantwortlich war. Die folgende Aufstellung zeigt jene Großfeuerungsanlagen, die 2004 500 Tonnen oder mehr an SO₂- bzw. NO_x-Emittierten sowie deren Anteil an den Gesamtemissionen.

¹ BGBl. Nr. 150/2004

Tab.: Großfeuerungsanlagen ab 500 Tonnen SO₂- bzw. NO_x-Ausstoß und ihr Anteil an den Gesamtemissionen der Großfeuerungsanlagen 2004.

SO ₂	Tonnen	Anteil	NO _x	Tonnen	Anteil
OMV Schwechat RS15	3.343	41,6 %	OMV Schwechat RS15	2.493	18,1 %
Kraftwerk Voitsberg Werk 3	827	10,4 %	Kraftwerk Dürnrohr	2.104	15,2 %
Kraftwerk Dürnrohr	820	10,3 %	FHKW Mellach	666	4,8 %
			Kraftwerk Riedersbach 2	603	4,4 %
			Kraftwerk Voitsberg Werk 3	568	4,1 %
			Lenzing Energieanlage IIa	542	3,9 %

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

Emissionen der Großfeuerungsanlagen

Aufgrund der österreichischen Gesetzeslage liegen Daten für Dampfkesselanlagen und Gasturbinen nicht für das Kalenderjahr vor, sondern für die so genannte Heizperiode (1. Oktober bis 30. September des Folgejahres). Im Folgenden wird daher bei allen Emissionsangaben auf die so genannte Heizperiode Bezug genommen. Für Jahre, in denen keine Emissionserklärungen vorliegen, werden die Daten des Vorjahres herangezogen. Durch verspätetes Einlangen von Emissionserklärungen können sich auch die Emissionen vorangegangener Jahre im Vergleich zum Vorgängerbericht (GAGER 2004) ändern.

Die beiden folgenden Tabellen zeigen, dass sowohl die SO₂- als auch die NO_x-Emissionen von Großfeuerungsanlagen in Österreich zwischen 1990 und 2004 deutlich zurückgegangen sind. Schwefeldioxid erreichte seinen stärksten Rückgang zunächst 1995, begann dann wieder zu steigen und zeigt in den letzten Jahren einen schwankenden Trend. Von 2003 auf 2004 fielen die SO₂-Emissionen wieder ganz leicht um zwei Prozent. Die Stickoxide erreichten ihren Tiefststand in der Zeitreihe ab 1990 im Jahr 1994. Auf einen Anstieg von 1995 bis 1998 folgte eine relativ konstante Phase. Von 2003 auf 2004 stiegen die NO_x-Emissionen jedoch wieder um vierzehn Prozent.

Schwefeldioxid

Die SO₂-Emissionen aus den Großfeuerungsanlagen haben sich seit 1990 mehr als halbiert (-55 %), allerdings war die Entwicklung in den Sektoren recht unterschiedlich. Während im größten Sektor (den Kraftwerken) die SO₂-Emissionen um 72 % sanken, stiegen sie in der Raffinerie Schwechat um 32 %. Gründe für die Reduktion im Bereich der Kraftwerke sind der Umstieg auf schwefelärmere Brennstoffe (von Kohle bzw. Heizöl Schwer auf Erdgas) und die Installierung von Entschwefelungsanlagen.

Im Bereich der Raffinerie wurden keine weiteren Maßnahmen zur Entschwefelung der Abgase getroffen. Außerdem wurden vermehrt schwefelhaltige Gase und Rückstände verfeuert, die bei der Produktion von schwefelarmen Brenn- und Treibstoffen anfallen.

Auch der Industriesektor (minus 69 % seit 1990) beeinflusste die SO₂-Abnahme. Hier ist der Grund hauptsächlich die Stilllegung des Semperit-Werkes in Traiskirchen und bei dem stark reduzierten SO₂-Ausstoß der Firma Jungbunzlauer zu finden.

Tab.: SO₂-Emissionen von Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Tonnen.

	SO ₂ -Emissionen (Tonnen pro Heizperiode)											Diff. 90/04
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	11.056	2.884	4.831	4.641	4.282	3.373	3.985	3.200	3.651	3.673	3.133	-72 %
Raffinerie	2.786	3.013	3.068	3.591	3.524	3.502	3.428	3.440	3.557	3.589	3.682	32 %
Industrie	3.774	2.088	1.727	1.508	2.029	1.847	2.010	949	997	858	1.153	-69 %
Summe	17.616	7.984	9.625	9.739	9.835	8.723	9.423	7.589	8.205	8.120	7.968	-55 %

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

Stickoxide

Die Reduktion der NO_x-Emissionen von 1990 bis 2004 (-17 %) ist nicht so ausgeprägt wie bei SO₂. Wiederum sind es hauptsächlich die Kraftwerke, die zur Gesamtreduktion beigetragen haben. Allerdings konnten auch die Emissionen in der Raffinerie Schwechat verringert werden. Sowohl Kraftwerke als auch die Raffinerie können ein Minus von 22 % seit 1990 verzeichnen. Die NO_x-Emissionen im Industriesektor stiegen in diesem Zeitraum um neun Prozent an. Analog zur Reduktion bei den SO₂-Emissionen machten sich bisher der Brennstoffwechsel und Investitionen in Entstickungsanlagen im Bereich der Kraftwerke bemerkbar. Trotzdem kam es aber durch vermehrten Kohleinsatz zu einem Emissionsanstieg in den letzten Jahren.

Außerhalb der Kraftwerksbranche existieren kaum Entstickungsanlagen. Für eine Unregelmäßigkeit im Jahr 2002 sorgte in der Zeitreihe der Raffinerie die OMV Anlage RS11, die kurzzeitig der Feuerungsanlagenverordnung unterlag und deshalb nicht unter dem Luftreinhaltegesetz für Kesselanlagen (dem Vorgängergesetz des EG-K) berichtete. Dies hatte einen merkbaren Einbruch in der Emissionszeitreihe für NO_x im Jahr 2002 zur Folge.

Tab.: NO_x-Emissionen von Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Tonnen².

	NO _x -Emissionen (Tonnen pro Heizperiode)											Diff. 90/04
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	9.740	4.434	6.850	6.079	5.715	4.807	5.629	5.342	6.170	6.570	7.582	-22 %
Raffinerie	4.326	3.343	3.221	3.511	3.184	3.197	2.977	3.163	2.908	3.253	3.368	-22 %
Industrie	2.634	3.164	2.717	3.074	3.419	3.686	2.804	2.817	2.774	2.245	2.858	9 %
Summe	16.700	10.941	12.788	12.665	12.318	11.690	11.410	11.323	11.852	12.069	13.808	-17 %

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

² Raffinerie im Jahr 2002 ohne OMV-Anlage RS11 (unterlag der Feuerungsanlagenverordnung)

Reduktionsziele

Die EU-Richtlinie 2001/80/EG verpflichtet Österreich zu einer schrittweisen Verringerung der jährlichen SO₂- und NO_x-Emissionen aus bestehenden Großfeuerungsanlagen (das sind Anlagen, die vor dem 1. Juli 1987 genehmigt wurden). Die Verpflichtung umfasst eine 70 %ige Verminderung der SO₂-Emissionen bis 2003 sowie eine Reduktion der NO_x-Emissionen um 40 % bis zum Jahr 1988. Das Basisjahr ist in beiden Fällen 1980, für das die Emissionen in der gegenständlichen Richtlinie mit 90000 Tonnen für Schwefeldioxid und 190000 Tonnen für Stickoxide festgelegt wurden.

Die folgende Abbildung zeigt, dass Österreich die Verpflichtungen zur schrittweisen SO₂-Emissionsminderung klar einhalten konnte.

Das geforderte NO_x-Reduktionsziel für bestehende Anlagen konnte ebenfalls erreicht werden (siehe Abbildung). NO_x-Emissionen für Neuanlagen sind in der Abbildung gesondert ausgewiesen.

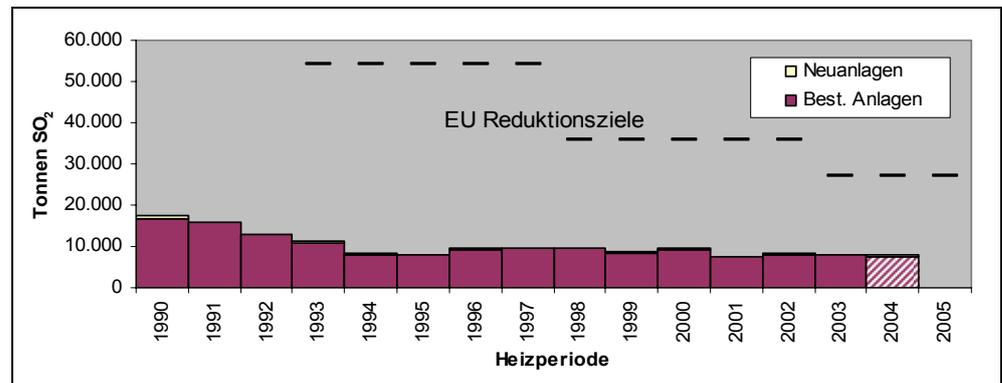


Abb.: SO₂-Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen und EU-Reduktionsziele.
 Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
 Stand: November 2005

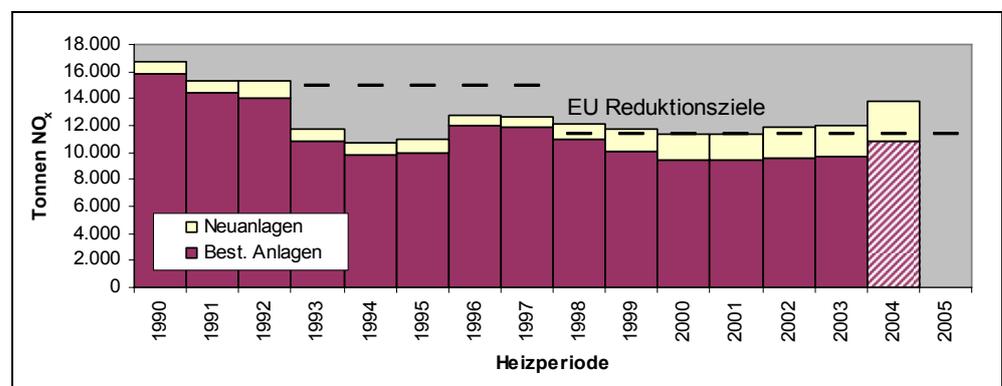


Abb.: NO_x-Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen und EU-Reduktionsziele.
 Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
 Stand: November 2005

Brennstoffeinsätze der Großfeuerungsanlagen

Der Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen lag 2004 um 33 % über dem Niveau von 1990. Bis 2000 zeigt der Verlauf einen relativ unregelmäßigen Trend. Ein Grund für eine solche Variation sind die unterschiedlich kalten Winter. In Jahren mit niedrigen Temperaturen in den Wintermonaten steigt die Stromproduktion in kalorischen Kraftwerken, um die Lücke zwischen Strombedarf und Stromproduktion aus Wasserkraft zu schließen. Weiters ist auch der Brennstoffbedarf in den Fernheizwerken höher. Seit 2001 steigt der Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen jährlich an.

Der Brennstoffmix der Großfeuerungsanlagen richtet sich unter anderem nach den Energiepreisen und gesetzlichen Vorgaben. Beispielsweise kann der Heizölverbrauch in Jahren wo der Großhandelspreis von Erdöl sehr niedrig ist, signifikant hoch sein. In den letzten Jahren ist wieder eine vermehrte Verfeuerung von Erdgas, aber auch von Kohle („andere feste Brennstoffe“) zu beobachten.

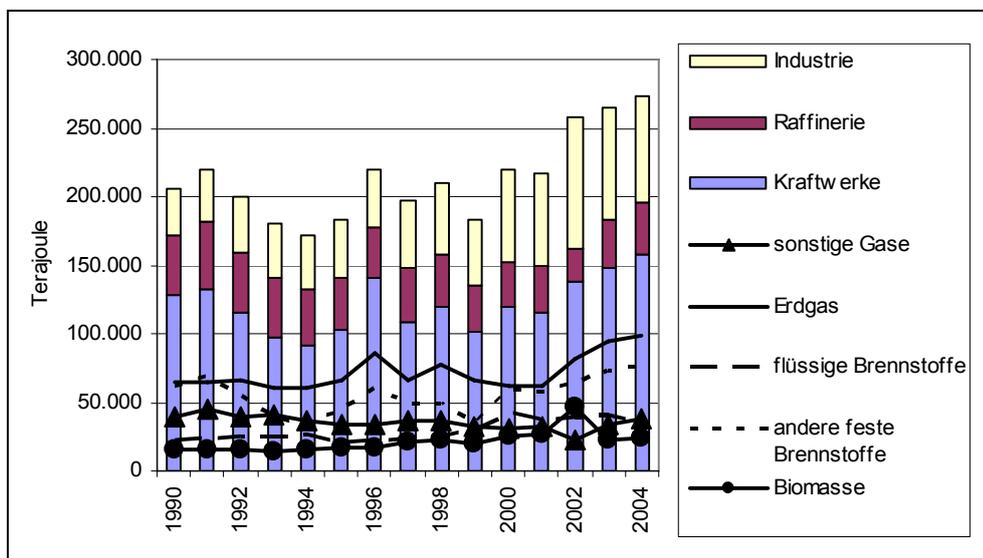


Abb.: Brennstoffverbrauch österreichischer Großfeuerungsanlagen.

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

Tab.: Brennstoffverbrauch von Großfeuerungsanlagen nach Sektoren und Energieträger.

	Gesamtenergieinput (Terajoule pro Heizperiode)											Diff. 90/04
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	128.556	103.167	141.307	108.634	119.576	101.002	119.516	115.554	138.695	147.683	158.041	23 %
Raffinerie	42.985	37.042	36.735	38.597	37.748	34.199	32.125	33.507	23.403	34.748	38.301	-11 %
Industrie	33.670	42.325	41.490	49.320	52.959	47.201	68.341	68.065	95.147	82.033	76.912	128 %
Summe	205.211	182.535	219.532	196.550	210.283	182.401	219.982	217.126	257.246	264.464	273.253	33 %
Biomasse	15.479	16.719	16.950	21.661	22.197	20.074	25.031	26.465	46.930	22.407	23.352	51 %
andere feste Brennstoffe	62.191	44.570	60.923	48.703	48.825	35.441	59.388	57.382	64.926	72.991	76.821	24 %
flüssige Brennstoffe	23.193	20.694	22.604	23.466	24.863	29.089	42.598	38.569	39.854	40.996	36.851	59 %
Erdgas	64.325	66.806	85.476	65.685	77.245	65.963	61.739	62.671	82.351	94.097	98.845	54 %
sonstige Gase	40.023	33.746	33.579	37.035	37.154	31.834	31.225	32.039	23.185	33.973	37.385	-7 %

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

Insgesamt kann über den Zeitraum 1990 bis 2004 ein Wechsel des Brennstoffmix von Kohle zu Heizöl und Erdgas beobachtet werden. Aufgrund des steigenden Gesamtenergieinputs können jedoch von 1990 auf 2004 sowohl bei Biomasse, als auch bei anderen festen Brennstoffen (Kohle), flüssigen Brennstoffen (hauptsächlich Heizöl) und Erdgas Anstiege zwischen 24 % (andere feste Brennstoffe) und 59 % (flüssige Brennstoffe) beobachtet werden. Sonstige Gase nahmen im Berichtszeitraum um sieben Prozent ab. Unter die Gruppe der sonstigen Gase fallen hauptsächlich Raffinemischgase aus der Raffinerie Schwechat.

SUMMARY

This report presents data for 1990 to 2004 of the annual steam boiler inventory of the Austrian Federal Environment Agency. The inventory was compiled in order to fulfil the reporting obligations under the Large Combustion Plant Directive (2001/80/EG). Where reported emissions of a plant were not available for one year, the time series of the inventory was completed by using values of the previous year to fill the gaps. In 2005, the operators of two large combustion plants did not report their emission data.

As the legal basis in Austria requires, all emission data in this report are presented by "heating period", not by calendar year. The „heating period“ starts on 1 October and ends on 30 September of the following year.

The tables in the summary (see above) give an overview of SO₂ and NO_x emissions from steam boilers with a thermal capacity of 50 megawatt (MW) or more (large combustion plants) for the period from 1990 to 2004. SO₂ emissions from large combustion plants in Austria were around 8,000 tonnes in 2004, 55 % less than in 1990.

The main SO₂ reductions were achieved until 1995; during 1995–2000 emissions increased slightly. After their low level in 2001, SO₂ emissions increased again and were 5 % above that level in 2004. This trend is strongly influenced by emissions from power and district heating plants (in tables: "Kraftwerke"), which decreased by 72 % from 1990 to 2004. In contrast to that, SO₂ emissions from the refinery ("Raffinerie") were growing by 32 % between 1990 and 2004. The main reasons for these opposing trends are:

1. *in power and heat production*: a gradual shift from high to low sulphur fuels (from coal to natural gas); and, in addition, several plants have installed de-sulphurisation equipment;
2. *in the refinery*: use of high sulphur by-products from the production of low sulphur fuels; only a Wellman-Lord de-sulphurisation equipment has been installed.

In 2004 about 13,800 tonnes NO_x were emitted from large combustion plants, 17 % less than in 1990. Again, this reduction was achieved in the first half of the 1990s. After their low levels between 1999 and 2001, NO_x emissions saw a 22 % increase in 2004 over 2001. Power and district heating plants accounted for a major part of emission reductions (-22 %), emissions from the refinery were also reduced by 22 %. The industry sector increased its emissions by 9 %. Again, the fuel switch to natural gas and investment into de-nitrification equipment were the main contributors to the major NO_x emissions reductions in the heat and power industry between 1990 and 1994.

Austria agreed to a 70 % reduction of SO₂ emissions from large combustion plants by 2003 and a 40 % reduction of NO_x emissions by 1998, both with 1980 as the base year. Figures 1 and 2 (see above) illustrate that SO₂ emissions are well below the reduction targets, whereas the NO_x emission target has only just been achieved.

Tables 7, 8, 10 and 11 of this report present the annual NO_x and SO₂ emissions for plants with 300 MW and more, and of the Austrian refinery on a plant-by-plant basis.

1 EINLEITUNG

1.1 Ziel dieses Berichts

Dieser Bericht wurde vom Umweltbundesamt erstellt, um das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit bei der Erfüllung der Berichtspflichten zur *Richtlinie 2001/80/EG des Rates zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft* in deren geltender Fassung³ zu unterstützen. Diese Richtlinie hat eine generelle Verringerung der SO₂- und NO_x-Emissionen in der gesamten Europäischen Union zum Ziel. Zu diesem Zweck wurden verbindliche Reduktionsziele aus Großfeuerungsanlagen für die einzelnen Mitgliedsstaaten festgeschrieben. Mit dem Beitrittsvertrag zum EWR wurden auch für Österreich Reduktionsziele für Großfeuerungsanlagen festgelegt. Österreich vereinbarte dabei eine dreistufige Reduktion der SO₂-Emissionen um insgesamt 70 % bis zum Jahr 2003 auf der Basis von 1980. Bei den NO_x-Emissionen verpflichtete sich Österreich zu einer zweistufigen Reduktion um insgesamt 40 % bis zum Jahr 1988 auf der Basis von 1980.

Das Reduktionsziel bezieht sich nur auf bestehende Anlagen im Sinne der Großfeuerungsanlagen-Richtlinie (GFA-RL). Dies sind Anlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung von 50 MW oder mehr, die vor dem 1. Juli 1987 genehmigt wurden. Damit fällt die überwiegende Zahl der Großfeuerungsanlagen unter den Altanlagenbegriff der GFA-Richtlinie, da nur neunzehn Anlagen von insgesamt 77 als Neuanlagen identifiziert werden können.

Gemäß der Großfeuerungsanlagen-Richtlinie der EU ergeben sich folgende jährliche Berichtspflichten für die Mitgliedsstaaten:

- Jahresgesamtemissionen an SO₂, NO_x und Staub (als Schwebstoffe insgesamt),
- gesonderte Aufstellung von Emissionen aus Raffinerien,
- Gesamtenergieinput, in Bezug gesetzt zum Nettobrennwert, aufgeschlüsselt in die fünf Brennstoffkategorien: Biomasse, andere feste Brennstoffe, flüssige Brennstoffe, Erdgas, sonstige Gase.

1.2 Datengrundlage

Der vorliegende Bericht stützt sich im Wesentlichen auf die jährliche Inventur von Dampfkesseln und Gasturbinen, und damit auf die Emissionserklärungen der Anlagenbetreiber. Gemäß §17 Abs. 1 Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen (EG-K)⁴ ist jeder Betreiber einer in Betrieb befindlichen Anlage deren Brennstoffwärmeleistung 2 MW überschreitet verpflichtet, der zuständigen Behörde jährlich eine Emissionserklärung über das Emissionsverhalten dieser Anlage vorzulegen. Die Emissionserklärungen enthalten Angaben über den Betreiber, die Anlage, den Brennstoffverbrauch, die Brennstoffart und Emissionen an SO₂, NO_x, CO und Staub. Von den zuständigen Behörden (im Allgemeinen die Bezirksbehörden) werden die Emissions-

³ Richtlinie 2001/80/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2001 zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft, ABl. V. 27. 11. 2001 Nr. L 309

⁴ BGBl. Nr. 150/2004



erklärungen eingefordert und vom Umweltbundesamt zentral in die so genannte *Dampfkessel-Datenbank (DKDB)* übertragen, in der etwa 800 Anlagen erfasst sind.

Die Angaben der Betreiber von Großfeuerungsanlagen werden vom Umweltbundesamt stichprobenartig überprüft und bei Bedarf mit Hilfe der Betreiber und der zuständigen Behörde vervollständigt.

Für die diesjährige Berichtspflicht waren zum Stichtag, dem 30. August, einige Emissionserklärungen von wichtigen Anlagen noch ausständig. Dies machte Nachrecherchen notwendig, wobei die Emissionserklärungen von zwei Anlagen zwischen 50 und 300 MW bis zur Berichterstellung nicht eingetroffen sind.

Der gegenständliche Bericht enthält Auswertungen und Analysen von Emissions- und Brennstoffdaten aus der Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamt für die Jahre 1990 bis 2004. Aufgrund der österreichischen Gesetzeslage liegen Daten für Dampfkesselanlagen und Gasturbinen nicht für das Kalenderjahr sondern für die so genannte Heizperiode vor. Eine Heizperiode beginnt immer mit dem 1. Oktober und endet mit dem 30. September des Folgejahres; das heißt Daten für 2004 wurden von 1. Oktober 2003 bis 30. September 2004 erfasst.

In der Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamt sind auch Daten von Müllverbrennungsanlagen enthalten. Da diese allerdings nicht der Berichtspflicht unter der GFA-Richtlinie unterliegen, sind sie im vorliegenden Bericht nicht erfasst.

1.3 Aufbau des Berichts

Kapitel 2 behandelt Großfeuerungsanlagen in Österreich allgemein und stellt Anlagen ab 300 MW genauer dar.

In Kapitel 3 werden die Emissionsdaten der Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes präsentiert. Dabei werden zunächst die Gesamtemissionen von SO₂, NO_x und Staub aller Großfeuerungsanlagen gegliedert nach den Sektoren Kraftwerke, Industrie und Raffinerie dargestellt. Weiters werden die Emissionen von SO₂ und NO_x der Raffinerie und der Großfeuerungsanlagen ab 300 MW einzeln angeführt.

Kapitel 4 analysiert den Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen gegliedert nach Biomasse, andere feste Brennstoffe (im Wesentlichen Kohle), flüssige Brennstoffe, Erdgas und sonstige Gase. Hierbei wird der Verlauf des Brennstoffverbrauches nach Energieträgern und Sektoren charakterisiert. In diesen drei Kapiteln wird den wesentlichen Erfordernissen der Berichtspflicht der GFA-Richtlinie nachgekommen.

Kapitel 5 stellt das Europäische Schadstoffemissionsregister „EPER“ vor. Viele Kraftwerke und Industrieanlagen die der GFA-Berichtspflicht unterliegen, sind auch verpflichtet, an dieses europäische Register Schadstoffemissionsmeldungen abzuliefern.

In Kapitel 6 werden die Methoden und Ausgangsdaten dieses Berichts kurz beschrieben und im Anhang sind die vollständigen Zeitreihen zu allen Datentabellen zu finden.

2 GROSSFEUERUNGSANLAGEN IN ÖSTERREICH

Emissionen aus Großfeuerungsanlagen (das sind in diesem Bericht Feuerungsanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung ab 50 MW) haben beträchtliche Auswirkungen auf die Umwelt. Allerdings wurden im Bereich der Großfeuerungsanlagen in den letzten Jahren zum Teil beachtliche Erfolge im Zuge von Emissionsminderungsmaßnahmen erzielt.

In Österreich existieren 77 Großfeuerungsanlagen, von diesen haben 20 Anlagen eine Brennstoffwärmeleistung über 300 MW. Etwa die Hälfte aller Großfeuerungsanlagen sind kalorische Kraftwerke zur Strom- und/oder Wärmezeugung; sie decken etwas mehr als drei Viertel der installierten Brennstoffwärmeleistung der Großfeuerungsanlagen ab. Die Industrie macht rund 16 % der installierten Brennstoffwärmeleistung der Großfeuerungsanlagen aus, die Raffinerie an die acht Prozent.

Die größten Dampfkesselanlagen in Österreich sind die Kraftwerke Dürnrohr und Theiß (Abhitzedampferzeuger) mit über 1.000 MW Brennstoffwärmeleistung. Tab. 1 listet alle Großfeuerungsanlagen über 300 MW in Österreich auf. Darunter befinden sich zwei Kraftwerksblöcke der Raffinerie Schwechat und eine industrielle Großfeuerungsanlage.

Tab. 1: Großfeuerungsanlagen über 300 MW (Stand 2005).

Bezirk	Anlage	Typ	Erstzulassung	MW	Hauptbrennstoff
Tulln	ATP, KW Dürnrohr	Kraftwerk	1987	1.758	Steinkohle
Krems	EVN, KW Theiß, AbHDE + M3	Kraftwerk	1994	1.233	Erdgas
Krems	EVN, KW Theiß, Maschine 2	Kraftwerk	1984	367	Erdgas
Korneuburg	ATP, KW Korneuburg, Block II	Kraftwerk	1985	685	Erdgas
Wien III	Fernwärme, FHKW Arsenal, HWK 1,2,3	Kraftwerk	1983	354	Erdöl
Wien XI	Wienstrom, KW Simmering, BKW 1,2	Kraftwerk	1983	857	Erdgas
Wien XI	Wienstrom, KW Simmering, BKW 3	Kraftwerk	1992	871	Erdöl
Wien XXII	Wienstrom, KW Donaustadt, BWK 1,2	Kraftwerk	1976	740	Erdgas
Wien XXII	Wienstrom, KW Donaustadt, BKW 3	Kraftwerk	1999	686	Erdgas
Wien XXII	Wienstrom, KW Leopoldau, GuDKW	Kraftwerk	1975	640	Erdgas
Wien XXIII	Fernwärme, FHW Süd, Rosiwalgasse	Kraftwerk	1994	358	Erdgas
Wien Umgebung	OMV Schwechat RS14	Raffinerie	1981	596	Prozessgas
Wien Umgebung	OMV Schwechat RS15	Raffinerie	1981	482	Prozessgas
Linz	Linz Strom, Gesamtanlage Lunzerstraße	Kraftwerk	1997	412	Erdgas
Braunau	Energie AG, KW Riedersbach 2	Kraftwerk	1981	378	Braunkohle
Graz	ATP, KW Neudorf/Werndorf	Kraftwerk	1970	649	Erdgas
Graz	ATP, FHKW Mellach	Kraftwerk	1986	543	Steinkohle
Voitsberg	ATP, KW Voitsberg, Werk 3	Kraftwerk	1983	792	Braunkohle
Judenburg	ATP, KW Zeltweg	Kraftwerk	1964	344	Steinkohle
Judenburg	Zellstoff Pöls, Laugenkessel 2	Industrie	1995	330	Erdgas



In drei Bundesländern (Burgenland, Tirol, Vorarlberg) existieren keine Großfeuerungsanlagen. Sowohl SO₂- als auch NO_x-Emissionen konzentrieren sich im Großraum Wien. Hier machen sich die Strom- und Fernheizwerke der Bundeshauptstadt bemerkbar und auch die Raffinerie Schwechat trägt zu den hohen Emissionen bei. Allein die Großfeuerungsanlage RS15 der Raffinerie Schwechat emittierte 2004 41,6 % der SO₂- und 18,1 % der NO_x-Emissionen aller Großfeuerungsanlagen in Österreich (siehe Tab. 2).

Tab. 2: Großfeuerungsanlagen ab 500 Tonnen SO₂- bzw. NO_x-Ausstoß und ihr Anteil an den Gesamtemissionen der Großfeuerungsanlagen 2004.

SO ₂	Tonnen	Anteil	NO _x	Tonnen	Anteil
OMV Schwechat RS15	3.343	41,6 %	OMV Schwechat RS15	2.493	18,1 %
Kraftwerk Voitsberg Werk 3	827	10,4 %	Kraftwerk Dürnrohr	2.104	15,2 %
Kraftwerk Dürnrohr	820	10,3 %	FHKW Mellach	666	4,8 %
			Kraftwerk Riedersbach 2	603	4,4 %
			Kraftwerk Voitsberg Werk 3	568	4,1 %
			Lenzing Energieanlage IIa	542	3,9 %

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

3 EMISSIONEN ÖSTERREICHISCHER GROSSFEUERUNGSANLAGEN

Dieses Kapitel zeigt die Ergebnisse der jährlichen Emissionsinventur für SO₂, NO_x und Staub von Großfeuerungsanlagen (Feuerungsanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung ab 50 Megawatt) in Österreich für die Jahre 1990 bis 2004. Zunächst werden die Emissionen der gesamten Großfeuerungsanlagen nach Sektoren präsentiert, dann die Einzelemissionen von SO₂ und NO_x der Großfeuerungsanlagen über 300 MW und der Dampfkesselanlagen der Raffinerie Schwechat.

3.1 Gesamtemissionen der Großfeuerungsanlagen ab 50 MW

3.1.1 Schwefeldioxid (SO₂)

Im Jahr 2004 betrug die SO₂-Emissionen von Großfeuerungsanlagen 7.968 Tonnen. Sie lagen damit um 152 Tonnen unter den Emissionen von 2003. Bezogen auf das Basisjahr 1980 (90.000 Tonnen SO₂ laut EWR Vertrag) haben sich die SO₂-Emissionen um 92 % reduziert. Damit liegt Österreich deutlich unter dem EU-Reduktionsziel von insgesamt 70 %.

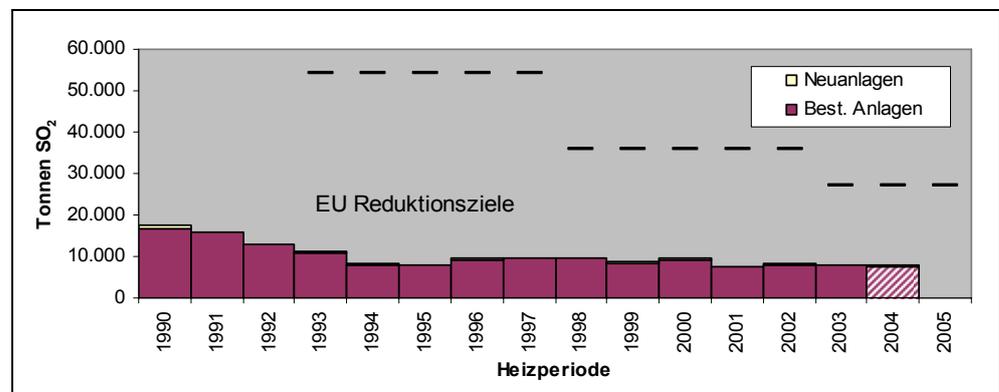


Abb. 1: SO₂-Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen und EU Reduktionsziele.
 Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
 Stand: November 2005

Die größte Minderung wurde schon zwischen 1980 und 1990 erzielt, aber auch Anfang der 1990er Jahre konnten die SO₂-Emissionen noch weiter vermindert werden. Seit 1994 blieben die SO₂-Emissionen aus den Großfeuerungsanlagen allerdings in etwa konstant, ausgenommen die starke Reduktion von 2000 auf 2001. Die SO₂-Emissionen lagen im Jahr 2004 um 55 % unter dem Wert von 1990.

Tab. 3: SO₂-Emissionen von Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Tonnen.

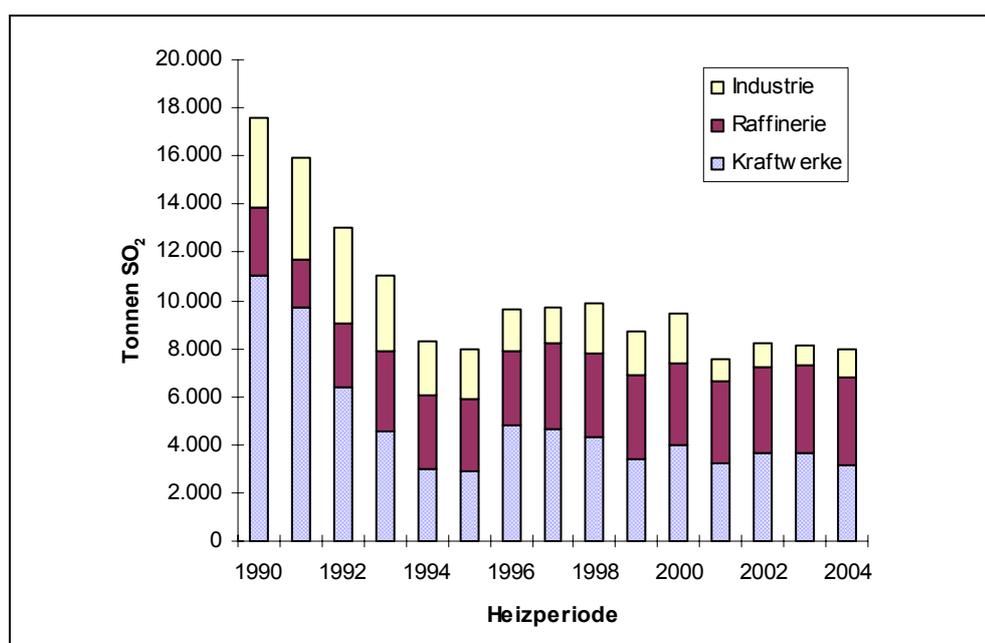
	SO ₂ -Emissionen (Tonnen pro Heizperiode)											Diff. 90/04
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	11.056	2.884	4.831	4.641	4.282	3.373	3.985	3.200	3.651	3.673	3.133	-72 %
Raffinerie	2.786	3.013	3.068	3.591	3.524	3.502	3.428	3.440	3.557	3.589	3.682	32 %
Industrie	3.774	2.088	1.727	1.508	2.029	1.847	2.010	949	997	858	1.153	-69 %
Summe	17.616	7.984	9.625	9.739	9.835	8.723	9.423	7.589	8.205	8.120	7.968	-55 %

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

Die deutlichsten Reduktionen bis 1995 erfolgten bei den Kraftwerken (siehe Abb. 2 und Tab. 3). Ihr Anteil an den SO₂-Emissionen der Großfeuerungsanlagen betrug im Jahr 2004 39 %. Trotz Zunahmen ab 1995 konnten im gesamten Zeitraum (1990 bis 2004) die SO₂-Emissionen bei den Kraftwerken um 72 % reduziert werden. Dies gelang vor allem durch die drastische Reduktion der Verbrennung von Heizöl Schwer in Kraftwerken ohne Entschwefelungsanlage. Einige Kraftwerke haben von Heizöl/ Erdgas Kombibetrieb auf alleinige Erdgasverfeuerung umgestellt. Allerdings ist seit 2002 der Brennstoffeinsatz generell wieder ansteigend und daher auch ein erhöhter Einsatz von Kohle feststellbar.

Kraftwerke

Der relativ strenge Winter des Jahres 1996 ist der Hauptgrund für die Zunahme der SO₂-Emissionen gegenüber 1995. Strenge Winter erhöhen den Strombedarf für Heizungen und verringern gleichzeitig die Wassermenge, die zur Stromerzeugung mittels Wasserkraftwerken herangezogen werden kann. Außerdem steigt in kalten Jahren auch die Wärmeproduktion in den Fernheizkraftwerken.

Abb. 2: SO₂-Emissionen aus Großfeuerungsanlagen nach Sektoren.

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

Raffinerie Ganz anders sieht die Situation bei den Großfeuerungsanlagen der Raffinerie aus. Bei den SO₂-Emissionen aller Großfeuerungsanlagen machte ihr Anteil 2004 46 % aus. Die Anlagen der Raffinerie emittierten 2004 deutlich mehr SO₂ als im Jahr 1990 (+32 %). Mit nahezu 3.700 Tonnen emittieren die Großfeuerungsanlagen in der Raffinerie im Jahr 2004 mehr SO₂ als die kalorischen Kraftwerke. Verursacht wurde die Steigerung des SO₂-Ausstoßes vor allem durch vermehrte Verfeuerung von schwefelhaltigen Gasen und Rückständen, die bei der Herstellung von schwefelarmen Brenn- und Treibstoffen entstehen.

Industrie Die Großfeuerungsanlagen der Industrie konnten ihre SO₂-Emissionen von 1990 bis 2004 wiederum stark reduzieren (-69 %). Der Anteil der Industrie an den gesamten SO₂-Emissionen der Großfeuerungsanlagen betrug im Jahr 2004 14 %. Bei der Industrie schlagen sich u. a. Rückgänge beim Heizöl Schwer Verbrauch nieder. Außerdem haben in diesem Sektor Stilllegungen bzw. verringerter Brennstoffverbrauch einiger Anlagen ab 2001 zu einem starken Minus geführt (-43 % im Jahr 2004 verglichen mit 2000).

3.1.2 Stickoxide (NO_x)

Im Jahr 2004 betrug die gesamten NO_x-Emissionen aus Großfeuerungsanlagen 13.808 Tonnen. Damit haben die NO_x-Emissionen aus den Großfeuerungsanlagen von 1990 bis 2004 um 17 % abgenommen. Bezogen auf das Basisjahr 1980 (19.000 Tonnen NO_x laut EWR Vertrag) bedeutet dies eine Reduktion um 27 %. Österreich hat sich zu einer zweistufigen Reduktion der NO_x-Emissionen um insgesamt 40 % bis zum Jahr 1998 auf der Basis von 1980 verpflichtet. Das Reduktionsziel bezieht sich auf bestehende Anlagen im Sinne der Großfeuerungsanlagen-Richtlinie. Dabei handelt es sich um Anlagen, die vor dem 1. Juli 1987 genehmigt wurden.

Abb. 3 zeigt, dass für bestehende Anlagen das geforderte NO_x-Reduktionsziel erreicht wurde. NO_x-Emissionen für Neuanlagen sind in der Abbildung gesondert ausgewiesen.

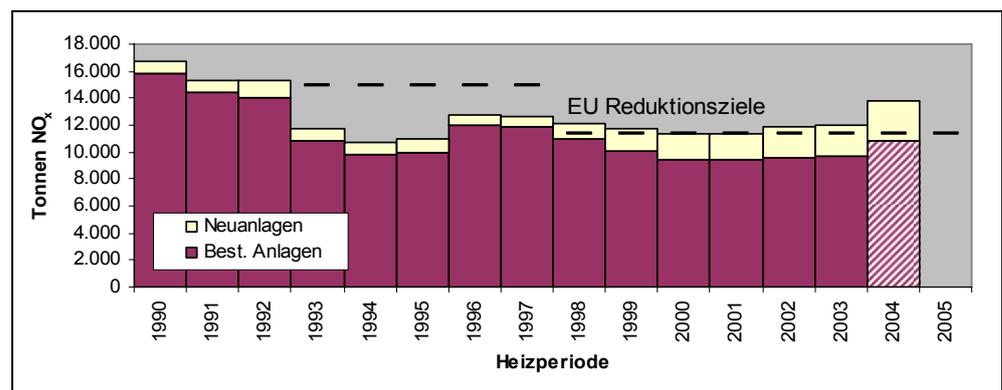


Abb. 3: NO_x-Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen und EU Reduktionsziele.
 Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
 Stand: November 2005

Zu den stärksten Reduktionen kam es im Bereich der kalorischen Kraftwerke, wo der NO_x -Ausstoß von 9.740 Tonnen im Jahr 1990 auf 7.582 Tonnen im Jahr 2004 sank (siehe Tab. 4 und Abb. 4). Damit gingen die NO_x -Emissionen der Kraftwerke in den Jahren von 1990 bis 2004 um 22 % zurück. Der Anteil der Kraftwerke an den NO_x -Emissionen aller Großfeuerungsanlagen lag 2004 bei 55 %.

Kraftwerke

Tab. 4: NO_x -Emissionen von Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Tonnen⁵.

	NO _x -Emissionen (Tonnen pro Heizperiode)											Diff. 90/04
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	9.740	4.434	6.850	6.079	5.715	4.807	5.629	5.342	6.170	6.570	7.582	-22 %
Raffinerie	4.326	3.343	3.221	3.511	3.184	3.197	2.977	3.163	2.908	3.253	3.368	-22 %
Industrie	2.634	3.164	2.717	3.074	3.419	3.686	2.804	2.817	2.774	2.245	2.858	9 %
Summe	16.700	10.941	12.788	12.665	12.318	11.690	11.410	11.323	11.852	12.069	13.808	-17 %

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

Zusätzlich eingebaute Entstickungsanlagen haben im Kraftwerkssektor geholfen, diese deutliche Reduktion zu erreichen. Im Jahr 1996 haben die mit Entstickungsanlagen ausgerüsteten Anlagen etwa 55 % aller in diesem Sektor verwendeten konventionellen Brennstoffe verfeuert. Vermehrter Einsatz von Kohle, Erdgas und Biomasse bedingt allerdings in den letzten Jahren wieder einen Emissionsanstieg (42 % von 2001 auf 2004).

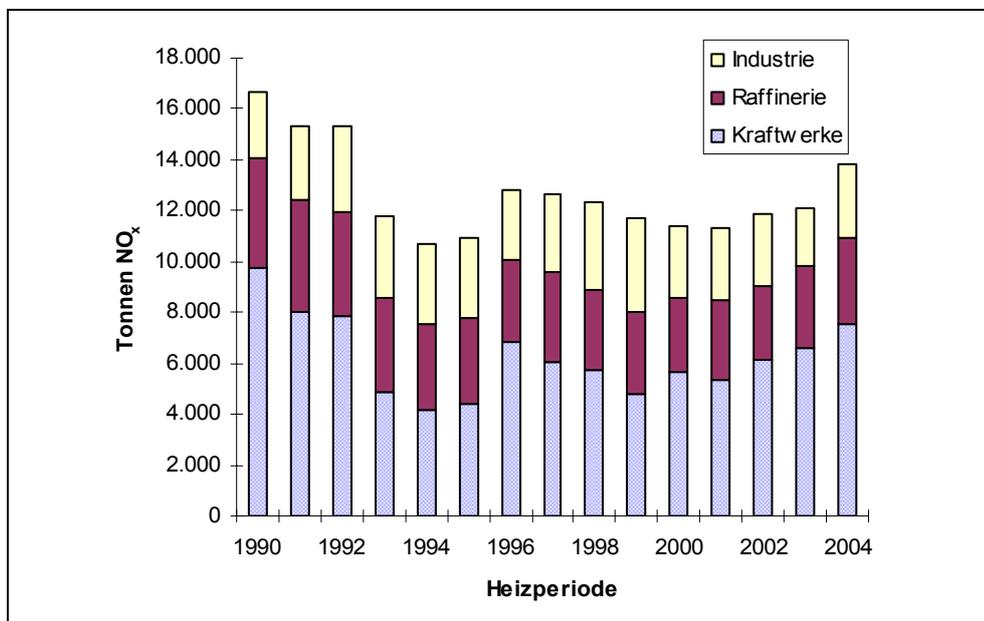


Abb. 4: NO_x -Emissionen aus Großfeuerungsanlagen nach Sektoren.

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

⁵ Raffinerie im Jahr 2002 ohne OMV Anlage RS11 (unterlag der Feuerungsanlagenverordnung)

Raffinerie Im Gegensatz zu den SO₂-Emissionen gelang es im Bereich der Raffinerie die NO_x-Emissionen durch Primärmaßnahmen um 22 % im Zeitraum 1990 bis 2004 zu senken. Hauptsächlich geschah das durch den Einsatz NO_x-armer Brenner, wobei zusätzliche Entstickungsanlagen noch deutlich höhere Emissionsreduktionen möglich machen würden. Die deutlich niedrigeren Emissionen im Jahr 2002 lassen sich dadurch erklären, dass die OMV Anlage RS11 kurzzeitig der Feuerungsanlagenverordnung unterlag und deshalb nicht unter dem Luftreinhaltegesetz (dem Vorgängergesetz des EG-K) berichtete. Die Raffinerie macht einen Anteil von 24 % an den NO_x-Emissionen der Großfeuerungsanlagen 2004 aus.

Industrie Leicht zugenommen haben zuletzt wieder die NO_x-Emissionen im Bereich der Industrie (9 % im Vergleichszeitraum 1990 bis 2004). Der Trend verläuft über den Gesamtzeitraum 1990 bis 2004 betrachtet wellenförmig, steigt aber zuletzt wieder stark an (+27 % von 2003 auf 2004). Grundsätzlich trägt zwar auch die Industrie durch Optimierung von Verbrennungstechnik und Einsatz von Katalysatoren zur Senkung der NO_x-Emissionen bei, durch verstärkten Kohle- und Biomasseeinsatz kam es zuletzt aber wieder zu einem Emissionsanstieg. Der Industriebereich trug im Jahr 2004 zu 21 % an den gesamten NO_x-Emissionen der Großfeuerungsanlagen bei.

3.1.3 Staub

Die Staubemissionen aus Großfeuerungsanlagen konnten zwischen 1990 und 2004 um 25 % reduziert werden. Besonders stark war der Rückgang zwischen 1991 und 1994. Während 1996 wieder deutlich mehr Staub emittiert wurde als 1994 (vor allem in den Kraftwerken), konnte in den folgenden Jahren insgesamt gesehen wieder ein rückläufiger Trend registriert werden (siehe Abb. 5 und Tab. 5). Der für Staubemissionen maßgebliche Kohleverbrauch ist seit 2002 jedoch wieder im Ansteigen und bringt parallel dazu höhere Staubemissionen mit sich.

Sektorspezifische Entwicklung

Im Zeitraum von 1990 bis 2004 sanken die Staubemissionen in allen Sektoren. Den größten Anteil an den Staubemissionen der Großfeuerungsanlagen hält der Kraftwerkssektor mit 55 %, gefolgt von der Industrie (33 %). Die Raffinerie macht 11 % der Staubemissionen aus Großfeuerungsanlagen aus. Die Staubemissionen der Industrie gingen zunächst bis 1999 nahezu kontinuierlich zurück, steigen seit 2000 aber in einem wellenförmigen Trend wieder an. Über den gesamten Zeitraum 1990 bis 2004 betrachtet kann der Industriesektor jedoch noch immer eine Reduktion von 34 % verbuchen. Die Staubemissionen aus den Kraftwerken sanken insgesamt ebenfalls (-16 % von 1990 auf 2004), schwankten aber im Verlauf entsprechend dem Kohleverbrauch. Von 2001 auf 2004 führte unter anderem erhöhter Kohleeinsatz zu einem Plus der Staubemissionen aus Kraftwerken von 112 %. Die Emissionen in der Raffinerie fielen in der Periode 1990 bis 2004 um 34 %.

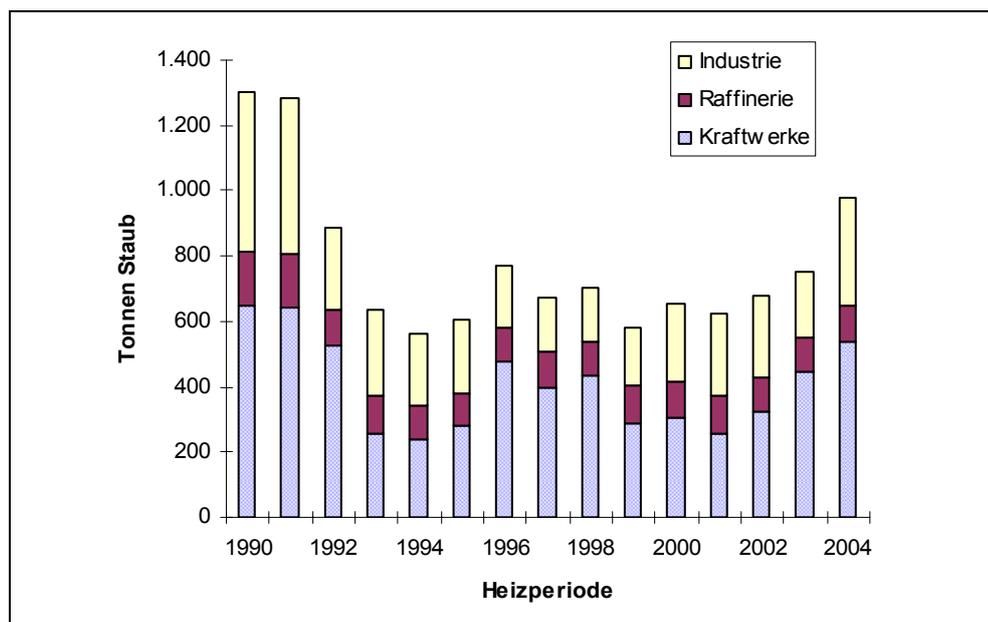


Abb. 5: Staubemissionen aus Großfeuerungsanlagen nach Sektoren in Tonnen.

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

Tab. 5: Staubemissionen aus Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Tonnen.

	Staub-Emissionen (Tonnen pro Heizperiode)											Diff. 90/04
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	646	282	475	398	433	289	303	255	321	444	541	-16 %
Raffinerie	166	94	105	111	103	117	112	116	109	104	110	-34 %
Industrie	491	226	191	166	166	175	237	249	246	203	326	-34 %
	1.303	603	771	675	703	581	652	621	677	751	976	-25 %

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

3.2 Einzelemissionen der Großfeuerungsanlagen

3.2.1 Großfeuerungsanlagen über 300 MW der Kraftwerke und Industrie

Großfeuerungsanlagen mit einer thermischen Brennstoffwärmeleistung über 300 MW müssen einzeln gegenüber der EU berichtet werden. Tabelle 6 zeigt eine Aufstellung der wichtigsten Umweltdaten österreichischer Großfeuerungsanlagen über 300 MW. Wie daraus zu ersehen ist, sind bereits nahezu alle Kraftwerke, die nicht ausschließlich mit Erdgas beheizt sind, mit Rauchgasreinigungsanlagen ausgestattet.

Tab. 6: Aufstellung wichtiger Umweltdaten der Großfeuerungsanlagen > 300 MW (Stand 2005).

Bezirk	Anlage	MW	Hauptbrennstoff	DeSO _x	DeNO _x	Konzentration SO ₂ [mg/m ³]	Konzentration NO _x [mg/m ³]
Tulln	ATP, KW Dürnrohr	1.758	Steinkohle	SAV	SCR	66	133
Krems	EVN, KW Theiß, AbHDE + M3	1.233	Erdgas	ZWS	SCR	0,1	61
Krems	EVN, KW Theiß, Maschine 2	367	Erdgas	-	-	0	0
Korneuburg	ATP, KW Korneuburg, Block II	685	Erdgas	-	-	0	0
Wien III	Fernwärme, FHKW Arsenal, HWK 1,2,3	354	Erdöl	-	-	200	200
Wien XI	Wienstrom, KW Simmering, BKW 1,2	857	Erdgas	-	SCR	1	83
Wien XI	Wienstrom, KW Simmering, BKW 3	871	Erdöl	KWV	SCR	33	86
Wien XXII	Wienstrom, KW Donaustadt, BWK 1,2	740	Erdgas	-	SCR	0	78
Wien XXII	Wienstrom, KW Donaustadt, BKW 3	686	Erdgas	-	-	0	30
Wien XXII	Wienstrom, KW Leopoldau, GuDKW	640	Erdgas	-	SCR	0	< 100
Wien XXIII	Fernwärme, FHW Süd, Rosiwalgasse	358	Erdgas	-	-	60	96
Linz	Linz Strom, Gesamtanlage Lunzerstraße	412	Erdgas	-	-	0	28
Braunau	Energie AG, KW Riedersbach 2	378	Braunkohle	KWV	SNCR	72	260
Graz	ATP, KW Neudorf/Werndorf	649	Erdgas	-	SCR	90	130
Graz	ATP, FHKW Mellach	543	Steinkohle	KWV	SCR	66	173
Voitsberg	ATP, KW Voitsberg, Werk 3	792	Braunkohle	KAV+ KWV	SCR	258	178
Judenburg	ATP, KW Zeltweg	344	Steinkohle	TSV	SNCR	70	270
Judenburg	Zellstoff Pöls, Laugenkessel 2	330	Erdgas	KWV	-	6	180

KAV – Kalkadditiv-Verfahren; TSV – Trockensorptionsverfahren;
 KWV – Kalksteinwaschverfahren; SAV – Sprühabsorptionsverfahren;
 SNCR – Selektive nicht-katalytische Reduktion;
 SCR – Selektive katalytische Reduktion;
 ZWS – Zirkulierende Wirbelschicht.

Bei den Konzentrationsangaben handelt es sich um gerundete Werte aus den monatsweise angegebenen mittleren Konzentrationen.

Tab. 7 und Tab. 8 zeigen Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen über 300 MW. Ein Vergleich mit den Gesamtemissionen zeigt, dass Anlagen über 300 MW maßgeblich zu den Reduktionserfolgen aller Anlagen beigetragen haben.

Entscheidend war hierbei vor allem die Installation von Entschwefelungsanlagen in kalorischen Kraftwerken und die Umstellung auf schwefelarme Brennstoffe in Kraftwerken ohne Entschwefelungsanlagen. Beispielsweise verbrannten im Jahr 1990 die Blockkraftwerke Simmering (Blöcke 1 und 2) und Donaustadt rund 140.000 Tonnen Heizöl Schwer ohne Entschwefelungsanlage. Dies verursachte SO₂-Emissionen von etwa 2.700 Tonnen. 1997 wurde in beiden Kraftwerken kein Heizöl Schwer mehr ver-

feuert. Umgekehrt sind die seit 1997 höheren SO₂-Emissionen im zweitgrößten Kraftwerk Österreichs (Kraftwerk Theiß) auf vermehrte Verfeuerung von Heizöl Schwer zurückzuführen.

Folgende Anlagen waren in der Heizperiode 2003/2004 nicht in Betrieb:

- KW Korneuburg, Block II
- KW Zeltweg.

Tab. 7: SO₂-Emissionen der Großfeuerungsanlagen > 300 MW (Kraftwerke und Industrie) pro Heizperiode in Tonnen.

Nr.	Bezirk	Anlage	MW	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1	Korneuburg	ATP, KW Korneuburg, Block II	685	331	0	412	80	360	60	95	0	0	0	0
2	Krems	EVN, KW Theiß, Maschine 2	367							86	0	2	0	0
3	Krems	EVN, KW Theiß, AbHDE + M3	1.233							120	51	1	0	0
4	Tulln	ATP, KW Dürnrrohr	1.758	1.040	497	640	640	583	303	652	574	692	719	820
5	Braunau	Energie AG, KW Riedersbach 2	378	793	134	253	203	277	170	266	141	172	172	145
6	Graz	ATP, FHKW Mellach	543	65	106	117	117	88	124	219	216	241	254	247
7	Graz	ATP, KW Neudorf/Werndorf	649	3	0,5	0,7	0,7	1	176	175	60	57	103	171
8	Judenburg	ATP, KW Zeltweg	344	596	73	122	122	40	10	21	30	0	0	0
9	Voitsberg	ATP, KW Voitsberg, Werk 3	792	740	560	1.168	790	879	728	1.475	1.263	1.399	1.485	827
10	Wien III	Fernwärme, FHKW Arsenal, HWK 1,2,3	354	102	79	101	225	91	55	11	40	37	13	2
11	Wien XI	Wienstrom, KW Simmering, BKW 1,2	857	1.197	0	2	2	2	0	0,04	0,1	0	0	2
12	Wien XI	Wienstrom, KW Simmering, BKW 3	800		73	145	170	36	146	61	35	186	65	170
13	Wien XXII	Wienstrom, KW Donaustadt, BKW 1,2	812	1.518	0	35	0	0,02	6	14	0,1	0,01	0,00	0,39
14	Wien XXII	Wienstrom, KW Donaustadt, BKW 3	686									0	0	0
15	Wien XXII	Wienstrom, KW Leopoldau, GuDKW	649	0	0	0	0	0	0	6	6	6	6	6
16	Linz	Linz Strom, Gesamtanl. Lunzerstr.	412					0,1	0,1	0,3	0	0	0	0
17	Wien XXIII	Fernwärme, FHW Süd, Rosiwalgasse	358			108	153	0,02	0,1	0,02	0,03	0,09	0,38	0,00
18	Judenburg	Zellstoff Pöls, Laugenkessel 2	330							19	16	10	12	13

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

Tab. 8: NO_x-Emissionen der Großfeuerungsanlagen > 300 MW (Kraftwerke und Industrie) pro Heizperiode in Tonnen.

Nr.	Bezirk	Anlage	MW	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1	Korneuburg	ATP, KW Korneuburg, Block II	685	466	45	181	26	109	40	21	0	0	0	0
2	Krems	EVN, KW Theiß, Maschine 2	367							66	0	27	0	0
3	Krems	EVN, KW Theiß, AbHDE + M3	1.233							133	176	262	189	248
4	Tulln	ATP, KW Dürnrrohr	1.758	1.105	675	886	886	991	549	810	887	1.360	1.555	2.104
5	Braunau	Energie AG, KW Riedersbach 2	378	559	317	596	457	549	387	608	500	543	600	603
6	Graz	ATP, FHKW Mellach	543	283	529	513	513	386	317	553	551	559	662	666
7	Graz	ATP, KW Neudorf/Werndorf	649	16	59	56	56	56	217	199	86	79	146	190
8	Judenburg	ATP, KW Zeltweg	344	156	108	301	301	141	57	75	139	0	0	0
9	Voitsberg	ATP, KW Voitsberg, Werk 3	792	1.349	342	711	378	498	543	960	734	846	894	568
10	Wien III	Fernwärme, FHKW Arsenal, HWK 1,2,3	354	65	27	42	93	34	19	8	18	17	12	2
11	Wien XI	Wienstrom, KW Simmering, BKW 1,2	857	1.020	0	333	324	347	310	243	205	265	255	222
12	Wien XI	Wienstrom, KW Simmering, BKW 3	800		278	340	358	132	432	362	476	430	398	443
13	Wien XXII	Wienstrom, KW Donaustadt, BKW 1,2	812	335	120	124	62	76	41	20	9	12	3	16
14	Wien XXII	Wienstrom, KW Donaustadt, BKW 3	686									57	14	273
15	Wien XXII	Wienstrom, KW Leopoldau, GuDKW	649	90	0,2	97	92	92	75	17	17	17	17	17
16	Linz	Linz Strom, Gesamtanl. Lunzerstr.	412					103	111	80	105	92	103	153
17	Wien XXIII	Fernwärme, FHW Süd, Rosiwalgasse	358			46	66	1	2	1	0,4	0,3	5,0	1,4
18	Judenburg	Zellstoff Pöls, Laugenkessel 2	330						453	542	532	403	447	490

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

3.2.2 Großfeuerungsanlagen der Raffinerie

Die GFA-Richtlinie schreibt eine separate Meldung von Anlagen der Raffinerien vor. Diese hat unabhängig von ihrer Brennstoffwärmeleistung zu erfolgen.

Die Anlagen der Raffinerie werden entsprechend der Tab. 9 eingeteilt. Dabei handelt es sich bei den Anlagen RS08 bis RS10 um Prozessöfen für die Rohöldestillation und Olefinherstellung, bei der Anlage RS13 um eine FCC-Anlage und bei RS14 und RS15 um Dampferzeuger für die Erzeugung von Kraft und Wärme. Die neu hinzugekommene Anlage RS16 ist eine Wasserstofferzeugungsanlage.

Die OMV-Anlage RS11 ist im Jahr 2002 in allen Zeitreihen der Raffinerie nicht enthalten, da sie kurzzeitig der Feuerungsverordnung unterlag.

Tab. 9: Aufstellung wichtiger Umweltdaten der Großfeuerungsanlagen der Raffinerie Schwechat (Stand 2005).

Bezirk	Anlage	MW	Hauptbrennstoff	DeSO _x	DeNO _x	Konzentration SO ₂ [mg/m ³]	Konzentration NO _x [mg/m ³]
Schwechat	OMV Schwechat, RS07	84	Raffineriegas	-	-	15	146
Schwechat	OMV Schwechat, RS08	88	Raffineriegas	-	-	9	96
Schwechat	OMV Schwechat, RS10	180	Raffineriegas	-	-	8	74
Schwechat	OMV Schwechat, RS13	82	Katalys.koks			91	202
Schwechat	OMV Schwechat, RS14	596	Raffineriegas	-	-	273	147
Schwechat	OMV Schwechat, RS15	482	Raffineriegas, Rückstände	WL*	-	719	536
Schwechat	OMV Schwechat, RS16	76	Erdgas, PSA-Restgas	-	-	< 0,5	64

* Wellman-Lord Verfahren (Nasse Wäsche mit Natriumbisulfit)

Bei den Konzentrationsangaben handelt es sich um gerundete Werte aus den monatsweise angegebenen mittleren Konzentrationen.

Tab. 10 und Tab. 11 zeigen die Emissionen von Anlagen der Raffinerie ab 50 MW auf. Hier zeigt sich, dass insbesondere das Kraftwerk RS15 sehr hohe SO₂- und NO_x-Emissionen aufweist, wobei die SO₂-Emissionen zwischen 1990 und 2004 sehr stark angestiegen sind.

Tab. 10: SO₂-Emissionen der Großfeuerungsanlagen der Raffinerie Schwechat pro Heizperiode in Tonnen.

Nr.	Bezirk	Anlage	MW	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS07	68	30	10	0	11	11	11	8	8	8	9	8
2	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS08	80	29	26	40	26	24	12	6	6	2	1	3
3	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS10	180	83	68	89	69	68	27	22	20	7	4	12
4	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS11	0	16	3	3	3	3	3	0,1	0,1	0	0	0
4	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS13	82	590	191	213	270	184	236	78	63	73	119	76
5	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS14	596	352	81	65	56	75	81	142	145	93	121	241
6	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS15	482	1.648	2.593	2.599	3.113	3.127	3.111	3.172	3.198	3.373	3.334	3.343
7	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS16	76										0,01	0,02

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

Tab. 11: NO_x-Emissionen der Großfeuerungsanlagen der Raffinerie Schwechat pro Heizperiode in Tonnen.

Nr.	Bezirk	Anlage	MW	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS07	68	102	95	0	93	84	71	99	92	99	89	76
2	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS08	80	111	104	120	99	89	89	44	32	38	33	28
3	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS10	180	495	215	200	197	116	108	99	120	126	128	105
4	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS11	0	360	293	353	374	390	390	335	355	0	338	338
4	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS13	82	180	383	344	321	203	200	134	127	164	219	168
5	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS14	596	413	140	108	72	89	75	138	148	120	109	136
6	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS15	482	2.526	2.024	1.992	2.281	2.140	2.193	2.129	2.290	2.362	2.334	2.493
7	Wien-Umgeb.	OMV Schwechat, RS16	76										4	24

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

4 BRENNSTOFFVERBRAUCH DER GROSSFEUERUNGSANLAGEN

Dieser Abschnitt beschreibt den Brennstoffverbrauch in den österreichischen Großfeuerungsanlagen nach Energieträger und Sektoren.

Der Brennstoffverbrauch der großen Dampfkesselanlagen lag 2004 um 33 % über dem Niveau von 1990, allerdings schwankte er recht stark in den Neunziger Jahren (siehe Abb. 6). Nach einem ersten Höhepunkt 1991 fiel der Brennstoffverbrauch bis 1994. Der Höhepunkt 1991 erklärt sich aus einer guten Konjunktur (und damit hohem Stromverbrauch) und der relativ niedrigen Stromproduktion aus Wasserkraft. Dadurch mussten kalorische Kraftwerke den Ausfall ausgleichen. Der Rückgang bis 1994 ist im Wesentlichen durch nachlassende Konjunktur (und damit geringeren Stromverbrauch insgesamt) und ein höheres Niveau der Wasserkraftproduktion zurückzuführen. 1996 erreichte der Brennstoffverbrauch in den Großfeuerungsanlagen den höchsten Wert der Neunziger Jahre, was hauptsächlich damit zu erklären ist, dass aufgrund des sehr kalten Jahres die Wasserkraftproduktion sank, der Stromverbrauch aber deutlich zunahm. Die Lücke wurde über kalorische Stromproduktion aus Gas und Kohle geschlossen. Außerdem ist in kalten Jahren auch der Brennstoffbedarf in den Fernheizwerken höher. Seit 2001 ist jährlich ein steigender Gesamtenergieeinsatz zu beobachten.

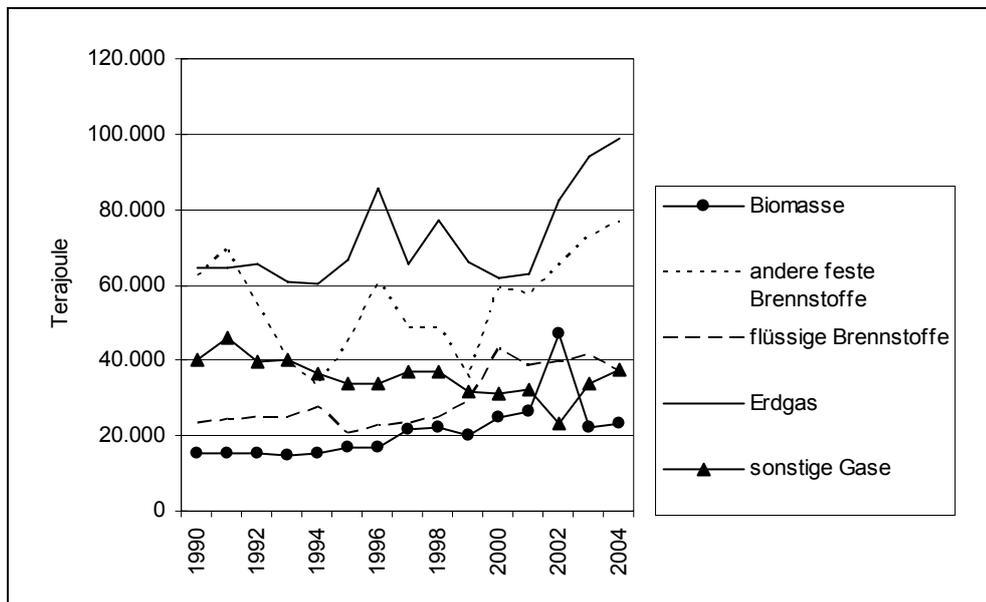


Abb. 6: Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen nach Energieträger.

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: November 2005

Auch der Verbrauch der verschiedenen Brennstoffarten zeigt starke Schwankungen, die unter anderem dadurch zustande kommen, dass die Anlagenbetreiber ihren Brennstoffmix aufgrund der Energiepreise oder gesetzlicher Vorschriften anpassen.

Der Einsatz von Biomasse blieb von 1990 weg bis 1996 zunächst auf einem annähernd gleichen Niveau, bevor er von 1996 auf 1997 um 28 % stieg und sich dann auf diesem Niveau einpendelte. Nur im Jahr 2002 verzeichnete man einen sehr hohen Einsatz von Biomasse (+77 % gegenüber 2001). In den Jahren danach fiel der Energieinput jedoch wieder auf das vorangegangene Niveau ab und lag 2004 schließlich 51 % über dem Einsatz von 1990.

Der Verbrauch von anderen festen Brennstoffen (hauptsächlich Kohle) war 1994 nahezu halb so hoch wie 1990, war aber 1996 wieder fast auf dem Niveau von 1990. Schließlich sank der Verbrauch wieder und lag 1999 43 % unter dem Niveau von 1990. Seit 2001 ist wieder ein jährlich steigender Einsatz von Kohle zu beobachten. Im Jahr 2004 lag der Verbrauch von festen Brennstoffen (exkl. Biomasse) 24 % über dem Niveau von 1990.

Der Verbrauch von flüssigen Brennstoffen (hauptsächlich Heizöl) erlebte in den Neunziger Jahren Höhepunkte im Jahr 1994 (eine Ursache könnte der sehr niedrige Großhandelspreis gewesen sein) und 1999, als er 25 % über dem Niveau von 1990 lag. Von 1999 auf 2000 machte der Einsatz flüssiger Brennstoffe einen Sprung von +46 %, fiel dann wieder etwas zurück und lag schließlich 2004 um 59 % über dem Niveau von 1990.

Der Erdgasverbrauch war 1996 33 % und 1998 20 % höher als im Jahr 1990; 2000 lag der Erdgasverbrauch allerdings 4 % unter dem Wert von 1990. In den letzten Jahren folgte jedoch ein kräftiger Anstieg, sodass der Verbrauch von Erdgas im Jahr 2004 um 54 % über dem Niveau von 1990 lag.

Sonstige Gase umfassen hauptsächlich Prozessgase aus der Raffinerie. Ihr Verbrauch lag 2004 7 % unter dem Niveau von 1990.

Es kann somit bei insgesamt steigendem Energieeinsatz ein Wechsel des Brennstoffmix von Kohle zu Heizöl und Erdgas beobachtet werden. Auch die Verbrennung von Biomasse nahm im Zeitverlauf deutlich zu.

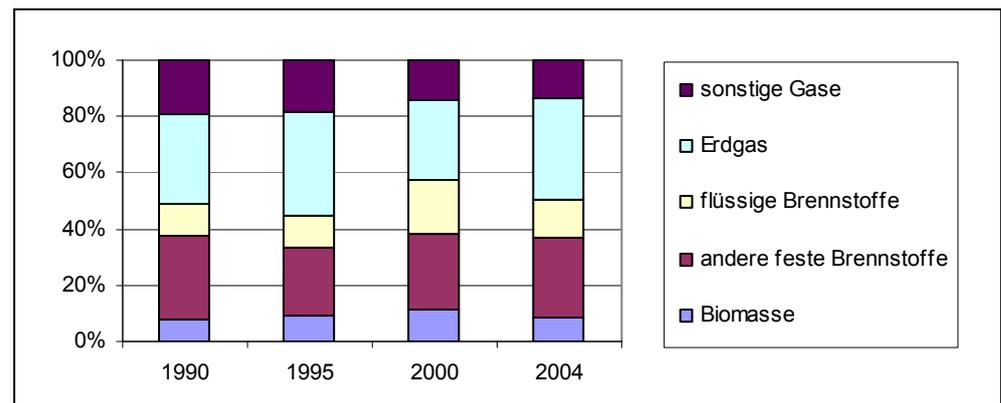


Abb. 7: Brennstoffmix der Großfeuerungsanlagen.

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: November 2005

Der Brennstoffverbrauch in den Sektoren entwickelte sich recht unterschiedlich (siehe Abb. 8 und Tab. 12). Während der Brennstoffverbrauch der Industrie um 128 % zunahm, stieg jener der Kraftwerke nur um 23 %. In den Großfeuerungsanlagen der Raffinerie sank der Brennstoffverbrauch um 11 %.

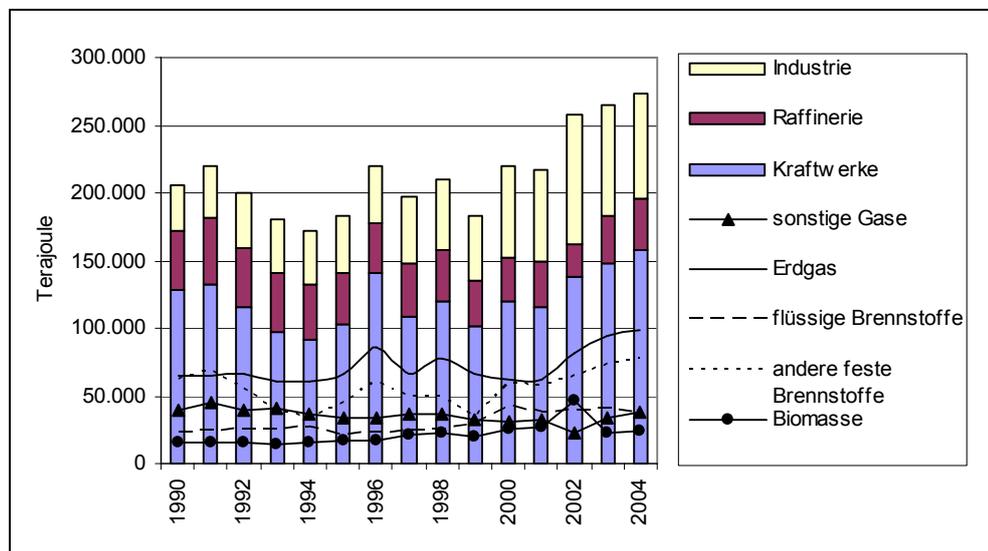


Abb. 8: Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen nach Sektoren.

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: November 2005

Tab. 12: Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Terajoule.

	Gesamtenergieinput (Terajoule pro Heizperiode)											Diff. 90/04
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	128.556	103.167	141.307	108.634	119.576	101.002	119.516	115.554	138.695	147.683	158.041	23 %
Raffinerie	42.985	37.042	36.735	38.597	37.748	34.199	32.125	33.507	23.403	34.748	38.301	-11 %
Industrie	33.670	42.325	41.490	49.320	52.959	47.201	68.341	68.065	95.147	82.033	76.912	128 %
Summe	205.211	182.535	219.532	196.550	210.283	182.401	219.982	217.126	257.246	264.464	273.253	33 %
Biomasse	15.479	16.719	16.950	21.661	22.197	20.074	25.031	26.465	46.930	22.407	23.352	51 %
andere feste Brennstoffe	62.191	44.570	60.923	48.703	48.825	35.441	59.388	57.382	64.926	72.991	76.821	24 %
flüssige Brennstoffe	23.193	20.694	22.604	23.466	24.863	29.089	42.598	38.569	39.854	40.996	36.851	59 %
Erdgas	64.325	66.806	85.476	65.685	77.245	65.963	61.739	62.671	82.351	94.097	98.845	54 %
sonstige Gase	40.023	33.746	33.579	37.035	37.154	31.834	31.225	32.039	23.185	33.973	37.385	-7 %

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: November 2005

4.1 Biomasse

Biomasse umfasst hauptsächlich die Verbrennung von Holzabfällen, Ablaugen und Schlämmen aus der Zellstoffindustrie sowie Klärgas, Deponiegas, Biogas, Klärschlamm, Tiermehl und Tierfett. Den weitaus größten Teil (73 % im Jahr 2004) tragen die Laugen der Zellstoffindustrie bei.

Biomasse wird in Industrieanlagen und in Kraftwerken eingesetzt, wobei die Industrie den weitaus größten Anteil stellt (97 % im Jahr 2004). Bei den Industrieanlagen verzeichnete man in den Jahren 1990 bis 2004 einen Zuwachs von 47 %. Dies ist auf einen verstärkten Einsatz von Ablaugen, Schlämmen und sonstigen Rückständen aus der Zellstoffindustrie zurückzuführen. Im Kraftwerkssektor war in den Neunziger Jahren kaum eine Verbrennung von Biomasse zu verzeichnen. Durch einen verstärkten Einsatz von Holzabfällen ab 2001 ist bei den Kraftwerken eine sehr starke Steigerung von 1990 auf 2004 zu beobachten.

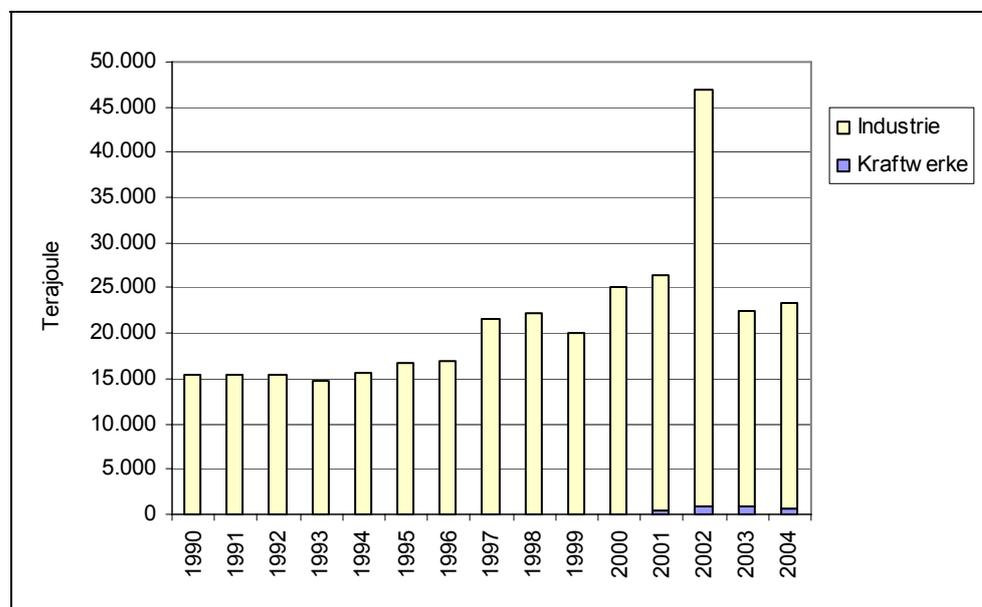


Abb. 9: Biomasseverbrauch in Großfeuerungsanlagen.

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

Tab. 13: Biomasseverbrauch in Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Terajoule.

	Energieinput (Terajoule pro Heizperiode)											Diff. 90/04
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	13	0	53	45	25	41	48	507	838	919	606	4.414 %
Industrie	15.465	16.719	16.897	21.616	22.172	20.033	24.983	25.958	46.092	21.488	22.746	47 %
Summe	15.479	16.719	16.950	21.661	22.197	20.074	25.031	26.465	46.930	22.407	23.352	51 %

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

4.2 Andere feste Brennstoffe

Der Verbrauch von anderen festen Brennstoffen (hauptsächlich Kohle) in den Großfeuerungsanlagen weist im Verlauf starke Schwankungen auf und lag 2004 24 % über dem Wert von 1990. Der weitaus größte Teil der Kohle wird in den Kraftwerken verfeuert (siehe Abb. 10 und Tab. 14); nur ein kleiner Teil in der Industrie. Allerdings hat sich der Kohleverbrauch in den Kraftwerken und der Industrie etwas unterschiedlich entwickelt. Während die Kraftwerke 2004 24 % mehr Kohle verfeuerten als 1990, stieg der Kohleverbrauch in den Großfeuerungsanlagen der Industrie um nur 10 %.

Der Steinkohleverbrauch in den Großfeuerungsanlagen hat zwischen 1990 und 2004 um 81 % zugenommen. Der Gesamtverbrauch an Steinkohle hängt vor allem vom Einsatz des Kraftwerkes Dürnrohr ab. Dieses Kraftwerk hat im Jahr 2004 54 % der in allen Großfeuerungsanlagen eingesetzten Steinkohle verfeuert.

Steinkohle

Im Gegensatz zur Steinkohle ist der Braunkohleverbrauch stark rückläufig; insgesamt hat sich der Braunkohleverbrauch in Großfeuerungsanlagen zwischen 1990 und 2004 mehr als halbiert. Die verfeuerte Braunkohle wird zu einem Großteil im Kraftwerk Voitsberg eingesetzt (2004 wurden 90 % der in allen Großfeuerungsanlagen eingesetzten Braunkohle in Voitsberg verfeuert).

Braunkohle

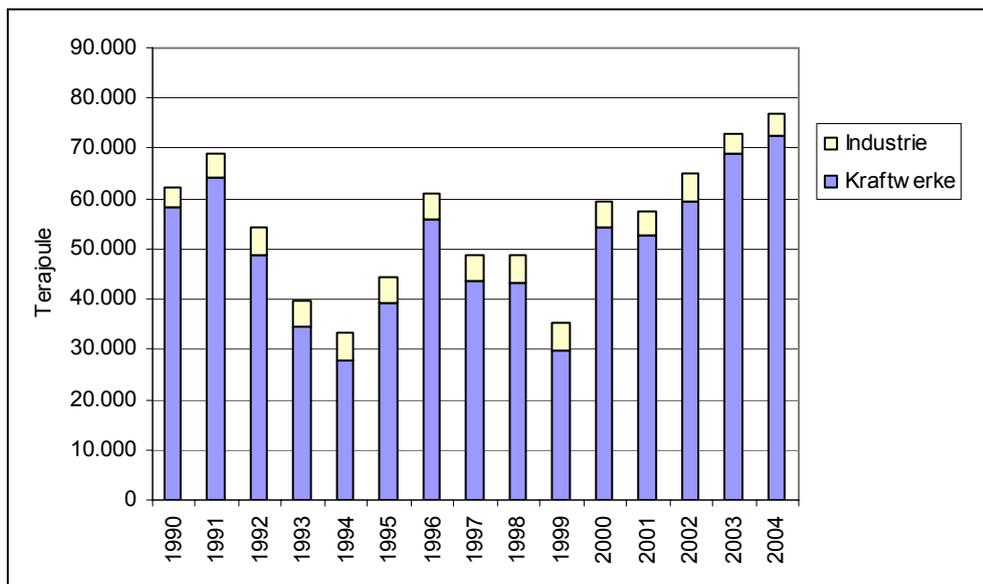


Abb. 10: Verbrauch von anderen festen Brennstoffen in Großfeuerungsanlagen.*

Tab. 14: Verbrauch von anderen festen Brennstoffen in Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Terajoule.*

	Energieinput (Terajoule pro Heizperiode)											Diff. 90/04
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	58.309	39.343	55.941	43.643	43.287	29.670	54.478	52.546	59.619	69.101	72.556	24 %
Industrie	3.882	5.227	4.982	5.060	5.538	5.771	4.910	4.836	5.307	3.890	4.265	10 %
Summe	62.191	44.570	60.923	48.703	48.825	35.441	59.388	57.382	64.926	72.991	76.821	24 %

* Datengrundlagen: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: November 2005

4.3 Flüssige Brennstoffe

Der Verbrauch von flüssigen Brennstoffen (hauptsächlich Heizöl) in Großfeuerungsanlagen hat ab dem Jahr 2000 stark zugenommen (siehe Abb. 11 und Tab. 15). Seit her bewegt sich der wellenförmige Trend auf diesem hohen Niveau. 2004 lag der Einsatz von Heizöl 59 % über dem Niveau von 1990.

Der größte Teil des Heizöls wird in den Kraftwerken verbrannt, aber auch die Industrie und die Raffinerie Schwechat verfeuern Heizöl. Der starke Anstieg ist vor allem auf den Heizölverbrauch in Industrieanlagen zurückzuführen; dieser lag 2004 237 % über dem Wert von 1990. Auch die Großfeuerungsanlagen der Kraftwerke und Raffinerie trugen mit jeweils 14 % und 36 % zu einem Anstieg des Heizölverbrauchs bei.

In den Großfeuerungsanlagen wird nahezu ausschließlich Heizöl Schwer verfeuert. Neben anderen Heizölen umfasst die Gruppe der flüssigen Brennstoffe noch Altöl, Turbinendestillat und Raffinerierückstände. Seit dem Jahr 2000 setzt eine Anlage der Zellstoffindustrie hohe Mengen an Methanol ein. In der Raffinerie Schwechat werden ausschließlich Heizöl Schwer und Raffinerierückstände verfeuert.

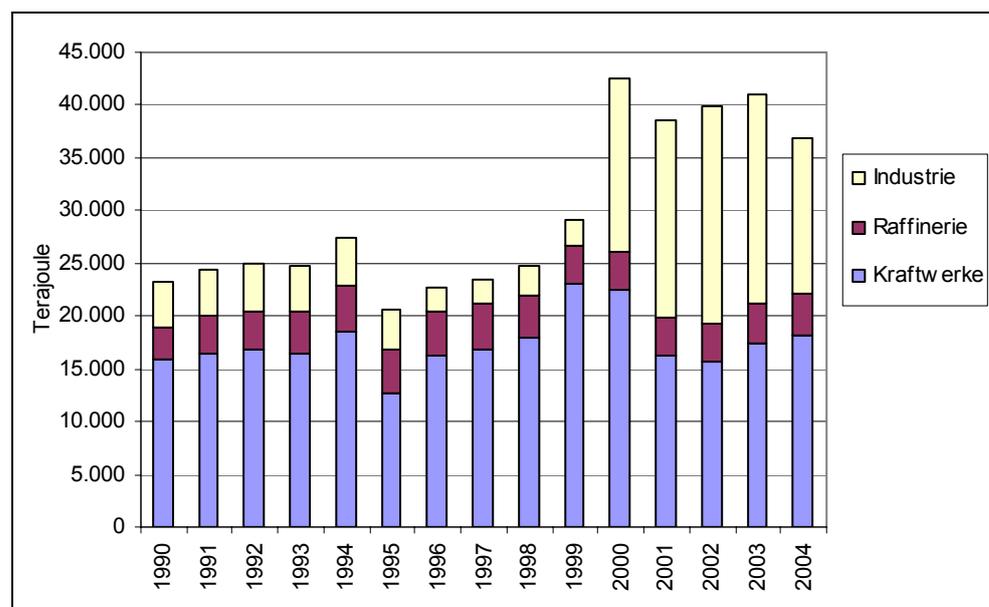


Abb. 11: Verbrauch von flüssigen Brennstoffen in Großfeuerungsanlagen.*

Tab. 15: Verbrauch von flüssigen Brennstoffen in Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Terajoule.*

	Energieinput (Terajoule pro Heizperiode)											Diff. 90/04
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	15.860	12.621	16.309	16.824	17.899	23.050	22.427	16.273	15.606	17.328	18.113	14 %
Raffinerie	2.963	4.226	4.130	4.339	4.102	3.676	3.671	3.522	3.745	3.839	4.024	36 %
Industrie	4.369	3.847	2.164	2.303	2.861	2.363	16.500	18.774	20.503	19.829	14.714	237 %
Summe	23.193	20.694	22.604	23.466	24.863	29.089	42.598	38.569	39.854	40.996	36.851	59 %

* Datengrundlagen: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: November 2005

4.4 Erdgas

Der Erdgasverbrauch in Großfeuerungsanlagen sank zunächst leicht von 1990 bis 1994, bevor er bis 1996 sprunghaft anstieg (siehe Abb. 12 und Tab. 16). Mit ein Grund für diesen Anstieg waren Umstellungen der Kraftwerksbetreiber von Heizöl Schwer auf Erdgas. Nach einem erneuten Rückgang 1997 sind ab 2002 wieder starke Anstiege zu verzeichnen. Im Jahr 2004 lag der Erdgasverbrauch 54 % über dem Wert von 1990.

Die Kraftwerke sind bei weitem die größten Verbraucher von Erdgas mit einem Anteil von 68 % am gesamten in Großfeuerungsanlagen verfeuerten Erdgas. Die Industrie verfeuert nahezu den Rest; die Raffinerie Schwechat meldet erst ab 1998 einen geringen Erdgasverbrauch. Der Erdgasverbrauch in den Kraftwerken stieg zwischen 1990 und 2004 um 23 %, während jener der Industrie sogar um 215 % zunahm.

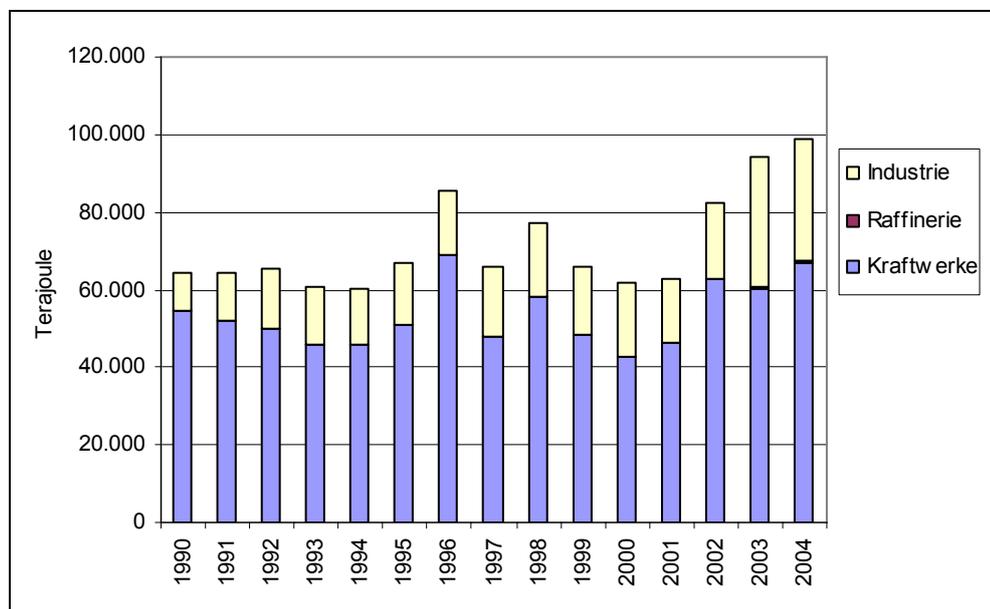


Abb. 12: Erdgasverbrauch in Großfeuerungsanlagen.

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

Tab. 16: Erdgasverbrauch in Großfeuerungsanlagen in Terajoule.

	Energieinput (Terajoule pro Heizperiode)											Diff. 90/04
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	54.373	51.203	69.003	48.121	58.365	48.241	42.563	46.229	62.632	60.336	66.766	23 %
Raffinerie	0	0	0	0	16	53	163	107	0	404	754	-
Industrie	9.951	15.603	16.472	17.564	18.864	17.669	19.014	16.335	19.719	33.357	31.325	215 %
Summe	64.325	66.806	85.476	65.685	77.245	65.963	61.739	62.671	82.351	94.097	98.845	54 %

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB),
Stand: November 2005

4.5 Sonstige Gase

Die bekannt gegebenen sonstigen Gase umfassen:

Gichtgas (VOEST), Kokereigas (VOEST), Tiegelgas (VOEST), Clausabgas (OMV), Raffineriemischgas (OMV), Wasserstoffgas (OMV), Flüssiggas (OMV), Starkgas (Lenzing AG, PF Pöls).

Der Verbrauch von sonstigen Gasen sank von 1990 bis 2004 um 7 % (siehe Abb. 13 und Tab. 17). In den Kraftwerken werden derzeit keine sonstigen Gase eingesetzt. Die Raffinerie Schwechat deckt den Großteil ihres Energiebedarfs durch die Verfeuerung dieser Gase, wobei vor allem Raffineriemischgas und Abgase der Claus-Anlagen eingesetzt werden. Insgesamt haben die in der Raffinerie verfeuerten sonstigen Gase zwischen 1990 und 2004 aber abgenommen (-16 %). Allerdings weisen die in der Raffinerie eingesetzten sonstigen Gase in den letzten Jahren höhere Schwefelgehalte auf (v. a. Clausgas), sodass die SO₂-Emissionen der Raffinerie absolut und in Bezug auf die eingesetzte Brennstoffmenge beträchtlich zugenommen haben. Die Menge an sonstigen Gasen, die im Industriebereich verfeuert wurde, hat über die Zeitreihe betrachtet sehr stark zugenommen.

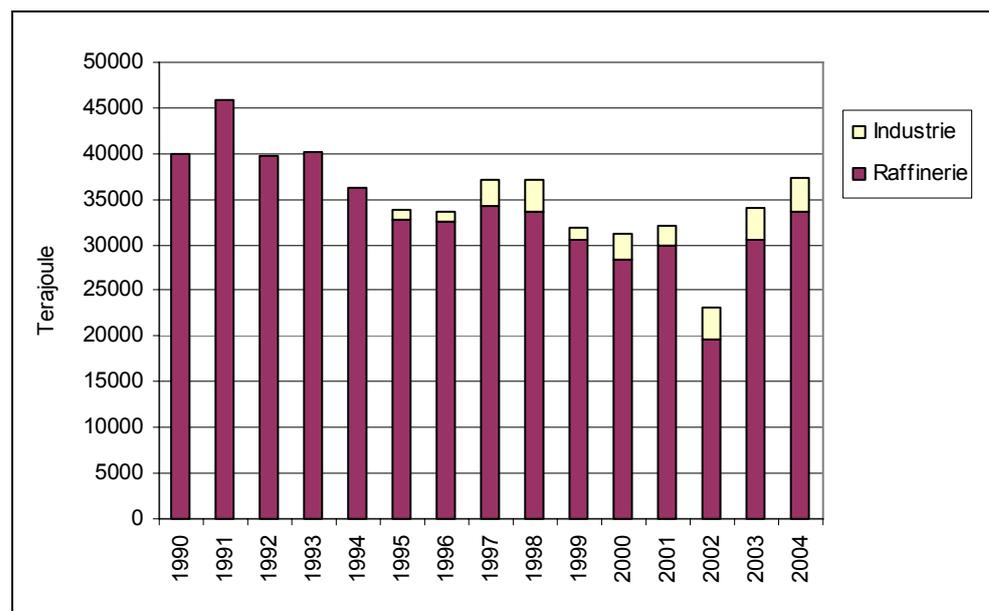


Abb. 13: Verbrauch von sonstigen Gase in Großfeuerungsanlagen.*

Tab. 17: Verbrauch von sonstigen Gasen in Großfeuerungsanlagen in Terajoule.*

	Energieinput (Terajoule pro Heizperiode)											Diff. 90/04
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Raffinerie	40.022	32.816	32.604	34.258	33.629	30.470	28.292	29.879	19.659	30.505	33.523	-16 %
Industrie	1	929	975	2.777	3.524	1.364	2.933	2.161	3.526	3.468	3.862	27.0338 %
Summe	40.023	33.746	33.579	37.035	37.154	31.834	31.225	32.039	23.185	33.973	37.385	-7 %

* Datengrundlagen: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: November 2005



5 EUROPÄISCHES SCHADSTOFFEMISSIONSREGISTER (EPER)

Die Abkürzung EPER steht für „Europäisches Schadstoffemissionsregister“ (engl.: **E**uropean **P**ollutant **E**mission **R**egister). EPER ist eine öffentlich zugängliche Datenbank, die Informationen zu Freisetzungen von Schadstoffen in Luft und Wasser aus bestimmten industriellen Betriebseinrichtungen enthält.

In Österreich wurde die erste Datenerhebung für das Europäische Schadstoffemissionsregister im Jahr 2003 durchgeführt. Die in Betracht kommenden Betriebseinrichtungen waren verpflichtet, ihre Emissionsmeldungen den zuständigen Behörden – dem Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit – zu übermitteln. Diese Angaben wurden in der EPER Datenbank des Umweltbundesamts gesammelt und an die Europäische Kommission weitergeleitet.

Mit der Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IPPC-Richtlinie) wurde die Grundlage zum Aufbau eines europaweiten, anlagenbezogenen Schadstoffregisters für Industrieanlagen gelegt. Form und Inhalt des europäischen Schadstoffemissionsregisters (EPER) wurden im Juli 2000 mit der Entscheidung 2000/479/EG der Europäischen Kommission festgelegt. Die Umsetzung des EPER in Österreich erfolgt entsprechend der EPER-Verordnung (BGBl. Nr. 300/2002) der Österreichischen Bundesregierung. Seit Februar 2004 können von der Öffentlichkeit die im Jahr 2003 von den Industriebetrieben gemeldeten Schadstoffemissionen auf der Homepage des Umweltbundesamtes (<http://www.umweltbundesamt.at>) abgefragt werden.

EPER hat folgende Ziele:

- Das allgemeine Ziel der IPPC-Richtlinie nach Verminderung und Vermeidung von Umweltverschmutzung soll unterstützt werden.
- Der europaweite Vergleich der Emissionen gleichartiger industrieller Quellen oder Sektoren soll ermöglicht werden.
- Die Sensibilisierung der Öffentlichkeit für Umweltverschmutzung.
- Die Stimulierung der Industrie zu verbesserten Leistungen im Umweltschutz und zur Innovation industrieller Verfahren.
- Die Bewertung der Fortschritte bei der Verwirklichung umweltpolitischer Zielsetzungen in nationalen und internationalen Vereinbarungen soll durch EPER ermöglicht werden.

Alle Betriebseinrichtungen, die eine oder mehrere der im Anhang der EPER-Verordnung erwähnten Tätigkeiten durchführen, sind zur Abgabe einer Schadstoffemissionsmeldung verpflichtet. Es müssen jedoch nur die Emissionen jener Luft- und Wasserschadstoffe gemeldet werden, deren Jahresfracht bestimmte Schwellenwerte überschreitet.

Die EU-Mitgliedsstaaten waren erstmals 2003 verpflichtet, die Schadstoffemissionen ihrer industriellen Betriebseinrichtungen zu erheben und der Europäischen Kommission Bericht zu erstatten. Seit 2003 muss alle drei Jahre berichtet werden. Die Europäische Kommission und das Umweltbundesamt veröffentlichen die gemeldeten Emissionen des EPER einschließlich standortspezifischer Informationen über die Hauptemissionsquellen im Internet. Sowohl Öffentlichkeit als auch Industrie können die EPER Daten zu einem Vergleich der Umweltleistungen einzelner Standorte oder Industriesektoren in unterschiedlichen Ländern nutzen.

Rechtliche Grundlagen

Ziele des EPER

Industriebetriebe melden Emissionen



Das nationale EPER Register kann über die Homepage des Umweltbundesamt abgefragt werden (<http://www.umweltbundesamt.at/eper>). Das europäische Register, das alle europaweit gemeldeten EPER Daten enthält, kann über die Homepage der Europäischen Kommission und der Europäischen Umweltagentur aufgerufen werden (<http://www.eper.cec.eu.int>).

**Das EPER
Berichtswesen in
Österreich**

Das Umweltbundesamt hat zur Erhebung der Schadstoffemissionen in Zusammenarbeit mit Betrieben und Behörden ein vollelektronisches EPER Meldewesen entwickelt. Dieses ermöglicht den EPER Verpflichteten ihre Daten in Webformulare einzugeben und elektronisch an die prüfenden Behörden (Bezirksverwaltungsbehörden, Landesbehörden), die Bundesministerien und das Umweltbundesamt weiterzuleiten. Die geprüften Angaben werden in eine Datenbank des Umweltbundesamt aufgenommen.

2003 wurden an das Umweltbundesamt insgesamt 368 Schadstoffemissionsmeldungen weitergeleitet. Davon waren 128 (35 %) der Emissionsmeldungen (Luft und Wasser) über den EPER Schwellenwerten. Diese Emissionsmeldungen wurden an die Europäische Kommission zur Aufnahme in das europäische Schadstoffemissionsregister weitergeleitet. Die Emissionen der restlichen 240 (65 %) EPER Schadstoffemissionsmeldungen lagen unter den Schwellenwerten und mussten nicht angegeben werden. Einige Betriebe haben ihre Emissionen unter den Schwellenwerten freiwillig gemeldet.

In Österreich wird die zweite EPER Berichtsphase 2005/2006 – drei Jahre nach der Ersterhebung – durchgeführt. Die EPER Betriebe waren bis März 2005 verpflichtet, ihre zweite Schadstoffemissionsmeldung entsprechend der EPER-Verordnung einzubringen. Diese Daten werden von den Behörden geprüft und 2006 vom Umweltbundesamt an die Europäische Kommission übermittelt sowie im Internet veröffentlicht.

**Die
Weiterentwicklung
des EPER zu einem
PRTR**

Das Protokoll zur Aarhus-Konvention über ein „Pollutant Release and Transfer Register“ (PRTR) sieht die Einrichtung öffentlich zugänglicher Register vor, in denen Angaben über bestimmte, besonders umwelt- oder gesundheitschädliche Schadstoffe enthalten sein werden. Das EPER Register wird in den nächsten Jahren auf Grund dieses Protokolls zu einem PRTR Register weiterentwickelt werden.

Die Weiterentwicklung betrifft insbesondere den Umfang der zu meldenden Schadstoffe – während im EPER 50 Schadstoffemissionen berichtspflichtig sind, sind es im PRTR 91 – sowie die Einbeziehung von „Transfers“ von Abfallmengen aus den Anlagen zu Deponierungs- und Verwertungszwecken. Die Berichtslegung wird im Rahmen des PRTR jährlich erfolgen, anstatt wie für das EPER alle drei Jahre. Zusätzlich zu den Angaben über anlagenspezifische Emissionen soll das PRTR Register auch Informationen zu Emissionen aus diffusen Quellen, wie z. B. Verkehr und Landwirtschaft, enthalten.

6 DATENLAGE

6.1 Die Dampfkessel-Datenbank

Dieser Bericht baut auf den Emissionserklärungen der Betreiber von Großfeuerungsanlagen auf. Das Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen (EG-K 2004) verpflichtet jeden Betreiber einer in Betrieb befindlichen Anlage deren Brennstoffwärmeleistung 2 MW überschreitet, jährliche Emissionserklärungen abzugeben. Diese Emissionserklärungen enthalten monatliche Daten über den Brennstoffverbrauch, die Emissionskonzentrationen und die Emissionsfrachten. Sie sind spätestens bis zum dem Erklärungszeitraum folgenden 31. Dezember der zuständigen Behörde zu übermitteln. Der Berichtszeitraum umfasst dabei nicht das Kalenderjahr sondern die so genannte Heizperiode. Diese beginnt mit 1. Oktober und endet am 30. September des Folgejahres.

Die Angaben der Betreiber werden vom Umweltbundesamt stichprobenartig geprüft, bei Bedarf vervollständigt und in eine Datenbank übertragen (Dampfkessel-Datenbank). Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamt enthält u. a. die folgenden Daten von etwa 800 Dampfkesselanlagen in Österreich für die Jahre 1990 bis 2004.

Tab. 18: Inhalt der Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes.

Betreiber	Dampfkessel	Brennstoff	Emission
Ort	Standort	Monat	Monat
Bezirk	Standort – PLZ	Jahr	Jahr
Name	Kessel	Gas in m ³	Staub in kg
Adresse	Zweck der Anl.	Heizöl S in t	SO ₂ in kg
PLZ	Brennstoffe	Heizöl M in t	NO ₂ in kg
Berichtszeitraum	Wärmeleistung	Heizöl L in t	CO in kg
Kontaktperson	Austrittstemperatur	BK Briketts in t	sonstige Emissionen
Tel. Nr.	Verbrennungsgasmenge	Braunkohle in t	
	Querschnitt	SK Briketts in t	
	Austrittshöhe	Steinkohle in t	
	Abgasreinigungsanlage	Holzabfälle in Rm ³	
	Abzuscheidender Stoff	Sonstiger Brennstoff 1	
	Art der Reinigungsanlage	Sonstiger Brennstoff 2	
	Berichtszeitraum	Sonstiger Brennstoff 3	

BK = Braunkohle; SK = Steinkohle

6.2 Definition der Anlage

Anlage Die Großfeuerungsanlagen-Richtlinie gibt nur eine vage Definition der Anlage:

„... jede technische Einrichtung, in der Brennstoffe im Hinblick auf die Nutzung der dabei erzeugten Wärme oxidiert werden.“ (Art. 2 Abs. 7 GFA-RL)

Deshalb wird in diesem Bericht die Definition des Emissionsschutzgesetzes für Kesselanlagen (EG-K) übernommen:

*„Münden die Verbrennungsgaszüge mehrerer Dampfkessel oder Gasturbinen, die im Regelfall gleichzeitig in Betrieb stehen, in einen **gemeinsamen Schornstein**, der auch mehrere Züge umfassen kann, oder stehen mehrere im Regelfall gleichzeitig in Betrieb stehende Dampfkessel oder Gasturbinen eines Betriebes in einem **engen räumlichen Zusammenhang**, so gelten diese grundsätzlich als zu einer einzigen Anlage gehörend.“ (§1 Abs. 3 EG-K, Unterstreichungen vom Autor)*

Neuanlage Artikel 2 Abs. 9 der Großfeuerungsanlagen-Richtlinie (GFA-RL) definiert Neuanlagen als Feuerungsanlagen, für die die erste Errichtungsgenehmigung oder, falls ein solches Verfahren nicht besteht, die erste Betriebsgenehmigung ab dem 1. Juli 1987 erteilt worden ist.

Bestehende Anlage Bei bestehenden Anlagen handelt es sich um Feuerungsanlagen, für die die erste Errichtungsgenehmigung oder, falls ein solches Verfahren nicht besteht, die erste Betriebsgenehmigung vor dem 1. Juli 1987 erteilt worden ist (Art. 2 Abs. 10 GFA-RL).

6.3 Methoden und Ausgangsdaten dieses Berichts

Ermittlungsmethoden Jährliche Emissionen werden entweder mit kontinuierlichen Messungen ermittelt, oder mit Hilfe von Einzelmessungen und dem Brennstoffverbrauch auf Ganzjahreswerte hochgerechnet. Kontinuierliche Emissionsmessungen müssen gemäß Luftreinhalteverordnung für Kesselanlagen (LRV-K §4 Abs. 1) bei allen neuen Dampfkesselanlagen mit einer Brennstoffwärmeleistung über 30 MW durchgeführt werden. In besonderen Fällen wurde allerdings auch mit Hilfe von Einzelmessungen und dem Brennstoffverbrauch auf die Jahresemissionen hochgerechnet.

Verfahren bei Fehlen der Emissionserklärung Das Fehlen einer Emissionserklärung kann mehrere Gründe haben. Aufgrund verschiedener Zuständigkeiten gestalten sich Nachrecherchen seitens des Umweltbundesamt schwierig. Entweder wurde die Emissionserklärung von der zuständigen Behörde noch nicht vom Betreiber eingefordert, oder sie wurde z. B. von der Bezirksbehörde an die Landesbehörde weitergeleitet. Das Fehlen eines klaren Ansprechpartners für das Umweltbundesamt und die oftmalige Unkenntnis der Behörden über den Verbleib von Emissionserklärungen gestalten Nachrecherchen äußerst zeitaufwendig und schwierig. Knappe personelle Ressourcen bei den Behörden tragen ihr Übriges zu Verzögerungen in der Weiterleitung bei. Weiters gibt es auch Fälle, in denen Emissionserklärungen keine Emissionsangaben (sondern nur Brennstoffdaten) enthalten. Darüber hinaus führen auch nicht mitgeteilte Stilllegungen von Anlagen zum unerklärten Ausbleiben der Emissionserklärung.



Von folgenden Anlagen wurde für den Erklärungszeitraum 10/2003 bis 9/2004 keine Emissionserklärung erhalten:

Tab. 19: Fehlende Emissionserklärungen 2003/2004.

Nr.	Bezirk	Anlage	MW
1	Neunkirchen	PF Hamburger	63
2	Vöcklabruck	RVL Reststoffverwertung Lenzing GmbH	110



7 LITERATUR

GUGELE, B.; MOSER, G.; RITTER, M. (2001): Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen 1990-1999. BE-176. Umweltbundesamt, Wien.

GAGER, M. (2004): Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen 1990-2003. BE-255. Umweltbundesamt, Wien.

STATISTIK AUSTRIA (2004): Energiebilanzen. E-Mail vom 24. November 2004.

STATISTIK AUSTRIA (2005): Energiebilanz. Statistik Austria, Wien.

ANHANG: DATENTABELLEN

Emissionen

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: November 2005

Tab. 20: SO₂-Emissionen von Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Tonnen.

	SO ₂ -Emissionen (Tonnen pro Heizperiode)															Diff. 90/04
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	11.056	9.732	6.404	4.528	2.985	2.884	4.831	4.641	4.282	3.373	3.985	3.200	3.651	3.673	3.133	-72 %
Raffinerie	2.786	1.974	2.652	3.364	3.092	3.013	3.068	3.591	3.524	3.502	3.428	3.440	3.557	3.589	3.682	32 %
Industrie	3.774	4.269	4.014	3.181	2.185	2.088	1.727	1.508	2.029	1.847	2.010	949	997	858	1.153	-69 %
Summe	17.616	15.974	13.070	11.073	8.262	7.984	9.625	9.739	9.835	8.723	9.423	7.589	8.205	8.120	7.968	-55 %

Tab. 21: NO_x-Emissionen von Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Tonnen.

	NO ₂ -Emissionen (Tonnen pro Heizperiode)															Diff. 90/04
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	9.740	8.007	7.848	4.911	4.145	4.434	6.850	6.079	5.715	4.807	5.629	5.342	6.170	6.570	7.582	-22 %
Raffinerie	4.326	4.384	4.138	3.665	3.374	3.343	3.221	3.511	3.184	3.197	2.977	3.163	2.908	3.253	3.368	-22 %
Industrie	2.634	2.964	3.352	3.200	3.200	3.164	2.717	3.074	3.419	3.686	2.804	2.817	2.774	2.245	2.858	9 %
Summe	16.700	15.356	15.338	11.776	10.718	10.941	12.788	12.665	12.318	11.690	11.410	11.323	11.852	12.069	13.808	-17 %

Tab. 22: Staubemissionen von Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Tonnen.

	Staub-Emissionen (Tonnen pro Heizperiode)															Diff. 90/04
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	646	644	527	257	241	282	475	398	433	289	303	255	321	444	541	-16 %
Raffinerie	166	160	106	117	98	94	105	111	103	117	112	116	109	104	110	-34 %
Industrie	491	481	252	264	222	226	191	166	166	175	237	249	246	203	326	-34 %
Summe	1.303	1.285	885	638	562	603	771	675	703	581	652	621	677	751	976	-25 %



Tab. 23: SO₂-Emissionen der Großfeuerungsanlagen > 300 MW (Kraftwerke und Industrie) pro Heizperiode in Tonnen.

Nr.	Bezirk	Anlage	MW	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1	Korneuburg	ATP, KW Korneuburg, Block II	685	331	52	242	0	0	0	412	80	360	60	95	0	0	0	0
2	Krems	EVN, KW Theiß, Maschine 2	367											86	0	2	0	0
3	Krems	EVN, KW Theiß, AbHDE + M3	1.233											120	51	1	0	0
4	Tulln	ATP, KW Dürnrohr	1.758	1.040	1.016	802	585	303	497	640	640	583	303	652	574	692	719	820
5	Braunau	Energie AG, KW Riedersbach 2	378	793	395	420	433	466	134	253	203	277	170	266	141	172	172	145
6	Graz	ATP, FHKW Mellach	543	65	94	122	42	17	106	117	117	88	124	219	216	241	254	247
7	Graz	ATP, KW Neudorf/Werndorf	649	3	0	0	0	0,3	0,5	0,7	0,7	1	176	175	60	57	103	171
8	Judenburg	ATP, KW Zeltweg	344	596	717	162	23	169	73	122	122	40	10	21	30	0	0	0
9	Voitsberg	ATP, KW Voitsberg, Werk 3	792	740	751	804	221	148	560	1.168	790	879	728	1.475	1.263	1.399	1.485	827
10	Wien III	Fernwärme, FHKW Arsenal, HWK 1,2,3	354	102	68	116	171	79	79	101	225	91	55	11	40	37	13	2
11	Wien XI	Wienstrom, KW Simmering, BKW 1,2	857	1.197	514	487	319	0,2	0	2	2	2	0	0,04	0,1	0	0	2
12	Wien XI	Wienstrom, KW Simmering, BKW 3	800			22	76	106	73	145	170	36	146	61	35	186	65	170
13	Wien XXII	Wienstrom, KW Donaustadt, BKW 1,2	812	1.518	2.098	454	107	24	0	35	0	0,02	6	14	0,1	0,01	0,00	0,39
14	Wien XXII	Wienstrom, KW Donaustadt, BKW 3	686													0	0	0
15	Wien XXII	Wienstrom, KW Leopoldau, GuDKW	649	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6	6	6	6	6
16	Linz	Linz Strom, Gesamtanl. Lunzerstr.	412									0,1	0,1	0,3	0	0	0	0
17	Wien XXIII	Fernwärme, FHW Süd, Rosiwalgasse	358							108	153	0,02	0,1	0,02	0,03	0,09	0,38	0,00
18	Judenburg	Zellstoff Pöls, Laugenkessel 2	330										19	16	10	12	13	16

Tab. 24: NO_x-Emissionen der Großfeuerungsanlagen > 300 MW (Kraftwerke und Industrie) pro Heizperiode in Tonnen.

Nr.	Bezirk	Anlage	MW	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1	Korneuburg	ATP, KW Korneuburg, Block II	685	466	157	177	31	33	45	181	26	109	40	21	0	0	0	0
2	Krems	EVN, KW Theiß, Maschine 2	367											66	0	27	0	0
3	Krems	EVN, KW Theiß, AbHDE + M3	1.233											133	176	262	189	248
4	Tulln	ATP, KW Dürnrohr	1.758	1.105	1.088	906	662	383	675	886	886	991	549	810	887	1.360	1.555	2.104
5	Braunau	Energie AG, KW Riedersbach 2	378	559	610	577	565	470	317	596	457	549	387	608	500	543	600	603
6	Graz	ATP, FHKW Mellach	543	283	382	337	330	349	529	513	513	386	317	553	551	559	662	666
7	Graz	ATP, KW Neudorf/Werndorf	649	16	9	26	51	61	59	56	56	56	217	199	86	79	146	190
8	Judenburg	ATP, KW Zeltweg	344	156	166	40	6	93	108	301	301	141	57	75	139	0	0	0
9	Voitsberg	ATP, KW Voitsberg, Werk 3	792	1.349	660	595	163	127	342	711	378	498	543	960	734	846	894	568
10	Wien III	Fernwärme, FHKW Arsenal, HWK 1,2,3	354	65	43	48	70	27	27	42	93	34	19	8	18	17	12	2
11	Wien XI	Wienstrom, KW Simmering, BKW 1,2	857	1.020	383	568	565	260	0	333	324	347	310	243	205	265	255	222
12	Wien XI	Wienstrom, KW Simmering, BKW 3	800			70	175	195	278	340	358	132	432	362	476	430	398	443
13	Wien XXII	Wienstrom, KW Donaustadt, BKW 1,2	812	335	369	242	166	144	120	124	62	76	41	20	9	12	3	16
14	Wien XXII	Wienstrom, KW Donaustadt, BKW 3	686													57	14	273
15	Wien XXII	Wienstrom, KW Leopoldau, GuDKW	649	90	135	154	150	140	0,2	97	92	92	75	17	17	17	17	17
16	Linz	Linz Strom, Gesamtanl. Lunzerstr.	412									103	111	80	105	92	103	153
17	Wien XXIII	Fernwärme, FHW Süd, Rosiwalgasse	358							46	66	1	2	1	0,4	0,3	5,0	1,4
18	Judenburg	Zellstoff Pöls, Laugenkessel 2	330										453	542	532	403	447	490

Brennstoffe

Datengrundlage: Die Dampfkessel-Datenbank des Umweltbundesamtes (DKDB), Stand: November 2005

Tab. 27: Brennstoffverbrauch der Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Terajoule.

	Gesamtenergieinput (Terajoule pro Heizperiode)															Diff. 90/04
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	128.556	132.702	115.483	97.038	91.839	103.167	141.307	108.634	119.576	101.002	119.516	115.554	138.695	147.683	158.041	23 %
Raffinerie	42.985	49.366	43.497	44.109	40.507	37.042	36.735	38.597	37.748	34.199	32.125	33.507	23.403	34.748	38.301	-11 %
Industrie	33.670	37.310	41.327	39.306	40.109	42.325	41.490	49.320	52.959	47.201	68.341	68.065	95.147	82.033	76.912	128 %
Summe	205.211	219.378	200.306	180.454	172.455	182.535	219.532	196.550	210.283	182.401	219.982	217.126	257.246	264.464	273.253	33 %
Biomasse	15.479	15.413	15.487	14.772	15.530	16.719	16.950	21.661	22.197	20.074	25.031	26.465	46.930	22.407	23.352	51 %
andere feste Brennstoffe	62.191	69.161	54.479	39.763	33.167	44.570	60.923	48.703	48.825	35.441	59.388	57.382	64.926	72.991	76.821	24 %
flüssige Brennstoffe	23.193	24.410	24.976	24.825	27.385	20.694	22.604	23.466	24.863	29.089	42.598	38.569	39.854	40.996	36.851	59 %
Erdgas	64.325	64.627	65.530	60.935	60.149	66.806	85.476	65.685	77.245	65.963	61.739	62.671	82.351	94.097	98.845	54 %
sonstige Gase	40.023	45.766	39.834	40.159	36.224	33.746	33.579	37.035	37.154	31.834	31.225	32.039	23.185	33.973	37.385	-7 %

Tab. 28: Biomasseverbrauch in Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Terajoule.

	Energieinput (Terajoule pro Heizperiode)															Diff. 90/04
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	13	23	40	31	17	0	53	45	25	41	48	507	838	919	606	4.414 %
Industrie	15.465	15.390	15.447	14.740	15.513	16.719	16.897	21.616	22.172	20.033	24.983	25.958	46.092	21.488	22.746	47 %
Summe	15.479	15.413	15.487	14.772	15.530	16.719	16.950	21.661	22.197	20.074	25.031	26.465	46.930	22.407	23.352	51 %

Tab. 29: Verbrauch von anderen festen Brennstoffen in Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Terajoule.

	Energieinput (Terajoule pro Heizperiode)															Diff. 90/04
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	58.309	64.303	48.878	34.414	27.579	39.343	55.941	43.643	43.287	29.670	54.478	52.546	59.619	69.101	72.556	24 %
Industrie	3.882	4.858	5.601	5.349	5.588	5.227	4.982	5.060	5.538	5.771	4.910	4.836	5.307	3.890	4.265	10 %
Summe	62.191	69.161	54.479	39.763	33.167	44.570	60.923	48.703	48.825	35.441	59.388	57.382	64.926	72.991	76.821	24 %

Tab. 30: Verbrauch von flüssigen Brennstoffen in Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Terajoule.

	Energieinput (Terajoule pro Heizperiode)															Diff. 90/04
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	15.860	16.367	16.823	16.539	18.581	12.621	16.309	16.824	17.899	23.050	22.427	16.273	15.606	17.328	18.113	14 %
Raffinerie	2.963	3.600	3.665	3.951	4.284	4.226	4.130	4.339	4.102	3.676	3.671	3.522	3.745	3.839	4.024	36 %
Industrie	4.369	4.444	4.488	4.336	4.520	3.847	2.164	2.303	2.861	2.363	16.500	18.774	20.503	19.829	14.714	237 %
Summe	23.193	24.410	24.976	24.825	27.385	20.694	22.604	23.466	24.863	29.089	42.598	38.569	39.854	40.996	36.851	59 %

Tab. 31: Erdgasverbrauch in Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Terajoule.

	Energieinput (Terajoule pro Heizperiode)															Diff. 90/04
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Kraftwerke	54.373	52.009	49.742	46.055	45.662	51.203	69.003	48.121	58.365	48.241	42.563	46.229	62.632	60.336	66.766	23 %
Raffinerie	0	0	0	0	0	0	0	0	16	53	163	107	0	404	754	-
Industrie	9.951	12.618	15.789	14.880	14.487	15.603	16.472	17.564	18.864	17.669	19.014	16.335	19.719	33.357	31.325	215 %
Summe	64.325	64.627	65.530	60.935	60.149	66.806	85.476	65.685	77.245	65.963	61.739	62.671	82.351	94.097	98.845	54 %

Tab. 32: Verbrauch von sonstigen Gasen in Großfeuerungsanlagen pro Heizperiode in Terajoule.

	Energieinput (Terajoule pro Heizperiode)															Diff. 90/04
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	
Raffinerie	40.022	45.766	39.832	40.158	36.223	32.816	32.604	34.258	33.629	30.470	28.292	29.879	19.659	30.505	33.523	-16 %
Industrie	1	0	2	1	1	929	975	2.777	3.524	1.364	2.933	2.161	3.526	3.468	3.862	270.338 %
Summe	40.023	45.766	39.834	40.159	36.224	33.746	33.579	37.035	37.154	31.834	31.225	32.039	23.185	33.973	37.385	-7 %

