



EVALUIERUNG EU BAT DOKUMENT „MINERAL OIL AND GAS REFINERIES“

Siegmund Böhmer

REPORT
REP-0002
Wien, 2005



Projektleitung

Dr. Siegmund Böhmer

Autoren

Dr. Siegmund Böhmer

Titelphoto/-bild

„OMV“

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

Impressum

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

Eigenvervielfältigung

Gedruckt auf Recyclingpapier

© Umweltbundesamt GmbH, Wien, 2005
Alle Rechte vorbehalten
ISBN 3-85457-801-6



INHALT

INHALT	3
1 ZUSAMMENFASSUNG	4
2 INFORMATIONEN ZUM BAT REFERENZ DOKUMENT	6
2.1 Der österreichische Arbeitskreis.....	6
2.2 Informationen zum BREF	6
2.3 Zum Verständnis von BAT	11
3 RAFFINATION VON MINERALÖLEN	12
3.1 Die OMV Raffinerie Schwechat.....	12
3.1.1 Wesentliche Betriebsanlagen.....	12
3.2 Umweltschutzmaßnahmen.....	23
4 TECHNOLOGIEN UND PROZESSE DER OMV RAFFINERIE: VERGLEICH MIT BAT	24
4.1.1 Bitumenproduktion	24
4.1.2 Fluid Catalytic Cracking Anlage (FCC-Anlage).....	26
4.1.3 Platformer	31
4.1.4 Kühlsystem.....	34
4.1.5 Entsalzung des Rohöles	35
4.1.6 Energiesystem.....	35
4.1.7 Veretherung.....	46
4.1.8 Gastrennungssystem (Gasnachverarbeitung, GNV)	46
4.1.9 Wasserstoff verbrauchende Prozesse	47
4.1.10 Produktion von Wasserstoff	48
4.1.11 Integriertes Raffineriemanagement.....	49
4.1.12 Isomerisierung	49
4.1.13 Erdgasanlagen	50
4.1.14 Rohöldestillation	50
4.1.15 Produktrefining (Produktbehandlung)	52
4.1.16 Lagerung und Umschlag von Raffinerieprodukten	52
4.1.17 Visbreaker	55
4.1.18 Abgasbehandlung	56
5 RAFFINERIE GESAMT: VERGLEICH MIT BAT	59
5.1 Emissionen der OMV Raffinerie.....	59
5.2 Vergleich mit BAT	62
6 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	74
7 LITERATUR	75



1 ZUSAMMENFASSUNG

Im Rahmen des Informationsaustausches über die besten verfügbaren Techniken gemäß Art. 16 Abs. 2 der Richtlinie 96/61/EG über die integrierte Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzung wurde das Dokument „BAT for Mineral Oil and Gas Refineries“ („BREF Refineries“) fertig gestellt und im Februar 2003 von der EU-Kommission angenommen.

In der vorliegenden Arbeit wird ein Vergleich der im BREF Refineries als BAT bezeichneten Techniken und der damit assoziierten Verbrauchs- und Emissionswerten mit den in der Raffinerie Schwechat angewendeten Techniken durchgeführt.

Zum überwiegenden Teil wurden die verwendeten Daten und Informationen von der OMV Raffinerie in schriftlicher Form zur Verfügung gestellt, teilweise wurden die Daten vorhandenen Studien und Berichten entnommen, teilweise stammen sie aus Fachgesprächen mit VertreterInnen der Raffinerie.

Die komplexen Zusammenhänge zwischen den Prozessen einer Raffinerie sind in vielen Fällen nur den Anlagenbetreibern bzw. den jeweiligen Anlagenverantwortlichen vollständig bekannt. Bei der Erstellung dieses Berichtes können folglich nicht alle bei der österreichischen Raffinerie angewendeten Techniken in der gleichen Tiefe beschrieben werden. Entsprechend dem Informationsstand wurde versucht, Prozesse und Techniken mit besonderer Umweltrelevanz möglichst genau zu beschreiben, bzw. falls dies nicht möglich war, auf Wissensdefizite hinzuweisen.

Im Allgemeinen entsprechen die innerhalb des Raffineriegeländes angewendeten Verfahren den im BREF als BAT bezeichneten Techniken. Die meisten vergleichbaren Emissionsdaten liegen innerhalb der BAT-Bereiche (die Emissionsdaten der OMV Raffinerie liegen in der Regel als Jahresmittelwerte vor, während die BAT Werte als Tagesmittelwerte angegeben sind – dennoch ist in vielen Fällen eine Bewertung möglich).

Auf Basis der vorhandenen Daten ergibt sich bei Anwendung des BAT Dokumentes v.a. bei folgenden Prozessen/Anlagen und Schadstoffen Handlungsbedarf (ohne Berücksichtigung der Split Views):

Anlage/Prozess	Handlungsbedarf
FCC-Anlage	CO und NO _x
Platformer	Quantifizierung der Dioxin Emissionen
Visbreaker; HKW 1	SO ₂
„Ostanlagen“	Brennstoffeinsatz, Rauchgasreinigung und –ableitung
HKW 2	Effizienz der Rauchgasentschwefelungsanlage unter Berücksichtigung der Effizienz der Claus Anlage; NO _x
HKW 1; Visbreaker; hydr. Entschwefelungsanlagen; Platformer; kat. Entparaffinierung	NO _x



Anlagen mit großen Volumenströmen	Kontinuierliche Messung der Emissionen relevanter Schadstoffe
Raffinerie	Verbesserung der Berechnungsmethode zur Ermittlung der NMVOC Emissionen plus Ergänzung durch externe Messungen (z.B. mittels DIAL System)

Wissensdefizite bestehen v.a. bei folgenden Prozessen und Schadstoffen:

- Aktuelle Auflagen zur Emissionsminderung und Behandlung der Abluftströme aus der Bitumenerzeugung (insbesondere aus der Erzeugung von polymermodifiziertem Bitumen).
- Behandlung der (möglicherweise) dioxinhaltigen Abluftströme aus dem Platformer.
- Kapazität des Kühlsystems, rück zu kühlender Energieüberschuss
- Entsalzung des Rohöles
- Isomerisierung
- Wärmeintegration der Prozessanlagen

2 INFORMATIONEN ZUM BAT REFERENZ DOKUMENT

2.1 Der österreichische Arbeitskreis

Den österreichischen Arbeitskreis bildeten Frau Dr. Reiter (BMLFUW), Herr Dr. Purgstaller (OMV) und Herr Dr. Siegmund Böhmer (Umweltbundesamt). Innerhalb dieses Arbeitskreises wurden Stellungnahmen zu den einzelnen Drafts erarbeitet und an das Büro in Sevilla verschickt. Die Position des österreichischen Arbeitskreises in der europäischen technischen Arbeitsgruppe wurde von Siegmund Böhmer vertreten. Als Grundlage für die Erstellung des BREFs wurde vom Umweltbundesamt die Studie „Stand der Technik bei Raffinerien im Hinblick auf die IPPC-Richtlinie“ publiziert (Umweltbundesamt, 2000).

2.2 Informationen zum BREF

Das BAT Dokument wurde am 16. November 2001 vom IEF verabschiedet und im Februar 2003 von der EU-Kommission angenommen. Entgegen der bisher üblichen Vorgangsweise enthält die Executive Summary nur eine kurze Zusammenfassung des Kapitels fünf („BAT for Mineral Oil and Gas Refineries“), dafür wurde aber noch das Kapitel 5 („BAT“) in die jeweiligen Landessprachen übersetzt.

Eckdaten zum BREF:

- Kick – Off Meeting: Juni 1999
- Es wurden zwei vollständige Entwürfe und zwei „intermediate Drafts“ zur Stellungnahme ausgeschickt.
- Es wurden zwei (vorgesehene) Meetings der Technical Working Group (TWG) und zwei eingeschobene Treffen abgehalten
- ca. 4.000 Einzelkommentare wurden von der TWG abgegeben.
- Es wurden ca. 350 Dokumente von der TWG nach Sevilla geschickt.
- Der Autor M. Aguado besuchte 17 Raffinerien.

Gliederung des BREF:

- Executive Summary
besteht aus einer sehr allgemeinen Zusammenfassung (es wird aber zusätzlich auch das Kapitel 5 in die jeweiligen Landessprachen übersetzt)
- Preface, Scope, General Information
entsprechend der General Outline
- Applied processes and techniques (Kapitel 2)
Gliederung in 23 Unterkapiteln: neben Allgemeinen Informationen („General Information“) werden insgesamt 21 Prozesse, welche zu den Gesamtemissionen einer Raffinerie beitragen, näher beschrieben. Abschließend folgt ein Unterkapitel „Techniques for the abatement of emissions“



- Current emission and consumption levels (Kapitel 3)
Gliederung wie in Kapitel 2
- Techniques to consider in the determination of BAT (Kapitel 4)
Gliederung wie in Kapitel 2; insgesamt werden über 600 einzelne Techniken angeführt
- Best Available Techniques (Kapitel 5)
Gliederung in „General BAT“ und „BAT for process/activity“; insgesamt werden über 200 einzelne Techniken ausgesucht; falls es die Datenlage erlaubte, wurden auch mit diesen Techniken erreichbare und normierte Emissions- und Verbrauchszahlen angegeben
- Emerging Techniques, Concluding Remarks (Kapitel 6, 7)
entsprechend der General Outline

Split Views:

Da zu 27 BAT Definitionen innerhalb der TWG kein Konsens gefunden werden konnte, wurde von insgesamt 44 TWG - Mitgliedern auf so genannten „Split Views“ bestanden (Tabelle 1).

Tabelle 1: Zuordnung der Split Views im Kapitel 5

Zuordnung der Split View	Split View wird unterstützt von	Split View
Einleitung zu Kapitel 5	Industrie, 2 MS	Obere Bereiche des Kapitels 4 sollen mit oberen Bereichen des Kapitels 5 übereinstimmen
Generic BAT – Glockenlösung (2 Split Views)	Je 1 MS	Kein Konsens über Vorgangsweise
Emissionen ins Wasser (9 Split Views)	11 MS, 4 Industrie	<p>zu den BAT Werten: <u>Position des ö.AK:</u> a) NH₃ (oberer Bereich): 5 mg/l b) COD(oberer Bereich) : 75 mg/l c) Schwermetalle: getrennte Emissionsangaben zu toxischen (Pb, Cd, Hg) und weniger toxischen Schwermetallen</p> <p>zum Messzeitraum: <u>Position des ö.AK:</u> BAT-Emissionswerte sollen als Tagesmittelwerte angegeben werden</p> <p>Andere Split Views: betreffend obere Emissionsbereiche; TOC; GesN; Suspendierte Stoffe</p>
Base Oil (Schmieröl) Produktion	Industrie	Furfural und N-methyl pyrrolidon (NMP) sind als gleichwertige Lösungsmittel zu betrachten

Zuordnung der Split View	Split View wird unterstützt von	Split View
FCCU (4 Split Views)	Insgesamt 6 MS	zu den BAT Werten für NO_x und SO₂ Position des ö.AK: NO _x – oberer Wert: 100 mg/Nm ³ (mittels SCR) SO ₂ – oberer Wert: 100 mg/Nm ³ (mittels Rauchgasentschwefelung)
Coker (2 Split Views)	2 Industrie, 1 MS	zu BAT Werten für Staub und SO₂
Energie System (7 Split Views)	2 Industrie, 11 MS	zum S-Gehalt im Raff-Mischgas zu den BAT Werten für NO_x: Position des ö.AK: Für Kessel und Prozessöfen auf Basis flüssiger Brennstoffe - oberen Wert: 200 mg/Nm ³ (< 50 MW) und 100 mg/Nm ³ (> 50 MW), bzw. 35 mg/Nm ³ (Gasturbinen) – erreichbar mit Primärmaßnahmen und SCR zu den BAT Werten für Staub zu den BAT Werten für SO₂: Position des ö.AK: oberer Wert für Kessel und Prozessöfen 200 mg/Nm ³ (erreichbar mittels REA) zur Vorgangsweise zur Ermittlung von BAT
SRU	1 MS	zum Abscheidegrad und Höhe der SO₂ Emissionen

MS: Member State; ö.AK: österreichischer Arbeitskreis

- Vier Split Views betreffen die mit BAT assoziierten Emissionen ins Wasser, davon drehen sich drei um die Höhe der Emissionen (COD, NH₃, Schwermetalle) und Eine um den Zeitbezug (Position des ö.AK: Emissionswerte sollen als Tagesmittelwerte angegeben werden; es sollen für zwei Gruppen von Schwermetallen Emissionswerte angegeben werden; die oberen Bereiche für NH₃ und COD sollen gesenkt werden (auf 5 mg/l bzw. 75 mg/l).
- Drei Split Views betreffen die Installation eines Katalysators zur NO_x-Reduktion (bei der FCC-Anlage, bei gas- und ölbefeuerten Kessel und Feuerungsanlagen), welcher nach Meinung des österreichischen Arbeitskreises generell einsetzbar ist und mit dem Emissionen < 100 mg/Nm³ erreichbar sind. Als Referenzen wurden seitens des ö.AK. die Studie „Stand der Technik bei Raffinerien im Hinblick auf die IPPC - Richtlinie“ [Umweltbundesamt, 2000], die Ergebnisse der NO_x-Konferenz in Paris (März 2001) und vergleichbare (Kraftwerks)anlagen in Österreich und Deutschland herangezogen.



- Für Gasturbinen wurde seitens des österreichischen Arbeitskreises für NO_x ein oberer Wert von 35 mg/Nm³ vorgeschlagen und auf zahlreiche Referenzanlagen in Österreich und in Europa verwiesen.
- Zwei Split Views entstanden, da der österreichische Arbeitskreis die Position vertrat, dass der Einbau einer Rauchgasentschwefelung im Kraftwerk und nach der FCCU generell möglich ist und damit die SO₂ Emissionen auf unter 100 mg/Nm³ (FCC-Anlage) bzw. 200 mg/Nm³ (Kraftwerk) gesenkt werden können. Dabei ist das Kapitel fünf (BAT) so zu verstehen, dass die Rauchgasentschwefelung eine mögliche Option darstellt, um diesen Wert zu erreichen (andere angeführte Möglichkeiten sind z.B. Vergasung des Einsatzes, Entschwefelung des Einsatzes, Einsatz von Gas, etc). Die Position des ö.AK. stützt sich einerseits auf die Studie „Stand der Technik bei Raffinerien im Hinblick auf die IPPC-Richtlinie“, bzw. auf Angaben von Dr. Purgstaller von der OMV Raffinerie Schwechat, sowie auf Angaben der Firma Lurgi Öl-Gas-Chemie.

Zusätzliche Informationen zu wichtigen Inhalten des BREF

- Zum Glockenansatz („bubble concept“):

Im Unterkapitel 5.1 (Generic (whole refinery) BAT) wird auf den Glockenansatz Bezug genommen. Es wurde festgestellt, dass eine effektive Verminderung der Emissionen in die Luft eine Kombination von Maßnahmen auf Ebene der Einzelanlagen als auch auf Ebene der Gesamtraffinerie (wie z.B. Energieeffizienz der gesamten Raffinerie, S-Bilanz, Brennstoffmanagement) erfordert. Allerdings war es nicht möglich innerhalb der TWG einen Konsens zur Höhe der Emissionswerte von Luftschadstoffen im Rahmen eines Glockenansatzes zu finden, da Uneinigkeit über die Bewertung von Einzelanlagen, über die Berücksichtigung verschiedener Raffineriekonfigurationen, den Zeitbezug und über das „erlaubte“ Maß an Flexibilität für den Betreiber herrschte. Von Österreich wurde angeführt, dass der Glockenansatz dem Prinzip der Reduktionsminderung an der Quelle widerspricht und eher ein ökonomisches als ökologisches Instrument zur Emissionsminderung darstellt.

Die TWG beschloss, die Probleme bei der Berücksichtigung des Glockenansatzes darzustellen und im Kapitel 5.1 Vorschläge für „Benchmarks“ zu präsentieren. Über die Höhe der Werte wurde kein Konsens erzielt (siehe *Tabelle 2*). Generell sollten aber bei der Ermittlung von „Bubble Benchmarks“ v.a. drei Faktoren berücksichtigt werden:

- Mit zunehmenden Durchrechnungszeitraum (Tagesmittelwert, Monatsmittelwert oder Jahresmittelwert) sollten die Emissionswerte tendenziell sinken
- Die Rauchgase mit hohen Schadstoffkonzentrationen (z.B. aus der Verbrennung von Raffinerierückständen) werden durch die Rauchgase mit vergleichsweise niedrigen Schadstoffkonzentrationen (z.B. aus der Verbrennung von entschwefeltem Raffineriemischgas) verdünnt
- Die „Bubble Benchmarks“ müssen entsprechend dem BAT-Konzept auf Basis der fortschrittlichsten Raffinerien ermittelt werden (d.h. ein europaweiter Durchschnitt der Emissionen kann definitionsgemäß nicht als Benchmark herangezogen werden)

Tabelle 2: Vorschläge für „Bubble Benchmarks“ im Kapitel 5.1 („Generic (whole refinery) BAT“)

Schadstoff	Österreichischer Vorschlag	Vorschläge anderer Mitglieder der TWG
SO ₂ (mg/Nm ³)	60 – 200 (TMW; basierend auf Berechnungen)	100 – 1.200 (MMW bzw. JMW) Industrie: 1.000 – 1.400 (JMW)
SO ₂ (t/mio t Rohöldurchsatz)	50 – 230 (JMW; basierend auf Berechnungen)	50 – 210 (MMW bzw. JMW)
NO _x (mg/Nm ³)	70 – 150 (TMW; basierend auf Berechnungen)	100 – 450 (MMW bzw. JMW) Industrie: 200 – 500 (JMW)
NO _x (t/mio t Rohöldurchsatz)	80 – 170 (JMW; basierend auf Berechnungen)	20 – 150 (JMW)

Bei Betrachtung der „Bubble Benchmarks“ und der Zeitbezüge fällt auf, dass obige Faktoren offensichtlich bei manchen Vorschlägen nur zum Teil Beachtung fanden. Vor allem die Vorschläge der CONCAWE (Industrievertreter) basierten auf den Emissionsdaten aller europäischen Raffinerien.

➤ zur Beschreibung der Energieeffizienz

Es werden allgemeine Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz beschrieben. Die Notwendigkeit einen Vergleich innerhalb einer Raffinerie und zwischen Raffinerien mittels geeigneter Indices zu ermöglichen wurde festgestellt. Als bester Index wurde der Solomon Energy Intensity Index (EII) identifiziert. Der EII für 10 Raffinerien innerhalb der EU wird im Kapitel 5.1 angeführt (58 – 94; weltweiter Schnitt: 92)

➤ BAT für Abwasserreinigung

Wird beschrieben, Emissionswerte werden angegeben

➤ Messung der VOC Emissionen

Wird beschrieben

➤ Wissensdefizite wurden aufgezeigt, z.B.

- Keine Bilanzierung der Schwermetalle (z.B. Ni, V, Hg)
- Wenig Daten zu Produktionsprozessen und zu guter Praxis
- Keine Daten zu VOC – Emissionen
- Keine Daten zu Dioxinmissionen

➤ Hinweis auf Verbesserungsmöglichkeiten des BREF (sollten bei der Revision des BREFs berücksichtigt werden, insbesondere

- Berücksichtigung unterschiedlicher Komplexitäten von Raffinerien
- Berechnung der Energieeffizienz (Transparenz der Daten)



2.3 Zum Verständnis von BAT

Neben der Standardeinleitung zum Kapitel BAT wird auf einige raffineriespezifische Punkte hingewiesen:

- Es existieren große Unterschiede innerhalb einzelner Raffinerien hinsichtlich verarbeiteter Rohöle, erzeugte Produkte und deren Qualitäten und der Art und Weise der Erzeugung der einzelnen Produkte.
- Es werden in mittelbarer Zukunft kaum neue Raffinerien gebaut werden, sondern bestehende Raffinerien um- bzw. ausgebaut; aus diesem Grund sind alle angeführten Maßnahmen generell auch in bestehenden Raffinerien implementierbar
- Das Kapitel 5 („BAT“) soll immer im Zusammenhang mit dem Kapitel 4 („Techniques to consider in the determination of BAT“) gelesen werden.
- Im Kapitel 5 („BAT“) werden Emissionswerte als **Tagesmittelwerte** angegeben und sind für gasförmige Brennstoffe auf 3 % Sauerstoff und trockenes Rauchgas bezogen.
- Die integrierte Betrachtung der Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzung erfolgt auf Anlagenebene als auch auf der Ebene der Raffinerie als Gesamtheit. Daher wird das Kapitel 5 („BAT“) unterteilt in „BAT für die Raffinerie als Gesamtheit“ und „BAT für Prozesse/Anlagen“. Die Wechselwirkungen zwischen Einzelanlage und gesamter Raffinerie sind bei der Beurteilung von Techniken zu berücksichtigen.
- Es wird zwischen einem „Bottom-up Approach“ und einem „Top-down Approach“ unterschieden, wobei ersterer eine Beurteilung von BAT auf der Ebene von Einzelanlagen zulässt. Die Integration dieser Einzelanlagen in das gesamte System der Raffinerie ist allerdings in die Überlegungen zu BAT einzubeziehen. Mittels des Top-down Approaches können Prioritäten festgelegt werden ohne auf die komplexen Zusammenhänge von Einzelanlagen eingehen zu müssen.
- Es werden im Kapitel „BAT für die Raffinerie als Gesamtheit“ Emissionszahlen für SO₂ und NO_x als so genannte „Glocke“ präsentiert, welche von guten Raffinerien erreichbar sind. Es wird festgehalten, dass diese Glockenwerte nicht als BAT assoziierte Werte zu verstehen sind, sondern nur als Benchmarks.

3 RAFFINATION VON MINERALÖLEN

In einer Raffinerie wird Rohöl mittels Destillationskolonnen (Rohöldestillation, Vakuumdestillation) in gasförmige und flüssige Fraktionen mit unterschiedlichen Siedepunkten (so genannte leichte und schwere Fraktionen) aufgetrennt. Je nach erwünschtem Endprodukt folgen Prozesse wie Entschwefelung (hydrierende Entschwefelung), Isomerisierung bzw. Reformierung im Platformer zur Erhöhung der Oktanzahl von Kraftstoffen, Umwandlungsverfahren zur Erhöhung der Ausbeute an Leichtfraktionen (katalytisches Cracken – FCC, Steamcracker, Visbreaker) und Mischen von Zwischenprodukten.

Als wichtige Nebenprodukte entstehen bei diesen Verfahren Gase (Raffineriemischgase), welche in der Gasnachverarbeitungsanlage aufgefangen, entschwefelt und zu Produkten verarbeitet oder als Brennstoffe in den verschiedenen Prozessöfen genutzt werden.

Die OMV Raffinerie in Schwechat ist die einzige Mineralölraffinerie Österreichs mit einer Verarbeitungskapazität von 9,6 mio. t pro Jahr.

3.1 Die OMV Raffinerie Schwechat

Nach Abschluss des Staatsvertrages wurde die Österreichische Mineralölverwaltung (ÖMV) gegründet und die neue Raffinerie Schwechat neben der ehemaligen NOVA-Anlage gebaut und 1960 in Betrieb genommen. Zum damaligen Zeitpunkt produzierte die Raffinerie Schwechat überwiegend Heizöle, Kraftstoffe, Schmierstoffe und Bitumen. Aufgrund fortschreitender Produkthanforderungen mussten weitere Anlagen zur Raffination und Veredelung des Benzins errichtet werden. In der Folge wurden Konversionsanlagen gebaut, um den steigenden Bedarf an Kraftstoffen decken und auch petrochemische Grundstoffe erzeugen zu können.

Die Erzeugung von Lösungsmitteln und die Gewinnung von Naphthensäuren wurde vor Jahren eingestellt. Die Schmierstoff-Produktion wurde 1996 aus der Raffinerie Schwechat ausgegliedert und erfolgt nun in einer eigenen Blendinganlage nahe dem Tanklager Lobau.

Die maximale Verarbeitungskapazität beträgt nach einem Strukturanpassungsprogramm in den Jahren 1999 und 2000 heute 9,6 mio t Rohöl pro Jahr.

Derzeit finden weitere Um- und Ausbaurbeiten statt, um die geforderten Treibstoffspezifikationen von Auto-Oil II (niedriger Schwefel- und Aromatengehalt von Treibstoffen für Kraftfahrzeuge) einhalten zu können.

3.1.1 Wesentliche Betriebsanlagen

In der Raffinerie wird Rohöl mittels Destillationskolonnen (Rohöldestillation, Vakuumdestillation) in gasförmige und flüssige Fraktionen mit unterschiedlichen Siedepunkten (so genannte leichte und schwere Fraktionen) aufgetrennt. Je nach erwünschtem Endprodukt folgen Prozesse wie Entschwefelung (hydrierende Entschwefelung), Isomerisierung bzw. Reformierung im Platformer zur Erhöhung der Oktanzahl von Kraftstoffen, Umwandlungsverfahren zur Erhöhung der Ausbeute



an Leichtfraktionen (in der FCC-Anlage (Fluid Catalytic Cracking), im Steamcracker, im Visbreaker) und Mischen von Zwischenprodukten (siehe Abbildung 3).

Als wichtige Nebenprodukte entstehen bei diesen Verfahren Gase (Raffinerie-Restgase), welche in der Gasnachverarbeitungsanlage aufgefangen, entschwefelt und zu Produkten verarbeitet oder als Brennstoffe auf die verschiedenen Prozessöfen verteilt werden.

Die zur Deckung des Energiebedarfes der Raffinerie und zur Herstellung der Produkte benötigten Dampfkessel und Prozessanlagen werden zu 12 Anlagengruppen mit einer Brennstoffwärmeleistung (BWL) von zusammen rund 2.000 MW_{th} zusammengefasst. Alle 12 Anlagengruppen sind Dampfkesselanlagen (DKA) und unterliegen daher dem Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen.

Acht dieser DKA haben eine BWL > 50 MW_{th}. Die Dampfkesselanlagen unterliegen zwar dem Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen (EG-K), die Grenzwerte für den Einsatz von Sonderbrennstoffen (das sind z.B. Rückstände aus der Rohölverarbeitung, Raffineriemischgas) werden nach Einzelfallentscheidungen im Bescheid festgelegt.

Die Prozessöfen werden – mit Ausnahme der Vakuumdestillationsanlage (FP3)– mit Raffineriemischgas (bestehend aus Erdgas und entschwefeltem Raffinerierestgas) befeuert. Im Regenerationsteil des katalytischen Crackers (FCCU) wird zur Abdeckung des Wärmebedarfes der Anlage der am Katalysator gebildete Koks abgebrannt. Die beiden Heizkraftwerke versorgen die Raffinerie mit Prozessdampf und elektrischer Energie, wobei zusätzlich noch Fernwärme und Strom ausgekoppelt wird.

Das Heizkraftwerk 1 beinhaltet die Dampferzeuger 1, 4 und 5. Diese Dampferzeuger sind mit NO_x-armen Brennern ausgestattet und werden in der Regel mit gasförmigen Brennstoffen (z.B. Raffineriemischgas) betrieben. Falls in diesen Kesseln S-reiche Brennstoffe (z.B. schwere Rückstände) verbrannt werden, werden die Abgase über eine Bypassleitung zur Rauchgasentschwefelung (Wellmann Lord) geleitet.

Dem Heizkraftwerk 2 werden die Dampferzeuger 6 und 7 zugeordnet, in welchen zusätzlich zu gasförmigen Brennstoffen noch Rückstände aus der Rohölverarbeitung, Heizöl schwer, Wasserstoffgas und Clausabgas verbrannt werden. Die Rauchgase dieser Dampferzeuger (sowie gegebenenfalls die Rauchgase der Dampferzeuger 1, 4 und 5, siehe oben) werden gesammelt, in einem Elektrofilter entstaubt und in der Wellmann Lord Anlage entschwefelt (Abbildung 1).

Das SO₂-hältige Restgas aus der Claus Anlage wird vor dem Elektrofilter in den Rohgassammler eingespeist. Die Rauchgase der so genannten „Ostanlagen“ (Vakuumdestillation FP3, Vakuumgasölhydrierung HDS 3; Naphthahydrotreater / Platformer 3-Rundöfen) strömen direkt zum Reingassammler und werden mit den Rauchgasen der anderen Anlagen über einen gemeinsamen Schornstein abgeleitet.

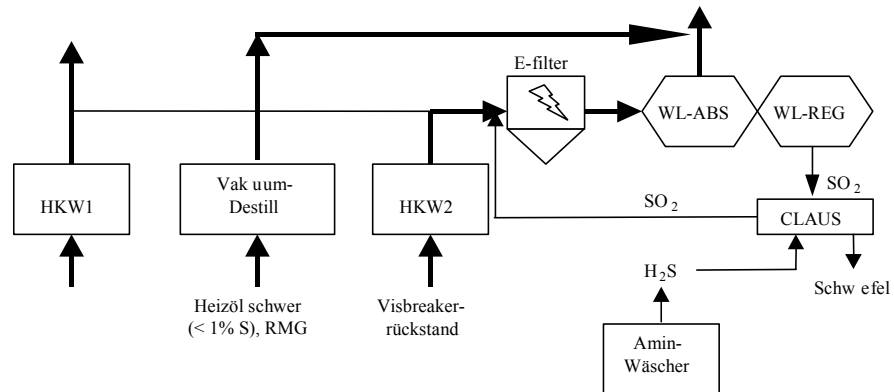


Abbildung 1: Verfahrensschema der Rauchgasentschwefelungsanlage (WL-ABS: Wellmann-Lord Absorber; WL-REG: Wellmann-Lord Regenerator)

Neben den bisher erwähnten Anlagen werden noch vier Hoch- und zwei Bodenfaekeln, ein Bitumenwarmhalteofen und eine regenerative thermische Oxidationsanlage (für die Abwasserreinigungsanlage) betrieben. Weiters gibt es in der Lobau Mischanlagen für Ottokraftstoffe und Mitteldestillate. Zur Wasseraufbereitung wurde eine Umkehrosmoseanlage mit einer Kapazität von 660 m³/h aufbereitetem Wasser installiert. In den Kraftwerken ist ein Kreislaufkühlsystem installiert, die Abwässer werden je nach Belastung nach einer mechanischen Reinigung in die Donau oder in die biologische Abwasserreinigungsanlage geleitet.

Im Tanklager der Raffinerie werden Rohöle, Zwischenprodukte, Komponenten für die Aufmischung von Ottokraftstoffen, Dieselmkraftstoffen und Heizöl extraleicht (die Aufmischung erfolgt im Tanklager Lobau) sowie die Fertigprodukte Flüssiggas, Jet A1, Heizöle, Bitumen und Schwefel gelagert. Jet A1 wird über eine Pipeline zum Flughafen Schwechat gepumpt. Jet A1 kann auch auf einer Füllstation für den Transport mit Tankwagen ausgeliefert werden. Die Auslieferung der Heizöle erfolgt mittels Tankwagen und Kesselwagen. Bitumen und Schwefel werden über Tankwagen bzw. Kesselwagen ausgeliefert.

Tabelle 3: Lagertanks in der Raffinerie Schwechat [OMV, 2002a]

Produkte	Anzahl	Art	Gesamtvolumen
Flüssiggase	9	Lagerbehälter	9.090 m ³
Ottokraftstoff-Komponenten	3	Schwimmdachtanks	116.000 m ³
Naphtha	2	Festdachtanks	
JET A1	4	Festdachtanks	30.000 m ³
Atm. Gasöl, Heavy Gasöl (Spindelöl), Vakuumgasöl	3 9	Schwimmdachtanks Festdachtanks	306.000 m ³
Rückstände, Rückstandsheizöle	20	Festdachtanks	360.000 m ³
Rohöle	7	Schwimmdachtanks	370.000 m ³
Slopöl, Slop	2	Schwimmdachtanks	4.200 m ³
Additive	2	Lagerbehälter	142 m ³
Zwischenprodukte	10	Lagerbehälter	89.100 m ³
Summe	71		1.284.532 m³



Insgesamt sind vier Schwimmdachtanks mit Primär- und Sekundärdichtungen ausgerüstet, bzw. sind zwei mit einer Dichtung ausgestattet, welches als Primär- und Sekundärdichtung wirkt [OMV, 2003].

Im Rahmen eines Strukturanpassungsprogramms, welches 2001 abgeschlossen wurde, wurden zahlreiche Anlagen umgebaut, erweitert oder stillgelegt [OMV MR-T, 2002]:

- Rohöldestillation: Stilllegung einer Linie (RD 1); der Einbau von Pre-flash Kolonnen vor der verbleibenden Rohöldestillation (RD 4) führt zu Energieeinsparungen und zu einer Erhöhung der Verarbeitungskapazität der RD 4 auf 9,6 mio t/a; die gesamte Verarbeitungskapazität der Raffinerie wird dadurch um 0,4 Mio. Jahrestonnen gesenkt.
- Umbau des Platformers 3
- Umbau der FCC-Anlage: erhöhte Produktion von Propen und Buten; Umstellung auf reineren Feed (entschwefeltes Vakuumgasöl)
- Neubau der Gasnachverarbeitung (Wärmeintegration) und Stilllegung der bestehenden Gasnachverarbeitung GNV1
- Erweiterung der C3-Splitter-Kapazität des Steamcrackers (für erhöhte Propen-Mengen aus FCC)
- Tanklager: geringfügige Verringerung/Umbau der Lagerbehälter
- Vakuumdestillathydrierung (HDS3) und Platformer 3-Rundöfen: Seit 1997 wird nur mehr Raffineriemischgas als Brennstoff eingesetzt (früher: Heizöl schwer Fraktion, schwefelarm)
- Stilllegung u.a. folgender Anlagen: Rohöldestillation 1 (RD 1), Platformer 2, Gasnachverarbeitung 1+2, Claus 2; Merox 1, Benzinsplitter.
- Der Wirbelschichtofen (Schlammverbrennung) wurde 1999 außer Betrieb genommen.

Tabelle 4: Wichtige Einzelanlagen der Raffinerie Schwechat (OMV2000; OMV-Homepage)

Prozess	Anzahl	Kapazität	Bemerkung
Rohöldestillation (RD 4)	1	200.000 bbl psd (9,6 Mio t/a)	Projekt zur Erweiterung der RD 4 wurde 1999 abgeschlossen; die RD 1 Ende 1999 stillgelegt
Vakuumdestillation	2	3,57 mio t/a	
Gasnachverarbeitung	1		Stilllegung der Gasnachverarbeitung 2; Wärmeintegration in der bestehenden GNV; Revamp der Diethanolaminanlage (DEA 4)
Hydrorefining	3	Kerosinhydrierung (KEH): 10.665 bbl psd; Kerosin/Gasölhydrierung (HDS 1): 7.350 bbl psd; Gasölhydrierung (HDS 2): 31.973 bbl psd; in Summe: 2.260.000 t/a	Revamp HDS 2 (1999)



Prozess	Anzahl	Kapazität	Bemerkung
(Naphtha)-Hydrotreater	1	38.960 bbl psd, (1.930.000 t/a)	Ein Naphthahydrotreater (UF2, „Unifiner“) wurde gemeinsam mit dem Platformer 2 Ende 1999 stillgelegt. Das Projekt zur Erweiterung des bestehenden NHT wurde 1999 abgeschlossen.
Katalytische Entparaffinierung (Catalytic hydrocracking)	1	670.000 t/a	
Vakuumdestillathydrierung	1		Seit 1997 wird nur mehr Raff.-Mischgas als Brennstoff eingesetzt
Claus Anlagen	1	180 t/d	Stilllegung einer Claus Anlage (1999)
Leichtbenzinsomerisierung	1	533.000 t/a	Revamp 1999
Katalytischer Reformier (CCR Platformer)	1	950.000 t/a	Stilllegung des semi-regenerativen Platformers 2 (1999); Umbau des Platformers 3 zur Sicherung der H ₂ -Versorgung
Fluid Catalytic Cracking (FCCU)	1	1.360.000 t/a	Erhöhte Produktion von Propylen und Buten; Umstellung auf reineren Feed (entschwefeltes Vakuumgasöl)
Visbreaker	1	1.020.000 t/a	
Steamcracker	1	350.000 t/a	Erweiterung (1999)
Butadienextraktionsanlage	1	48.000 t/a	
MTBE Anlage	2	67.000 t/a	
Wasserstoffanlage	1	3.600 Nm ³ /h	PSA Verfahren
Bitumenoxidation und eine Anlage für polymermodifiziertes Bitumen	1	62.000 t/a bzw. 12.000 t/a	
Heizkraftwerke	2	170 MW _{el} ; 1.250 t/h Dampfproduktion	Auskoppelung von Fernwärme
Rauchgasentschwefelung	1	insgesamt 660.000 Nm ³ /h	Abscheidegrad: 90 %
Hochfackeln	4		
Bodenfackeln	2		
Kreislaufkühlsystem (Umwälzung)	1	55.000 m ³ /h	
Abwasserreinigungsanlage	2	750 m ³ /h System rot; 2.600 m ³ /h System Blau-grün	Die Abluftströme der ARA werden gesammelt und oxidativ zerstört
Osmoseanlage	1	3 x 220 m ³ /h	zur Wasseraufbereitung
Mischanlagen	2	700 m ³ /h und 1.200 m ³ /h	Für Ottokraftstoff- und Mitteldestillat
Tanklager	1	Insgesamt 1.284.532 m ³	Gesamtvolumen wurde leicht verringert



Um die Treibstoffspezifikationen von Auto-Oil II (niedriger Schwefel- und Aromatengehalt von Treibstoffen für Kraftfahrzeuge) einhalten zu können, wurden bis zum Herbst 2003 die Isomerisierungsanlage, eine Entschwefelungsanlage (HDS 2) und eine Diethanolaminanlage (DEA 4) ausgebaut. Weiters wurde zur Erzeugung des Wasserstoffes (Hydrierung von Diesel und Benzinkomponenten) eine Wasserstoffanlage (H₂-Anlage) gebaut. Im Frühjahr 2004 wurde der zur Absenkung des Aromatengehalts erforderliche Umbau des Fraktionierteils TT3/TT4 abgeschlossen.

Abbildung 2 zeigt ein Fließschema der OMV Raffinerie Schwechat.

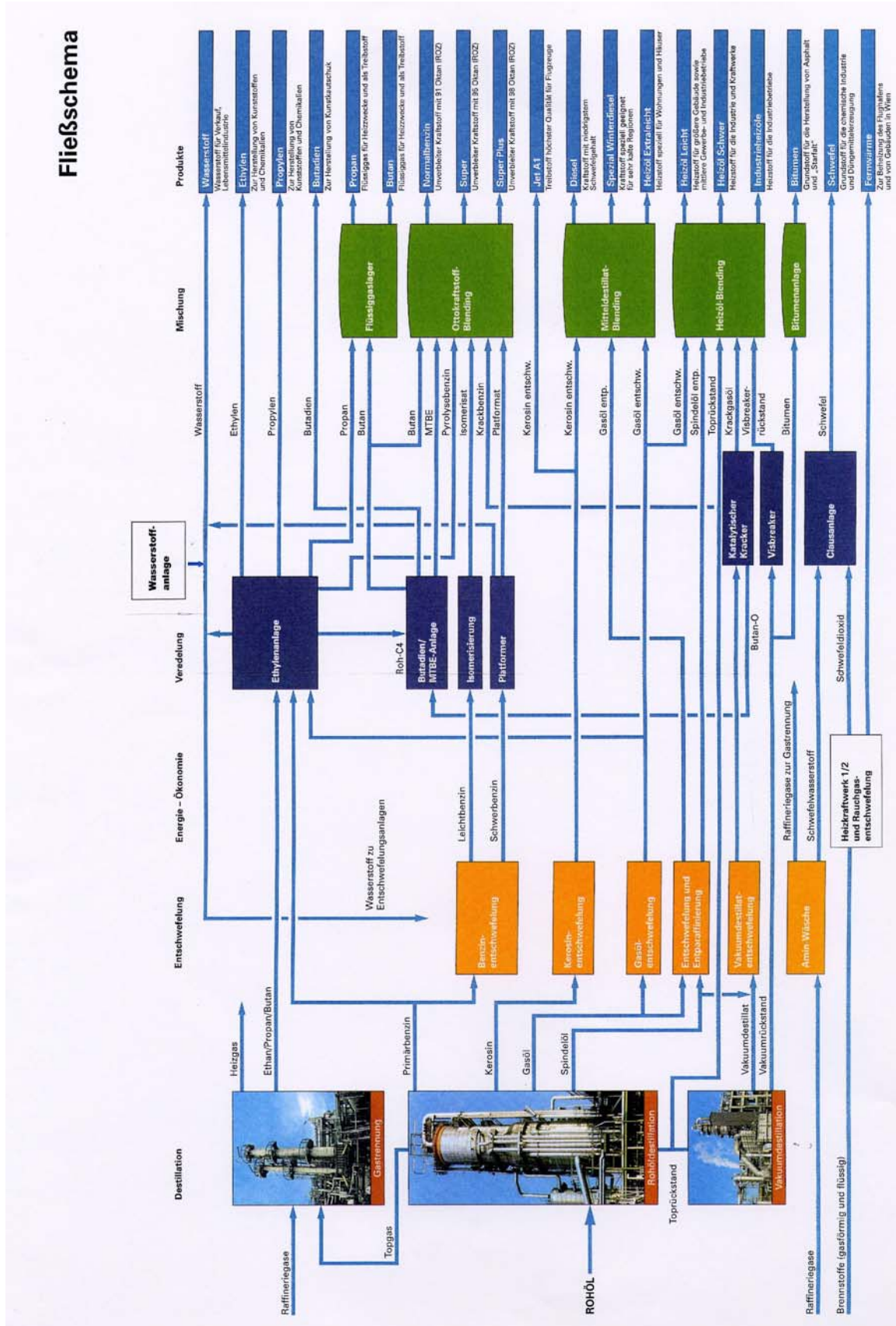


Abbildung 2: Fließschema der OMV Raffinerie Schwechat (OMV, 2002 a)



3.1.1.1 Ressourcenverbrauch und Produkte der OMV Raffinerie

Im Jahr 2001 wurden 8,86 mio t Rohöl (2003: 8,85 mio t) aus verschiedenen Ländern (davon 0,96 mio t Rohöl aus eigener österreichischer Förderung sowie importiertes Rohöl aus Nigeria, Libyen, Syrien, dem Irak, Russland und anderen Ländern) verarbeitet. Im Jahr 2003 war Saudi-Arabien (21,7 % von rund 7,8 mio t importiertem Rohöl) der bedeutendste Öllieferant, gefolgt von Russland (18,7 %), Nigeria (14,2%) und Kasachstan (12,5 %) (FV Mineralölindustrie, 2003). Der Auslastungsgrad der Raffinerie in Schwechat lag im Jahr 2001 bei 91 % (Wartungsstillstand und Revamp 2000: Auslastungsgrad 86 %), 2002 bei 94 % und 2003 bei 92 %. Der durchschnittliche S-Gehalt der im Jahr 2001 verarbeiteten Rohöle betrug 0,87 %. Zusätzlich wurden 0,46 mio t an Halbfabrikaten (2003: 0,46 mio t) weiterverarbeitet.

Der Frischwasserverbrauch der Raffinerie Schwechat betrug im Jahr 2003 rund 8,9 Mio. m³ und wird durch Eigenförderung gedeckt.

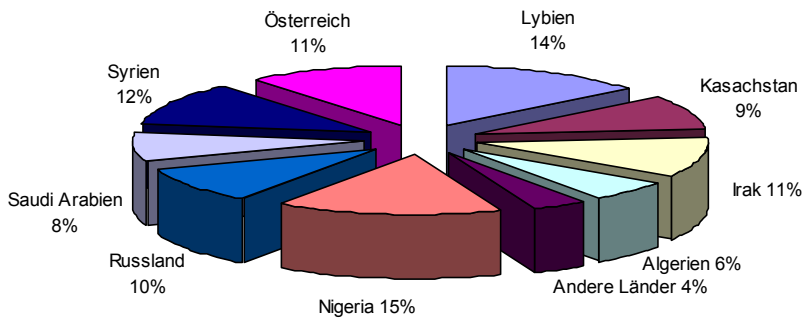


Abbildung 3: Importierte Rohöle im Jahr 2001 (Fachverband der Mineralölindustrie; Jahresbericht 2001)

Tabelle 5 zeigt die Produktpalette der Jahre 2001 und 2002.

Tabelle 5: Produkte der Raffinerie Schwechat in den Jahren 2001 bis 2003 [OMV, 2002b; OMV-Homepage]

Produkt	2001 Erzeugung in t/a	2002 Erzeugung in t/a	2003 Erzeugung in t/a
Petrochemieprodukte (z.B. Ethylen, Propylen, Butadien, MTBE)	690.794	734.000	725.000
Ottokraftstoffe	2.072.381	2.010.000	1.818.000
Dieselmotorkraftstoff	2.763.175	3.038.000	2.782.000
Jet A1	518.095	482.000	450.000
Heizöl extraleicht	1.122.540	805.000	898.000
Heizöl leicht	604.444	942.000	594.000
Heizöl schwer	431.746		388.000

Produkt	2001 Erzeugung in t/a	2002 Erzeugung in t/a	2003 Erzeugung in t/a
Bitumen	345.397	461.000	402.000
Sonstige (z.B. Flüssiggas)	86.349	k.A.	276.000
Schwefel	k.A.	46.000	
Summe	8.634.931	8.518.000	8.029.000

Die Produktentwicklung der Jahre 1996 – 2004 ist in Abbildung 4 dargestellt. Trotz eines teilweise reduzierten Anlageneinsatzes aufgrund des Struktur Anpassungsprogrammes lassen sich eindeutige Trends erkennen: Der Absatz von Dieselkraftstoff stieg bis 2002 stark an (+ 59 %), ging aber in den folgenden Jahren deutlich zurück; der Absatz von Ottokraftstoffen ging zurück (- 25 %); schwere Heizöle sind zunehmend schwer am Markt unterzubringen (- 36 %), wobei im Jahr 2003 eine Trendumkehr zu bemerken war; dafür steigt der Absatz von Bitumen an (+ 58 %). Der Steamcracker war im Jahr 2000 wegen Wartungsstillstand und Umbauarbeiten am C3-Splitter nicht voll ausgelastet, in den folgenden Jahren wurden wieder mehr Petrochemieprodukte hergestellt (+ 22 %).

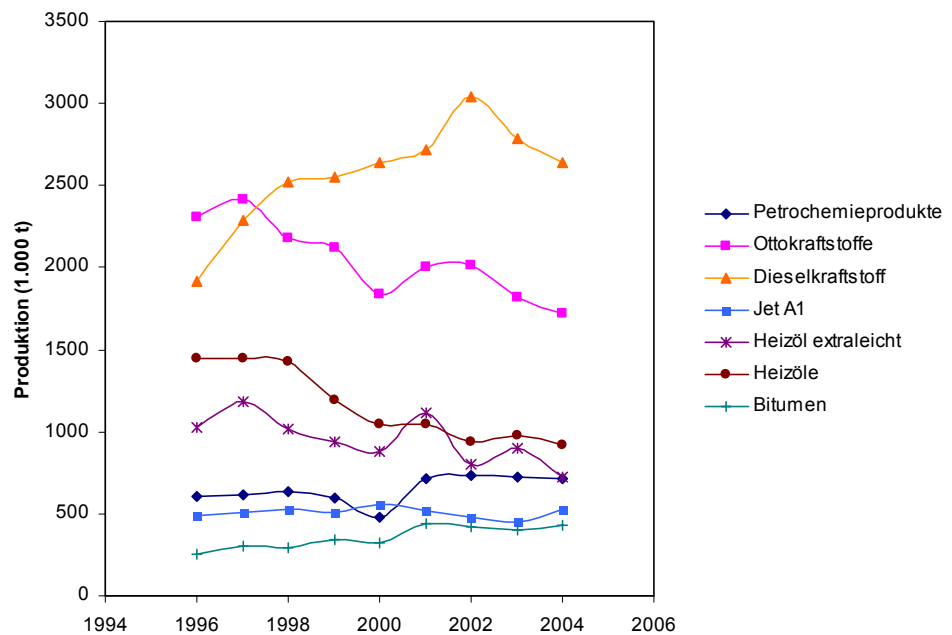


Abbildung 4: Produktentwicklung der OMV Raffinerie [OMV, 2002a; OMV, 2000b]

Der Trend bei den Produkten geht zusehends in Richtung einer Reduktion des S- und Aromatengehaltes. In der *Tabelle 6* wird die Entwicklung des vorgeschriebenen S-Gehaltes von Heizölen in Österreich dargestellt.



Tabelle 6: Entwicklung der höchstzulässigen S-Gehalte von Heizölen in Österreich

	Schwefelgehalt in %			
	Heizöl schwer ¹	Heizöl mittel	Heizöl leicht	Heizöl extra leicht
BGBI. Nr. 73/1984	Ab 01.07.1984: 2	Ab 17.02.1984: 1	Ab 17.02.1984: 0,5	
BGBI. Nr. 634/1986		Ab 12.02.1986: 0,6		
BGBI. Nr. 94/1989	Bis 01.01.1992: 2 Ab 01.01. 1992: 1	Ab 15.02.1989: 0,6	Ab 15.02.1989: 0,3	Ab 15.02.1989: 0,2
Bund-Länder Vereinbarung BGBI. Nr. 369/1989	Bis 01.01.1992: 2 Ab 01.01. 1992: 1	0,6	0,3	0,2
BGBI. Nr. 545/1994			Ab 15.07.1994: 0,2	Ab 15.07.1994: 0,1
Bund-Länder Vereinbarung BGBI. Nr. 133/1994			0,2	0,1

¹ ausgenommen von dieser Regelung sind Heizöle, welche in Verbrennungsanlagen mit entsprechend dimensionierter Rauchgasentschwefelung verbrannt werden

EU-weit wurden die höchstzulässigen Schwefelgehalte zu weit späteren Zeitpunkten gesenkt (z.B. in der Richtlinie 1999/32/EG: Heizöl schwer: maximal 1 % S ab 2003).

In der Tabelle 7 wird die Entwicklung des gesetzlich vorgeschriebenen Schwefel- und Aromatengehaltes bei Treibstoffen dargestellt.

Tabelle 7: Entwicklung des Schwefel- und Aromatengehaltes bei Treibstoffen (EU Fuels Directive 2003/17/EG)

	S-Gehalt in ppm	Aromatengehalt in %
Diesel		
vor 1994	1000	
ab 1994	500	
ab 1.1.2000	350	
ab 1.1.2005	50 (10) ¹	
Benzin		
vor 2000	500	
ab 1.1.2000	150	42
ab 1.1.2005	50 (10) ¹	35

¹...muss nach der EU-Richtlinie verfügbar sein

Sowohl Benzin als auch alle Dieselprodukte sind seit 1. Jänner 2004 bei allen OMV Tankstellen schwefelfrei (<10ppm). Die Raffinerie Schwechat hat 2003 die Anlagen so umgebaut bzw. erweitert, dass sie seit Dezember 2003 ausschließlich schwefelfreien Benzin und Diesel produziert.



Die Raffinerie betreibt Stromaustausch mit dem öffentlichen Netz, wobei der im Winter in Kraft-Wärme-Kopplung (Fernwärme) erzeugte Überschuss-Strom in das Netz geliefert wird und im Sommer zur Vermeidung von Kondensationsstrom-Erzeugung wiederum aus dem Netz bezogen wird. Fernwärme wird an das Wiener Netz und zum Flughafen Schwechat geliefert (Summe 2001: rund 700 GWh). Zusätzlich wird Speisewasser an die Fernwärme Wien und an die Firma Borealis und Dampf an die Firma Borealis geliefert (2001: rund 170 GWh). Basis für obige Angaben ist die Verrechnung mit den jeweiligen Kunden.

Auf Grund der Vielzahl und Art der Anlagen wird die Raffinerie Schwechat als komplexe Raffinerie eingestuft (Konfiguration 2: „Catcracker configuration“ laut BREF).



3.2 Umweltschutzmaßnahmen

Folgende Maßnahmen zur Verringerung der Emissionen in die Luft wurden in den Jahren 1990 bis 2001 getroffen:

- Einsatz von NO_x-armen Brennern bei folgenden Anlagen: Vakuumdestillation (1998); Isomerisierung (1999); Kerosinhydrierung (1995); Rohödestillation (1991, 1996); HKW 1 (Dampferzeuger 1 (1992), 4 (1992) und 5 (1988)); HKW 2 (Dampferzeuger 6 (2000) und 7 (1992)).
- Stilllegung von Anlagenteilen im Zuge der Optimierung: Vakuumdestillation 3 (1994); Rohödestillation 1 (1999); Platformer 2 (1999); Claus 2 (1999); Dampferzeuger 3 des HKW 1 (1995); Wirbelschichtofen (1999)
- Bau einer Oxidationsanlage für die Abluftströme der Abwasserreinigungsanlage
- VOC: Abdeckung der Abwasserbehandlungsanlage und Errichtung einer regenerativen thermischen Oxidationsanlage; Maßnahmen beim Slopbehälter AC-Anlage, bei Trocknungsanlagen, bei der FCC-Anlage: Einführung von Oxidationspromotoren - Umstellung auf „total burning“, bei der Bitumenanlage; Kühlwassermonitoring; Tankdachabdichtungen bei zwei Tanks
- Strukturanpassungsprogramm

Das Strukturanpassungsprogramm hatte die Optimierung von Anlagen hinsichtlich neuer Kraftstoffspezifikationen, des Energieverbrauches sowie von Wartungs- und Personalkosten zum Ziel, d.h. es sollten (mit Ausnahme einiger Nischenprodukte) dieselben Produkte (angepasst an die neuen Anforderungen an die EU-Fuels Directive 98/70/EG) mit weniger Anlagen hergestellt werden. Dementsprechend betraf dieses Programm auch nur die Produktionsanlagen, die Energieversorgung war nicht direkt betroffen. Die Minderung von Schadstoffemissionen war allerdings ein positiver Nebeneffekt.

4 TECHNOLOGIEN UND PROZESSE DER OMV RAFFINERIE: VERGLEICH MIT BAT

Es werden in Folge nur jene Produktionstechniken bzw. Maßnahmen beschrieben und mit den entsprechenden besten verfügbaren Techniken verglichen, welche von der OMV angewendet werden bzw. deren Anwendung dem Umweltbundesamt bekannt ist. Zum überwiegenden Teil wurden die verwendeten Daten und Informationen von der OMV Raffinerie in schriftlicher Form zur Verfügung gestellt, teilweise wurden die Daten vorhandenen Studien und Berichten entnommen, teilweise stammen sie von Fachgesprächen mit Vertretern der Raffinerie.

Im BREF „Mineral Oil Refineries“ werden zahlreiche Prozesse und Maßnahmen beschrieben, welche oft verschieden kombiniert werden können und auch oft nur in Kombination betrachtet werden können (z.B. FCC - Anlage plus Gassammelsystem plus Diethanolamin - Anlage plus Abwasserreinigungsanlage u.a).

Das Kapitel 5 („Best Available Techniques“ des BREF „Mineral Oil Refineries“ enthält oftmals nur eine Zusammenfassung der entsprechenden Techniken und verweist auf die jeweils vorangegangenen Kapiteln (insbesondere auf Kapitel 4). Für eine detaillierte Betrachtung ist neben diesem Bericht daher auf jeden Fall das BREF „Mineral Oil Refineries“ heranzuziehen.

Es ist auch möglich, dass innerhalb der OMV Raffinerie eine Kombination von Techniken und Maßnahmen zur Anwendung kommt, welche im BAT Dokument nicht explizit beschrieben wird, mit welchen aber vergleichbare oder bessere Verbrauchs- und Emissionswerte erzielt werden können (siehe dazu auch die entsprechende Einleitung zum BAT Kapitel des BREF). Im Zuge dieses Berichtes können folglich nicht alle bei der österreichischen Raffinerie angewendeten Techniken in der gleichen Tiefe beschrieben werden. Entsprechend dem Informationsstand wurde versucht, Prozesse und Techniken mit besonderer Umweltrelevanz möglichst genau zu beschreiben, bzw. falls dies nicht möglich war, auf Wissensdefizite hinzuweisen.

4.1.1 Bitumenproduktion

4.1.1.1 Allgemeine Beschreibung der Bitumenproduktion der OMV Raffinerie

Produktion im Jahr 2001: 345.397 t (davon rund 20.000 t Polymermodifiziert und 5.000 t Oxidationsbitumen), im Jahr 2002: 461.000 t

Für die Herstellung und Lagerung von Bitumen und polymermodifiziertem Bitumen werden ein Warmhalteofen und eine Bitumenoxidationsanlage betrieben. Laut Auskunft der OMV wurde die ursprünglich installierte thermische Nachverbrennung auf Grund einer Verpuffung nach der Inbetriebnahme aus Sicherheitsgründen nicht weiterbetrieben, dies wurde der Behörde mitgeteilt. Nach Auskunft der OMV werden die gesamten Abgase der Straßenbitumenerzeugung, -lagerung und -verladung in einem Prozessofen verbrannt. Lediglich die bei der Erzeugung von PmB (polymermodifiziertes Bitumen) entstehenden Abgase können derzeit nicht verbrannt werden.



4.1.1.2 Auflagen (OMV Raffinerie)

Thermische Nachverbrennungsanlage (nicht mehr in Betrieb)

Die thermische Nachverbrennungsanlage ist so zu betreiben, dass nachstehende Emissionskonzentrationen, angegeben als Halbstundenmittelwerte, bezogen auf 0 °C, 1.013 mbar und trockenes Abgas, nicht überschritten werden:

Gasförmige organische Verbindungen

angegeben als Gesamtkohlenstoff: 20 mg/m³

Kohlenmonoxid: 100 mg/m³

Stickoxide, angegeben als Stickstoffdioxid: 100 mg/m³

Die oben angeführten Emissionskonzentrationen sind nach Inbetriebnahme der thermischen Nachverbrennungsanlage und wiederkehrend alle drei Jahre von einer staatlich autorisierten/akkreditierten Prüfanstalt zu überprüfen. Der Prüfbericht ist in Anlehnung an das Muster für den Ergebnisbericht für Emissionsmessungen luftverunreinigender Stoffe des Landes Nordrhein-Westfalen (Mbl. Nr. 11 vom 17.Feb. 1992) zu erstellen und in der Betriebsanlage zwecks Einsichtnahme durch die Behörde aufzubewahren.

Die thermische Nachverbrennungstemperatur ist mittels Schreiber oder EDV-mäßig, versehen mit Uhrzeit und Datum, zu dokumentieren. Die Aufzeichnungen sind mindestens zwei Jahre in der Betriebsanlage zwecks Einsichtnahme durch die Behörde aufzubewahren. Die thermische Nachverbrennungsanlage darf nach dem Anfahren erst nach Erreichen einer Mindesttemperatur von 800 °C mit dem zur Verbrennung gelangenden bitumenhaltigen Abgas beaufschlagt werden. Diesbezüglich ist eine elektrische Verriegelung oder eine andere ähnliche Maßnahme vorzusehen. Die getroffene Maßnahme ist der Genehmigungsbehörde bekannt zu geben und von der ausführenden Firma zu bestätigen.

Informationen über aktuelle Auflagen zur Verminderung der Emissionen aus der Herstellung, Lagerung und Verladung von Bitumen sind dem Umweltbundesamt nicht bekannt.

4.1.1.3 Mögliche Emissionen aus der Bitumenproduktion laut BREF

Die Abgase aus der Bitumenanlage (mit Ausnahme der Abgase aus der Erzeugung von polymermodifiziertem Bitumen) werden thermisch nachbehandelt, um Kohlenwasserstoffe (z.B. Aldehyde, Phenole, organische Säuren), H₂S, CO, PAK und andere Schadstoffe zu zerstören.

Aus den Lagertanks für Bitumen können flüchtige Kohlenwasserstoffe (VOC) emittiert werden.

Das saure Abwasser aus der Bitumenoxidation enthält H₂S, Öl, Aromaten, PAK, Schwefelsäure, Kohlenwasserstoffe und Festkörper. Zusätzlich können Emissionen aus Leckagen auftreten. Das Volumen des Abwasserstromes kann bis zu 5 m³ pro t Feed betragen.

Feste Abfälle fallen in Form von Emulsionen aus Leichtölen, Wasser und Feststoffen an.

4.1.1.4 Beste verfügbare Techniken laut BREF

Laut BREF sind folgende Techniken BAT:

- Reduktion von VOC Emissionen und Aerosolen (als Teil eines Programmes zur Verminderung der Geruchsemissionen) durch
 - Wiedergewinnung der flüssigen Bestandteile der Aerosole aus der Lagerung und den Misch- und Befüllstationen (z.B. durch nasse Elektrofilter oder Öl-Wäscher, erreichbarer Rest - VOC Gehalt laut Kapitel 4.4.2.3: 150 mg/Nm³, HMW)
 - Verbrennung in eigener Nachverbrennung oder in einem Prozessofen bei zumindest 800°C (im Kapitel 4.4.2.2 wird eine Aufenthaltszeit von zumindest 0,5 s und einem Sauerstoffgehalt am Ausgang der Verbrennungskammer von > 3 % v/v angeführt; erreichbarer Rest - VOC Gehalt: 20 mg/Nm³, HMW)
- Verhinderung von Leckagen (als Teil des Abfallmanagements) zur Verminderung des Abfallaufkommens
- Bei Bitumenoxidationsanlagen:
 - Behandlung der Abluftströme (Abscheidung von VOC, Feststoffen, Öl; als Teil eines Programmes zur Verminderung der Geruchsemissionen) entweder durch Verbrennung oder durch einen nassen Wäscher
 - Behandlung des anfallenden Abwasserkondensates (gegebenenfalls durch einen Stripper) vor der Wiederverwendung
 - Behandlung der kondensierten Kohlenwasserstoffe durch das Slop Öl System oder durch alternative Verfahren (z.B. Schlammbehandlung)

4.1.1.5 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Die Verbrennung der Abluftströme aus der Bitumenoxidationsanlage, des Strassenbitumenlagers und –Verladung (mit Ausnahme der Abgase aus der Erzeugung von polymermodifiziertem Bitumen) erfolgt in einem Prozessofen. Über weitere Maßnahmen liegen dem Umweltbundesamt keine Angaben vor. Das Abwasser der Raffinerie wird zentral behandelt.

4.1.2 Fluid Catalytic Cracking Anlage (FCC-Anlage)

4.1.2.1 Allgemeine Beschreibung der FCC-Anlage der OMV Raffinerie

Im Zuge des Strukturprojektes wurde der katalytische Cracker modifiziert (erhöhte Produktion von Propylen und Buten). Als Feed wird entschwefeltes Vakuumgasöl eingesetzt (Durchsatz im Jahr 2001: 1.254.141 t), dementsprechend ist der S-Gehalt des Kokes gering (0,04-0,09 %). Das Abgas aus der Katalysatorregeneration wird mittels Elektrofilter entstaubt. Zur Verringerung der CO Emissionen werden Oxidationspromotoren (Pt) zugesetzt (full combustion mode).



4.1.2.2 Auflagen (OMV Raffinerie)

Dem Umweltbundesamt sind die behördlichen Auflagen bezüglich der FCC - Anlage vor dem Umbau bekannt (siehe nächster Absatz). Die derzeit gültigen Auflagen sind dem Umweltbundesamt bis auf den neuen Grenzwert für Staub nicht bekannt.

Der Elektrofilter für die Entstaubung des Abgases der FCC - Anlage ist so auszuliegen und zu betreiben, dass nachstehende Staubkonzentrationen als Halbstundenmittelwert nicht überschritten werden bzw. nachstehender Massenstrom im Dauerbetrieb nicht überschritten wird:

Tabelle 8: Umweltrelevante Auflagen für die FCCU (Emissionen sind als HMW angegeben)

Schadstoff	Konzentration (mg/m ³)	Art der Messung	Massenstrom (kg/h)
Gesamtstaubkonzentration	35*	Kontinuierlich	5
Nickel und seine Verbindungen	1		
Platin und seine Verbindungen	5		
Vanadium und seine Verbindungen	5		
Schwefeldioxid	1.700	Kontinuierlich	170
Kohlenmonoxid	2.000	Kontinuierlich	200
Stickoxide	300**	Kontinuierlich	24

*der Tagesmittelwert wurde mit dem Umbau (2000) von ursprünglich 50 auf 35 mg/Nm³ herabgesetzt

** Richtwert, jedoch kein festgelegter Grenzwert.

Die angeführten Massenkonzentrationen sind Halbstundenmittelwerte und beziehen sich auf 0 °C, 1013 mbar, 3 % O₂ und trockenes Rauchgas.

Bei Störungen des Elektrofilters, wie z. B. Ausfall eines Feldes, darf die Staubkonzentration bzw. der Massenstrom für einen Zeitraum von höchstens 48 Stunden, bei Störungen der FCC - Anlage von höchstens 7 Tagen nach obiger Definition bis höchstens 100 mg/m³ bzw. 10 kg/h ansteigen. Sollte innerhalb von 48 Stunden die Störung beim Elektrofilter nicht behebbbar sein, ist umgehend das Amt der NÖ Landesregierung, Abt. V/I, zu informieren. Der Filterausfall darf jedoch 7 Tage nicht überschreiten.

Mindestens einmal jährlich sind die Gesamtstaub- und Schwermetallkonzentrationen durch einen facheinschlägigen Zivilingenieur oder eine staatlich autorisierte Prüfanstalt zu überprüfen. Das Messergebnis ist dem Amt der NÖ Landesregierung, Abt. V/I, vorzulegen.

Der bei Elektrofiltern anfallende Staub ist gemäß Sonderabfallgesetz zu entsorgen. Über die Entsorgung sind Aufzeichnungen zu führen, welche mindestens drei Jahre zwecks Einsichtnahme aufzubewahren sind.

Bei produktionsbedingten Störungen, die einen höheren Schwefelgehalt des Einsatzproduktes der FCC - Anlage nach sich ziehen, darf der angeführte Massenstrom für Schwefeldioxid bis maximal 10 % des Jahres 300 kg/h betragen.



4.1.2.3 Emissionen (siehe Tabelle 9; weitere Quellen: Emissionserklärungen bzw. Angaben der OMV)

Durch den Einbau eines Elektrofilters im Jahr 1990 wurden die **Staub** Emissionen von ursprünglich 250 mg/Nm³ auf unter 20 mg/Nm³, und nach weiteren technischen Verbesserungen auf unter 10 mg/Nm³ gesenkt (Angabe als Monatsmittelwerte). Nach der Modifikation der FCCU im Jahr 2000 (welche mit der Herabsetzung des Grenzwertes von 50 mg/Nm³ auf 35 mg/Nm³ verbunden war) kam es wiederholt zu Problemen mit Grenzwertüberschreitungen (maximale Halbstundenmittelwerte bis zu 150 mg/Nm³). Als Ursache der Überschreitungen wurde von der OMV eine Überlastung der Zykclone und damit der nach geschalteten Elektrofilter angegeben. Dieses Problem ist laut Auskunft der OMV mittlerweile behoben. Der Emissionswert liegt bei 16 mg/Nm³ (2002, als JMW). 2003 liegen die MMW im Bereich zwischen 3 und 8 mg/Nm³.

Der **SO₂-Gehalt** der Abgase richtet sich nach dem Schwefelgehalt des Kokes und damit nach dem Grad der Hydrierung des Einsatzes. Der S-Gehalt des Kokes liegt derzeit unter 0,1 % und die SO₂ Emissionen (als MMW) liegen im Bereich von 70 - 170 mg/Nm³, der JMW beträgt 118 mg/Nm³.

NO_x Emissionen werden ebenfalls durch die Hydrierung des Einsatzes auf einem Niveau von 185-285 mg/Nm³ (2002; als MMW) gehalten (Jahresmittelwert 2002: 215 mg/Nm³). Der Trend der Emissionen ist steigend.

Seit dem Einsatz eines Oxidationspromotors liegen die **CO Emissionen** zwischen 100 und 300 mg/Nm³ (als MMW) bzw. im Jahresschnitt bei 243 mg/Nm³, seit dem Umbau (2000) erhöhte sich der JMW auf 533 mg/Nm³ (2002)..

Die Jahresmittelwerte der gemessenen Schadstoff-Emissionen sind in der Tabelle 9 angegeben:

Tabelle 9: Schadstoff-Emissionen aus der FCCU – Jahresmittelwerte (OMV, 2002)

Schadstoff	Konzentration (JMW; mg/m ³)	Massenstrom (t/a)
Gesamtstaubkonzentration	16	13
Nickel und seine Verbindungen ²	<0,005	0,004 ¹
Platin und seine Verbindungen ²	< 0,001	0,001 ¹
Vanadium und seine Verbindungen ²	<0,005	0,004 ¹
Schwefeldioxid	118	98
Kohlenmonoxid	533	440
Stickoxide	215	178
CO ₂	334.093	276.075

¹ bei einer Konzentration von 0,001 bzw. 0,005 mg/Nm³

² Ergebnis der jährlichen Überprüfung

Die angeführten Massenkonzentrationen beziehen sich auf 0 °C, 1013 mbar, 3 % O₂ und trockenes Rauchgas.

Der abgetrennte Staub aus den Elektrofiltern geht zur Hälfte zur Wiederverwertung, der Rest wird deponiert.



4.1.2.4 Beste verfügbare Techniken laut BREF

Laut BREF ist eine FCC-Anlage in einen Komplex verschiedener Anlagen (u.a. Gassammelsystem, Gasbehandlung, Behandlung von Produkten) eingebunden. Spezifische BAT Definitionen für diese Anlagen sind unter den entsprechenden Kapiteln zu finden.

Laut BREF sind folgende Techniken BAT für die FCC-Anlage, bzw. werden folgende für die OMV Raffinerie relevante Emissionsbereiche mit BAT assoziiert (Tabelle 10):

Tabelle 10: BAT für FCCU (Angabe als Tagesmittelwerte)

Schadstoff bzw. Medium	Emissionsbereich (mg/Nm ³)	Technik	Erläuterungen aus BREF; (Split Views)
CO	50 – 100	Full combustion mode; Aufzeichnung und Kontrolle des O ₂ -Gehaltes (typischer Wert: 2 %)	(Brennstoff-)NO _x : 300-600 mg/Nm ³ ; niedrige Werte für CO und NO _x zugleich sind schwierig zu erreichen; Oxidationspromotor auf Pt-Basis kann N ₂ O Emissionen erhöhen
NO _x	40 – 150	(Unterer Bereich ist nur mit SCR und entschwefeltem Einsatz erreichbar) durch eine Kombination folgender Maßnahmen: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Vermeidung von Temperaturspitzen im Regenerator ➤ Hydrierung des Einsatzes (Reduktion von 75-85%) ➤ mit SNCR: Reduktion von 60 – 70 % ist erreichbar ➤ mit SCR: Reduktion von 85 – 90 % ist erreichbar 	Hydrierung benötigt Wasserstoff und freie Kapazitäten bei der Claus Anlage und beim Amin Wäscher NH ₃ Slip bei SCR: 2- 5 mg/Nm ³ (Schlupf kann gegen Ende der Lebensdauer des Katalysators zunehmen) Split Views: NO _x : < 100 mg/Nm ³ (ö.AK) NO _x : 300-450 mg/Nm ³ (MS) NO _x : 10-450 mg/Nm ³ (MS)
Staub	10 – 40 (50)	durch eine Kombination folgender Maßnahmen: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Tertiäre und Mehrfach Zykclone ➤ Elektrofilter oder Wäscher (Abscheidegrad: 95-99 %) ➤ Verhinderung von Katalysatorverlusten während des Befüllens ➤ Hydrierung des Einsatzes ➤ Einsatz von Katalysatoren mit geringem Abrieb 	Bestehende ESP sind manchmal schwierig nachzurüsten. Für diese Fälle sollte der obere Bereich 50 mg/Nm ³ betragen. Hydrierung benötigt Wasserstoff und freie Kapazitäten bei der Claus Anlage und beim Amin Wäscher Wahl des Katalysators beeinflusst die Performance des Crack Prozess

Schadstoff bzw. Medium	Emissionsbereich (mg/Nm ³)	Technik	Erläuterungen aus BREF; (Split Views)
SO ₂	10 - 350	(Unterer Bereich nur mit REA und entschwefeltem Einsatz erreichbar); durch eine Kombination folgender Maßnahmen: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Hydrierung des Einsatzes (Reduktion von 75-85%) ➤ Einsatz von DeSOx Katalysatoren ➤ Rauchgasentschwefelung (Abscheidegrad: 95-99 %), wenn Hydrierung nicht möglich 	Hydrierung benötigt Wasserstoff und freie Kapazitäten bei der Claus Anlage und beim Amin Wäscher Split Views: Bereich von < 100 mg/Nm ³ ist immer erreichbar (Öst.)
Energieeffizienz		<ul style="list-style-type: none"> ➤ Energierückgewinnung mittels Expander ➤ Einsatz von Abhitzekesteln 	Energierückgewinnung In kleinen Anlagen möglicherweise nicht sinnvoll
Emissionen ins Wasser		<ul style="list-style-type: none"> ➤ Hydrierung des Einsatzes ➤ Wiederverwendung von aufbereitetem Prozesswasser (z.B. im Entsalzer) ➤ Einsatz eines Kaskadensystems ➤ Reinigung in einer ARA 	Hydrierung benötigt Wasserstoff und freie Kapazitäten bei der Claus Anlage und beim Amin Wäscher Korrosionserscheinungen können auftreten
Abfälle		<ul style="list-style-type: none"> ➤ Katalysatormanagement ➤ Einsatz von Katalysatoren mit geringem Abrieb 	Wahl des Katalysators beeinflusst die Performance des Crack Prozess

4.1.2.5 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Bei einem Vergleich sind Unterschiede in den Zeitbezügen (BAT: Tagesmittelwerte; Emissionswerte der OMV: Monats- bzw. Jahresmittelwerte) zu berücksichtigen.

Die CO und NO_x Emissionen der FCC-Anlage der OMV Raffinerie liegen deutlich über dem jeweiligen BAT Bereich. Beim Schadstoff CO sind die tatsächlichen Emissionen (ohne Berücksichtigung der unterschiedlichen Zeitbezüge) bis zum 5fachen höher als der BAT Wert (533 mg/Nm³ als JMW vs. 50 – 100 mg/Nm³ als TMW). Zusätzlich stiegen die Emissionen seit dem Umbau um mehr als das Doppelte. Hier wären in jedem Fall entsprechende Maßnahmen zur Emissionsminderung zu evaluieren.

Die NO_x Emissionen sind im Fall des „Full combustion mode“ mit den CO Emissionen verknüpft (siehe BAT-Werte). Niedrige Emissionen von CO (50 – 100 mg/Nm³) sind mit NO_x Emissionen im Bereich von 300 – 600 mg/Nm³ verbunden. Da aber die CO Emissionen der FCC-Anlage weit über den BAT Werten liegen, sind auch für die weitere Emissionsminderung für NO_x Überlegungen anzustellen.

Der Jahresmittelwert wird für NO_x mit 215 mg/Nm³ angegeben. Auf Basis der Daten zur Raffinerie Leuna wird (ohne Detailkenntnis zu Unterschieden in der Anlagentechnologie; siehe Tabelle 14) der Bereich der TMW mit 80 – 1.000 mg/Nm³ abgeschätzt. Damit würde die FCC-Anlage auch unter Berücksichtigung der Split Views oberhalb des BAT Bereiches liegen. Vom österreichischen Arbeitskreis



wurde ein oberer Wert von 100 mg/Nm^3 gefordert (erreichbar durch die Installation einer SCR-Anlage).

Über eine allfällige Erhöhung der N_2O Emissionen durch den Einsatz des Oxidationspromotors gibt es derzeit keine Daten.

Die Staubemissionen und die SO_2 Emissionen liegen im BAT Bereich.

Das Abwasser aus der FCC-Anlage wird gemeinsam mit den anderen belasteten Abwasserströmen in einer Abwasserbehandlungsanlage gereinigt (siehe Kapitel 5).

Die Wahl des Katalysators wird von der gewünschten Produktqualität und ökonomischen Gründen beeinflusst, der Filterstaub aus dem Elektrofilter wird zum Teil einem Erzeuger von mineralischen Produkten übergeben.

Über die Energieeffizienz bzw. über getroffene Maßnahmen bei der FCC-Anlage liegen dem Umweltbundesamt keine Daten vor. Die durch den Abbrand des am Katalysator gebildeten Koks freigesetzte und im Prozess nicht benötigte Energie wird mittels Abhitzeessel in Dampf umgewandelt.

4.1.3 Platformer

4.1.3.1 Allgemeine Beschreibung des Platformers der OMV Raffinerie

Im Zuge des Strukturprojektes wurde ein Platformer (semi-regenerativer Platformer 2) stillgelegt (1999), der bestehende Platformer 3 wurde umgebaut

Der Durchsatz (entschwefeltes Schwerbenzin aus dem Naphthahydrotreater) betrug im Jahr 2001 832.025 t.

In Platformeranlagen können lt. BAT je nach gewünschtem Produkt ca. 95 verschiedene Katalysatoren eingesetzt werden. Der Platformer wird entweder als Aromatenreformer oder als Benzinreformer betrieben. Die kontinuierliche Katalysatorregeneration beim Reformer wird in einschlägigen Studien als mögliche Dioxinquelle angegeben.

Die Abgase aus den folgenden Prozessöfen werden gemeinsam abgeleitet (Anlagenbezeichnung: RS 07; siehe Tabelle 11):

- Teilverdampfen von hydriertem Naphtha zwecks Splittung („Aufkocherofen“; 1 Prozessöfen; BWL: 8 MW)
- Erhitzen von hydriertem Schwerbenzin und Wasserstoff (4 Prozessöfen; BWL: gesamt: 61,9 MW)
- Erwärmen von Wasserstoffgas zur Hydrierung (HDS, katalytische Entparaffinierung; BWL: 8,7 MW)
- Teilverdampfen von hydriertem Produkt zur Strippung (HDS, katalytische Entparaffinierung; BWL: 5,06 MW)

Die Rauchgase dieser beiden Prozessöfen münden in einen gemeinsamen Schornstein mit einer Höhe von 50 m.

Als Brennstoff wird in allen sieben Prozessöfen entschwefeltes Raffineriemischgas (H_u : $35,15 \text{ MJ/m}^3$) eingesetzt. Diese Prozessöfen bilden in der Definition des Luft-



reinhaltgesetzes für Kesselanlagen (LRG-K) eine Anlage mit der Bezeichnung RS 07 und einer Gesamt-BWL von 83,7 MW.

Technisch werden dem Platformer drei weitere Prozessöfen zugeordnet:

- Erwärmen von Benzin und Wasserstoff zur Entschwefelung (NHT Einsatzöfen; BWL: 6,75 MW)
- Strippung von hydriertem Produkt (Aufkocherofen; BWL: 9,71 MW)
- Stabilisierung von Platformat (BWL: 4 MW)

Diese drei Öfen werden mit Raffineriemischgas betrieben, die Rauchgase werden mittels Sammelleitung zum Reingassammler des Heizkraftwerkes 2 geschickt (Anlagenbezeichnung: RS 15; Emissionen siehe Energiesystem) und in die Atmosphäre geleitet.

4.1.3.2 Emissionen und gesetzliche Auflagen des Platformers der OMV (siehe Tabelle 11; weitere Quellen: Emissionserklärungen bzw. Angaben der OMV)

Tabelle 11: Emissionen aus dem Platformer (Dampfkesselanlage: RS 07; Brennstoff: RMG; JMW)

Schadstoff	Grenzwert (mg/m ³)	Konzentration als JMW (mg/m ³)	Massenstrom (t/a)
Gesamtstaubkonzentration	10 (5) ¹	1,0	0,558
Schwefeldioxid	-	14,7	8,2
Kohlenmonoxid	100 (80) ¹	5,5	3,0
Stickoxide	300 (200) ¹	167	93,3
CO ₂	-	192.137	107.299

¹ Grenzwerte für einen Prozessofen zum Erhitzen von hydriertem Schwerbenzin und Wasserstoff, welcher 1998 in Betrieb genommen wurde

Die Emissionssituation ist im Jahr 2003 im Wesentlichen gleich geblieben.

Da die Anlage RS 07 ausschließlich mit RMG betrieben wird, sind die **Staub** und **SO₂** Emissionen gering. Die **NO_x** Emissionen liegen bei rund 170 mg/Nm³ und werden lt. Bescheid diskontinuierlich gemessen

Umweltrelevante Auflagen

Die Katalysatorregenerierungsanlage ist so zu betreiben, dass die Emissionen an anorganischen gasförmigen Chlorverbindungen 3 kg pro Stunde nicht überschreiten.

Die Katalysatorregenerierungsanlage ist so zu betreiben, dass in der Abluft die Staubemission 75 mg/m³ (0 °C, 1013 mbar) nicht überschreitet.



4.1.3.3 Beste verfügbare Techniken laut BREF

Die Emissionen aus den Prozessöfen werden im Energiesystem behandelt.

Folgende Techniken werden als BAT bezeichnet:

- Behandlung des Regenerator Gases in einem Wäscher; Behandlung des Abwassers in einer ARA.
- Optimierung der Zugabe des chlorierten Promotors während der Katalysatorregeneration.
- Quantifizierung der Dioxinmissionen aus der Regeneration

Die kontinuierliche Katalysatorregeneration beim Reformier wird als mögliche Dioxinquelle angegeben. Im BREF wurden Werte aus zwei Studien (einer amerikanischen und einer schwedischen Studie) zitiert. In der amerikanischen Studie werden Dioxin-Emissionen in der Höhe von 1.172 ng/t Einsatz angeführt, die schwedische Studie gibt gemessene Werte zwischen 6 und 167 ng/m³ (I-TEF) an.

4.1.3.4 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Neben Dioxinen/Furanen wurden bei schwedischen Raffinerien auch die Emissionen anderer chlororganischer Verbindungen (z.B. PCB, Chlorbenzol) aus der Katalysatorregeneration gemessen. Diese unterliegen starken Schwankungen und können bis zu 0,74 mg/Nm³ (Chlorbenzol), bzw. 3,3 µg/Nm³ (PCB) betragen. In der Raffinerie Schwechat wurden bis jetzt keine derartigen Messungen durchgeführt.

Im Folgenden wird die mögliche Bildung chlororganischer Verbindungen während der Katalysatorregeneration beim Platformer der OMV abgeschätzt:

Um die Aktivität des Katalysators aufrecht zu erhalten, werden bei der Regeneration chlororganische Verbindungen im Ausmaß von 0,36 – 0,48 kg Cl pro 100 kg Katalysator zugesetzt. Der Temperatur liegt im Bereich von 580 – 625°C, der Sauerstoffanteil beträgt 1,2 – 1,4 mol %. Es werden pro Stunde rund 310 kg Katalysator im Kreislauf geführt, die Koksrate beläuft sich unter den vorherrschenden Bedingungen auf 3,5 – 5,5 Gew-%, wodurch sich ein Rauchgasvolumen von 100-150 Nm³ pro Stunde ergibt. Die Zugabe von Chlorverbindungen zur Aktivitätserhaltung des Katalysators und auch die Sauerstoffführung wird bei der OMV sehr genau aufgezeichnet. [OMV, 2001]

Damit sind wichtige Parameter, welche als Voraussetzung für die Bildung von Dioxinen anerkannt sind, auch beim Reformier der Raffinerie Schwechat gegeben: ein Temperaturbereich von 200 – 500°C, Vorhandensein chlororganischer Verbindung und eines Katalysators.

Allerdings ist laut Auskunft der OMV der betreffende Rauchgasstrom des Platformers sehr klein (100 – 150 m³/h), sodass nach Aussage der OMV die emittierten Frachten in jedem Fall gering wären.

Zusätzlich soll dieser Abluftstrom laut Aussagen der OMV in Zukunft in einem gasbefeuelten Kessel thermisch behandelt werden, wobei allerdings über den Zeitpunkt keine Aussage getätigt wurde (zur Zerstörung einmal gebildeter Dioxine müsste eine Mindesttemperatur von 900°C und eine Verweilzeit von 2 Sekunden gegeben sein). Derzeit wird das Rauchgas ohne weitere Behandlung in die Atmosphäre entlassen.



Information des schwedischen Umweltbundesamtes: In der schwedischen Raffinerie Scanraff werden die chlorhaltigen Abgase in einem eigenen Behälter mit dem zirkulierenden Katalysator in Kontakt gebracht, sodass das enthaltene HCl absorbiert wird. Durch diese Maßnahme wurde die emittierte Fracht an PCDD/F von ursprünglich 0,15 – 0,36 g pro Jahr auf 0,22 – 0,35 mg pro Jahr gesenkt (d.h. um einen Faktor von 1.000). Eine deutliche Reduktion gab es auch bei den Schadstoffen Chlorbenzol, PCB und HCl.

4.1.4 Kühlsystem

4.1.4.1 Allgemeine Beschreibung des Kühlsystems der OMV Raffinerie

In den Kraftwerken ist ein Kreislaufkühlsystem installiert, die Kühlwassermenge beträgt rd. 55.000 m³/h. Die zur Vermeidung der Anreicherung von Mineralsalzen notwendige Abschlämm-Menge (ca. 250 m³/h) wird direkt in die Donau geleitet. Über die Temperatur des Ablaufes liegen dem Umweltbundesamt keine Daten vor.

4.1.4.2 Umweltrelevante Auflagen (OMV Raffinerie)

Siehe Kapitel 5.

4.1.4.3 Emissionen der Raffinerie

Siehe Kapitel 5.

4.1.4.4 Beste verfügbare Techniken laut BREF

- Es wird allgemein auf das BREF „Cooling Systems“ verwiesen.
- Reduktion des Kühlbedarfs durch integrierte Maßnahmen und Wärmeoptimierung
- Maximale Wärmerückgewinnung (z.B. durch Fernwärme), falls Bedarf besteht
- Während der Planungsphase soll die Möglichkeit der Luftkühlung geprüft werden: Restriktionen ergeben sich aus Lärmemissionen, dem Platzbedarf und den klimatischen Verhältnissen
- Verhinderung von Ölaustritten ins Kühlwasser
- Trennung von Prozess- und Kühlwasser (bei Durchflusssystemen)

4.1.4.5 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

In der OMV Raffinerie werden pro Jahr zwischen 500 und 700 GWh Fernwärme ausgekoppelt, die Integration aller Anlagen in ein Niedrigenergiesystem („Total Site Heat Integration“) wurde geprüft, aus Gründen der Sicherstellung der Anlagenverfügbarkeit aber vorerst nur teilweise umgesetzt.

Die OMV Raffinerie sieht sich mit dem Problem eines zunehmend geringer werdenden Marktes für Heizöle konfrontiert, sodass ein wachsender Anteil an schweren Komponenten in der Raffinerie selbst verbrannt werden muss. Über die Höhe eines allfälligen Wärmeüberschusses, welcher im Kühlsystem abgebaut werden muss, liegen dem Umweltbundesamt keine Daten vor. Allerdings lässt der Solo-



mon Energy Intensity Index (97,7 im Jahr 2002) auf einen allgemeinen Energieüberschuss schließen.

4.1.5 Entsalzung des Rohöles

4.1.5.1 Allgemeine Beschreibung der Anlage der OMV Raffinerie

Es liegt dem Umweltbundesamt keine Beschreibung des Prozesses bzw. der Anlagen der OMV Raffinerie vor.

4.1.5.2 Auflagen (OMV Raffinerie)

Keine Angaben verfügbar.

4.1.5.3 Emissionen der Raffinerie

Keine Angaben verfügbar.

4.1.5.4 Beste verfügbare Techniken laut BREF

- Für neue Anlagen: Einsatz von mehrstufigen Entsalzungsanlagen
- Anwendung der guten Praxis (z.B. wechselseitige Anwendung von Gleich- und Wechselstrom; Minimierung des Wasservolumens durch Rückführung eines Teilstromes bei mehrstufigen Entsalzern; Optimierung der Mischvorgänge; optimierte Öl-Wasser Trennung; Einsatz von nicht toxischen, abbaubaren, nicht entflammaren Chemikalien; optimierte Festkörperabtrennung)
- Maximierung der Wiederverwendung von Prozesswasser in den Entsalzern

4.1.5.5 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Keine Angaben verfügbar.

4.1.6 Energiesystem

4.1.6.1 Allgemeine Beschreibung des Energiesystems der OMV Raffinerie

Die zur Deckung des Energiebedarfes der Raffinerie und zur Herstellung der Produkte benötigten Dampfkessel und Prozessanlagen werden zu 12 Anlagengruppen mit einer Brennstoffwärmeleistung (BWL) von zusammen rund 2 000 MW_{th} zusammengefasst. Bis auf den Steamcracker (unterliegt der Feuerungsanlagen-VO) sind alle Anlagen Dampfkesselanlagen (DKA) und unterliegen daher dem Luftreinhaltegesetz für Kesselanlagen.

Acht dieser DKA haben eine BWL > 50 MW_{th}. Die Dampfkesselanlagen unterliegen zwar dem Emissionsschutzgesetz für Kesselanlagen (EG-K), die Grenzwerte wurden aber in der Regel im Einzelfall festgelegt, da zum überwiegenden Teil Sonderbrennstoffe eingesetzt werden (siehe Tabelle 15). In der Aufzählung ist der Steamcracker, in welchem Ethylen und Propylen für die chemische Industrie hergestellt werden, nicht inkludiert. Diese Anlage wird nicht im Raffinerie-BREF, son-

dem im Dokument „BAT for Large Volume Organic Chemicals“ behandelt und daher in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt.

Bezüglich des Brennstoffeinsatzes weist die OMV Raffinerie eine besondere Konfiguration auf: Die Dampfkessel, der Steamcracker und das Heizkraftwerk 1 (HKW 1) werden bis auf wenige Ausnahmen (z.B. Naphthahydrotreater/Platformer 3-Rundöfen) mit Erdgas und entschwefeltem Raffineriemischgas betrieben, während schwefelhaltige Gase (z.B. Clausabgas mit einem S-Gehalt von 22 g/Nm³), schwere Rückstände (S-Gehalt bis zu 3,5 %) und andere schwefelhaltige Brennstoffe im Heizkraftwerk 2 (HKW 2) verbrannt werden. Dementsprechend hat das Heizkraftwerk 2 den größten Anteil aller Einzelanlagen an den Gesamtemissionen der Raffinerie in die Luft (siehe Tabelle 12):

Tabelle 12: Anteil des HKW II (inklusive Schwefelrückgewinnung) an den Gesamtemissionen der Raffinerie (2001)

Schadstoff	% der Gesamtemission
SO ₂	90
NO _x	70
CO	44
CO ₂	46
Staub	75

Beschreibung der Heizkraftwerke

Dem Heizkraftwerk 1 werden die Dampferzeuger 1, 4 und 5 zugeordnet, sofern gasförmige Brennstoffe (z.B. Raffineriemischgas) verfeuert werden. Der Dampferzeuger 1 ist mit NO_x-armen Brennern ausgestattet. Falls in diesen Kesseln flüssige Brennstoffe (z.B. schwere Rückstände) verbrannt werden, werden die Abgase über eine Rauchgasleitung zur Rauchgasentschwefelung (Wellmann Lord) geleitet.

Im Heizkraftwerk 1 wurden im Jahr 2001 66.331 t Raffineriemischgas mit einem H₂S Gehalt von durchschnittlich rund 1.200 mg/m³ und einem unteren Heizwert Hu von 29 bis 34 MJ/m³, sowie 2.845 t sonstige Brennstoffe (Wasserstoffgas; Hu: rd. 14,5 MJ/m³; H₂S-Gehalt: rd. 1.200 mg/m³) verfeuert, das Kraftwerk wurde 8.369 Stunden betrieben.

Die drei Dampferzeuger des HKW 1 und die beiden Dampferzeuger des HKW 2 (Dampfkessel 6 und 7) sind für eine Dampfproduktion von je 250 t/h ausgelegt (Dampfparameter HKW 1: 70 bar, 520°C; Dampfparameter HKW 2: 110 bar, 525°C). Der Hochdruckdampf aus beiden HKWs wird in je zwei Turbinen (je 35 MW) entspannt, Mitteldruckdampf (13 bar) über eine gemeinsame Schiene für das Fernwärmenetz (60 und 170 MW) ausgekoppelt, zusätzlich wird Prozessdampf mit 4 bar erzeugt. Die Speisewasseraufbereitung erfolgt zentral im HKW 1 für beide Kraftwerke. Das Heizkraftwerk 2 versorgt zusätzlich den Steamcracker mit Kessel Speisewasser und Hochdruckdampf, und die FCC-Anlage mit Kesselspeisewasser zur Kühlung.

In den Dampfkesseln 6 und 7 des HKW 2 werden Rückstände aus der Rohölverarbeitung (rund 300.000 t/a), Raffineriemischgas (rund 40.000 t/a) und H₂S-haltiges Clausabgas (rund 500 – 1500 t/a; H₂S-haltig) verbrannt. Die beiden



Dampfkessel sind mit NO_x-armen Brennern ausgestattet. Die Rauchgase dieser Dampferzeuger (sowie gegebenenfalls die Rauchgase der Dampferzeuger 1, 4 und 5) werden gesammelt, in einem Elektrofilter entstaubt und in der Wellmann Lord Anlage entschwefelt.

Das SO₂-hältige Restgas aus der Claus Anlage wird vor dem Elektrofilter in das Rohgas eingespeist. In den so genannten „Ostanlagen“ (Vakuumdestillation FP 3, Vakuumgasölhydrierung HDS 3; Naphthahydrotreater/Platformer 3-Rundöfen) werden Heizöl schwer (S-Gehalt bis 1 %; Einsatz zwischen 7.500 und 14.000 t/a) und Raffineriemischgas verbrannt. Die Rauchgase dieser Anlagen strömen laut Auskunft der OMV (siehe auch Abbildung 1) ohne vorherige Entschwefelung direkt zum Reingassammler und werden mit den Rauchgasen der anderen Emittenten (siehe „Ostanlagen“) über einen der vier Züge des gemeinsamen Schornsteines abgeleitet. Der Einsatz von Heizöl schwer in der Vakuumdestillation wird hinsichtlich des Einhaltens des Glocken-Grenzwertes abgestimmt. Diese Vorgangsweise ist laut Auskunft der OMV durch einen Bescheid aus dem Jahr 1990 abgedeckt.

Der Schornstein hat insgesamt vier Züge, je einen für die FCC-Anlage, die „Ostanlagen“ und für die beiden Stränge der Rauchgasentschwefelungsanlage. Der SO₂-Grenzwert wurde als Glocke für die drei letztgenannten Züge in der Höhe von 800 mg/Nm³ festgesetzt. Die Messung der SO₂-Emissionen erfolgt im Fall der beiden Stränge der REA kontinuierlich, die Emissionen der „Ostanlagen“ werden rechnerisch über den Schwefelgehalt des Brennstoffes ermittelt. Die Emissionen von NO_x, CO und Staub werden diskontinuierlich gemessen.

Durch die Inbetriebnahme der Wellmann Lord Anlage im Jahr 1985 wurden die SO₂-Emissionen der Raffinerie deutlich gesenkt, der durchschnittliche Abscheidegrad beträgt 90 %. Bis zum Jahr 1991 lagen die Emissionen bei rund 1.600 t/a, steigen in den darauf folgenden drei Jahren auf rund 2.500 t/a und verzeichnen seit 1994 einen kontinuierlichen Anstieg auf den Wert des Jahres 2001 (3.275 t).

Die SO₂-Emissionen korrelieren mit dem Einsatz von Rückständen und SO₂-haltigem Clausabgas im HKW 2. Der Einsatz dieser beiden schwefelhaltigen Einsatzstoffe liegt heute um 20 – 30 % über dem jeweiligen Wert des Jahres 1992.

Im Gegenzug dazu sind die SO₂-Emissionen aus den anderen Anlagen reduziert worden. Somit ist ein Teil dieser Emissionen innerhalb der Raffinerie verschoben und auf das Kraftwerk 2 konzentriert worden (Rückstandsverfeuerung⁹

Tabelle 13: Eingesetzte Brennstoffe (Jahr 2001) im Heizkraftwerk 2 [OMV, 2002]

Brennstoff	Input (t/a)	Charakteristik
Raffineriemischgas	39.914	H ₂ S: 130 – 5.000 mg/m ³ H _u : 29 – 42 MJ/m ³ (aus EE 2001)
Rückstände	291.832	S-Gehalt: 1,7 – 3,4 % H _u : 39 – 42 MJ/kg (aus EE 2001)
Heizöl schwer	7.492	S-Gehalt: < 1 % H _u : rd. 40 MJ/kg (aus EE 2001)
Clausgas	137 mio m ³ (aus EE 2001)	SO ₂ : 22 – 36 g/m ³



Brennstoff	Input (t/a)	Charakteristik
Wasserstoffgas	40	H ₂ S: 1.200 mg/m ³ H _u : 14,5 MJ/m ³ (aus EE 2001)

Regenerative Rauchgasentschwefelung – Wellmann-Lord Verfahren

Unter den einsetzbaren Entschwefelungsverfahren weist das in Österreich verwendete Wellmann Lord Verfahren den Vorteil der Rückgewinnung des SO₂ und dessen Nutzung in Synergie mit dem in der Raffinerie anfallenden H₂S zur Herstellung von Schwefel auf. Regenerative Verfahren bieten zusätzlich auch den Vorteil der Vermeidung von Schadstoffverlagerungen in Abfälle oder Nebenprodukte.

4.1.6.2 Emissionen und gesetzliche Auflagen

Die Emissionen sowie die Grenzwerte wichtiger Einzelanlagen können der Tabelle 15 entnommen werden. Bei den angeführten Emissionswerten handelt es sich um Jahresmittelwerte (JMW), welche von der OMV Raffinerie zur Verfügung gestellt wurden. Die Grenzwerte sind Halbstundenmittelwerte.

In den entsprechenden Emissionserklärungen nach § 10 des Luftreinhaltegesetzes, welche am Umweltbundesamt aufliegen, werden Monatsmittelwerte (MMW) angegeben. Letztere unterliegen im Vergleich zu den JMW je nach Qualität des Brennstoffes und betrachteter Anlage Schwankungen in der Höhe von etwa +/- 10 % (SO₂, NO_x), bzw. +/- 50 % (CO, alle Angaben gelten für das HKW 2 und das Jahr 2001).

Anhand eines Beispiels aus der Leuna Raffinerie soll der Unterschied in der Höhe der Emissionen bei verschiedenen Zeitbezügen demonstriert werden. Die angeführten Anlagen werden mit Raffineriemischgas mit variierendem Heizwert betrieben (Tabelle 14).

Tabelle 14: NO_x Emissionen aus Prozessanlagen der Leuna Raffinerie [Hanisch, 2001]

Anlage	NO _x [mg Nm ⁻³] Grenzwert	NO _x [mg Nm ⁻³] – gemessene Werte		
	Tagesmittelwert	Jahresmittelwert (2000)	Bereich der Tagesmittelwert e	Bereich der Halbstunden- mittelwerte
Rohöldestillation (130 MW)	100	44	35,5 – 98,7	10 - 130
Vakuumdest. (73 MW)	100	61	13,6 – 91,1	20 – 180
Reformer (86 MW)	100	66	47,1 – 152,5	20 - 220
FCCU	500	53	20,3 – 250,2	70 - 420



Bei einem Vergleich der Emissionssituation einer Raffinerie mit den mit BAT erreichbaren Werten (Tagesmittelwerte) müssen allfällige Unterschiede in den Zeitbezügen berücksichtigt werden. Auf Grund unterschiedlicher Lastzustände und Brennstoffqualitäten können manche Tages- und Halbstundenmittelwerte ein Vielfaches des JMW erreichen (Tabelle 14).

Bei der OMV Raffinerie sind einzelne Kessel und Feuerungsanlagen zu Dampfkesselverbänden zusammengefasst, weswegen eine Bewertung der Emissionen nicht auf Kessel- bzw. Einzelanlagenebene durchgeführt werden kann. Für die konkrete Bewertung von Anlagen der OMV Raffinerie werden daher sowohl die angeführten Emissionswerte (JMW), als auch die für einzelne Kessel und Feuerungsanlagen vorgeschriebenen Grenzwerte (HMW, soweit bekannt) herangezogen. Allfällige Grenzwertüberschreitungen auf Grund von Ausfällen von Einrichtungen zur Rauchgasreinigung werden nicht berücksichtigt.

Tabelle 15: Emissionen und Grenzwerte der Einzelanlagen im Jahr 2001 (Jahresmittelwerte, 3% O₂, trocken) [OMV, 2002; Umweltbundesamt, 2004]

Anlage	Brennstoff- verbrauch	BWL [MW _{th}]	Einheit	SO ₂ (Grenz- wert)	NO _x (Grenz- wert)	CO (Grenz- wert)	Staub (Grenz- wert)
Vakuum- destillation (RS 03)	Raff. Gas	17,5	[mg/m ³]	14,3 (-)	111 (300)	4,0 (100)	1,0 (10)
			[t/a]	1,2	9,4	0,33	0,08
KES, LH, LI (RS 04)	Raff. Gas	23,7	[mg/m ³]	21 (-)	108 (300)	22 (100)	1,0 (10)
			[t/a]	1,0	6,3	1,2	0,06
Hydrierende Entschwefelung (RS 05)	Raff. Gas	16,7	[mg/m ³]	5,0 (-)	237 (300)	9 (100)	1,0 (10)
			[t/a]	0,6	29,1	1,1	0,12
Visbreaker (RS 06)	Raff. Gas	19,5	[mg/m ³]	40,0 (-)	246 (300)	8 (100)	1,0 (10)
			[t/a]	4,4	27,1	0,9	0,11
Plattform 3, KEP, Naphtha-HD (RS 07) ^{5,7}	Erdgas Raff. Gas	83,7	[mg/m ³]	< 14,7 (-)	167 (200 bzw. 300)	5 (80 bzw. 100)	1 (5 bzw. 10)
			[t/a]	8,2	93	3	0,6
Teilverdampfer, Flashkolonnen (RS 08)	Erdgas Raff. Gas	48,3	[mg/m ³]	< 20 (-)	< 120 (300)	5 (100)	1 (10)
			[t/a]	5,5	31,5	1,4	0,3
Rohöl- destillation (RS 10)	Erdgas Raff. Gas	180	[mg/m ³]	10,2 (-)	82 (200)	8 (100)	1 (10)
			[t/a]	15,2	122,7	12	1,5



Anlage	Brennstoffverbrauch	BWL [MW _{th}]	Einheit	SO ₂ (Grenzwert)	NO _x (Grenzwert)	CO (Grenzwert)	Staub (Grenzwert)
FCC-Anlage (RS 13)	Katalysator-koks	82	[mg/m ³]	102,6 (1.700)	202,6 (300) ⁹⁾	243 (2.000)	33,6 (50)
			[t/a]	71,8 (170 kg/h)	141,6 (24 kg/h)	170 (200 kg/h)	23,5 (5 kg/h)
Steamcracker⁸ (RS 11)	Erdgas Raff. Gas	298	[mg/m ³]	0,03	171 (200)	26 (100)	1 (10)
			[t/a]	0,06	347	52,8	2,0
Heizkraftwerk 1 (RS 14)	Raff. Gas andere	596	[mg/m ³]	158 (¹)	136 (¹)	31 (¹)	1,4 (¹)
			[t/a]	152	131	30	1,4
Heizkraftwerk 2 (RS 15)	Raff.Gas Rückstände HS Clausgas H ₂ -gas	482	[mg/m ³]	721 ⁴⁾ (800)	516 (²)	48 (²)	20 (²)
			[t/a]	3.275	2.344	217	90
H ₂ -Anlage	Erdgas	77	[mg/m ³]	(-)	k.A. (100)	k.A. (50)	k.A. (5)
OMV gesamt		ca. 1.850	[t/a]	3.536	3.283	490	120

KEP: katalytische Entparaffinierung; FCC: Fluid Catalytic Cracking; HD: Hydrotreater; KES: Kerosinentschwefelung; LH: Leichtbenzinhydrierung; LI: Leichtbenzinoisomerisierung

¹ die

Dampferzeuger (DE) 1, 4 und 5 haben unterschiedliche Grenzwerte einzuhalten:

	Staub		SO ₂		NO _x		CO	
	gasf. BS	fl.BS	gasf. BS	fl.BS	gasf. BS	fl.BS	gasf. BS	fl.BS
DE 1	10	110	800	800	100	700	100	175
DE 4	10	50	800	800	150	900	100	175
DE 5	10	50	800	800	150	900	100	175

Dampferzeuger 1: 1995 in Betrieb genommen

²⁾ die Dampferzeuger 6,7 und die anderen Anlagen haben unterschiedliche Grenzwerte einzuhalten:

	Staub		SO ₂		NO _x		CO	
	gasf. BS	fl.BS	gasf. BS	fl.BS	gasf. BS	fl.BS	gasf. BS	fl.BS
DE 6	10	110	800	800	150	900	100	175
DE 7	10	110	800	800	150	900	100	175
Andere Anlagen (siehe RS 07, RS 14)	10	110	-	800	150	900	100	175
Mischfahrweise aller Anlagen	110		800		900		175	

⁴ die Rauchgase des HKW II werden regenerativ (Wellman Lord Verfahren) entschwefelt



⁵ für den neuen Prozessofen zum Erhitzen von Schwerbenzin und Wasserstoff (installiert: 1998) wurden folgende Grenzwerte vorgeschrieben: Staub: 5 mg/Nm³; CO: 80 mg/Nm³; NO_x: 200 mg/Nm³

⁷ Für den NHT Einsatzofen, den Aufkocherofen und den Prozessofen für die Stabilisierung von Platformat, deren Abgase zum Reingassammler des HKW 2 geleitet werden, sind im Fall des Einsatzes von Raffineriemischgas folgende Grenzwerte vorgeschrieben: Staub: 10 mg/Nm³; CO: 100 mg/Nm³; NO_x: 150 mg/Nm³; bei der Verfeuerung von HSKS gelten folgende Grenzwerte: Staub: 110 mg/Nm³; CO: 175 mg/Nm³; NO_x: 900 mg/Nm³; SO₂: 800 mg/Nm³

⁸ der Steamcracker befindet sich zwar auf dem Gelände der OMV Raffinerie, wird aber dem chemischen Sektor zugerechnet (Vergleich müsste daher mit dem BREF „LVOC“ erfolgen)

⁹) Richtwert (kein Grenzwert)

Die Rauchgase der drei Dampferzeuger 1, 4 und 5 werden über einen gemeinsamen Schornstein in die Atmosphäre entlassen, eine getrennte Betrachtung der Emissionen ist daher nicht möglich. Für den neuen Dampferzeuger 1 (Inbetriebnahme 1995) werden vergleichsweise niedrigere Grenzwerte für NO_x (100 bzw. 700 mg/Nm³ je nach Brennstoff; Tabelle 15), aber höhere Grenzwerte für Staub vorgeschrieben (110 mg/Nm³ für flüssigen Brennstoff). Der im Vergleich zu den älteren Kesseln höhere Grenzwert für Staub ist unverständlich.

Beim HKW 2 wurden NO_x-arme Brenner in den Dampferzeugern 6 (Jahr 2000) und 7 (Jahr 1992) installiert. Auf die NO_x Emissionen hatten diese Installationen jedoch nur geringen Einfluss, da sich in diesem Zeitraum auch die Brennstoffcharakteristik und der Brennstoffdurchsatz änderte. Dieser Umstand ist zum größten Teil auf erhöhte Produktqualitäten – d.h. geringer Schwefel- und Aromatengehaltes von Heizölen und Ottokraftstoffen – zurückzuführen.

Anmerkungen: eine Kurzbeschreibung jeder Anlage erfolgt auch unter dem jeweiligen Spezialkapitel.

Die Emissionssituation war im Jahr 2003 im Wesentlichen unverändert mit folgender Ausnahme:

- Inbetriebnahme der Wasserstoffanlage (BWL: 76 MW; Brennstoff: Erdgas); NO_x Grenzwert: 100 mg/Nm³; CO Grenzwert: 50 mg/Nm³; Staub Grenzwert: 5 mg/Nm³

4.1.6.3 Gesetzte Maßnahmen innerhalb der OMV Raffinerie

Bei folgende Anlagen wurden einige Prozessöfen mit NO_x-armen Brennern ausgestattet: Vakuumdestillation (1998); Isomerisierung (1999); Kerosinhydrierung (1995); Rohöldestillation (1991, 1996); HKW 1 (Dampferzeuger 1 (1992) und 4 (1992)); HKW 2 (Dampferzeuger 6 (2000) und 7 (1992))

Stilllegung von Anlagenteilen (erfolgte primär aus wirtschaftlichen Gründen): Vakuumdestillation 3 (1994); Rohöldestillation 1 (1999); Platformer 2 (1999); Claus 2 (1999); Dampferzeuger 3 des HKW 1 (1995); Wirbelschichtofen (1999)

4.1.6.4 Beste verfügbare Techniken laut BREF

Im BREF werden im Kapitel 5 („Best Available Techniques“) für das Energiesystem eine Vielzahl von Techniken aufgelistet, mittels derer die Energieeffizienz einer Raffinerie optimiert und in Folge die Schadstoffemission minimiert werden können.

Diese Techniken sind einerseits integrative Maßnahmen – d.h. sie betreffen die Raffinerie als Gesamtheit – andererseits sind sie spezifisch für einzelne Prozesse, Anlagen bzw. Anlagenteile. Des Weiteren sind die aufgelisteten Techniken das Ergebnis eines europaweit geführten Diskussionsprozesses und daher für alle möglichen Raffineriekonfigurationen (im BREF wird eine grobe Unterscheidung in vier Konfigurationen getroffen) gültig.

Für einen Vergleich der bei der OMV Raffinerie angewandten Techniken und Maßnahmen mit BAT müssen daher zuerst die relevanten Techniken identifiziert werden. In einem nächsten Schritt muss zwischen integrativen und prozessspezifischen Maßnahmen unterschieden werden, bzw. müssen diese sinnvoll kombiniert werden, wo eine Unterscheidung nicht möglich ist. Nichtsdestotrotz werden im BREF wichtige Kennzahlen sowohl für die gesamte Raffinerie als auch für Einzelanlagen genannt, mittels derer die Performance einer Raffinerie dargestellt und mit BAT verglichen werden kann.

Für Einzelanlagen werden im BREF folgende beste verfügbare Techniken beschrieben:

- Einführung eines Energie Management Systems als Teil eines Umweltmanagement Systems
- Verbesserung der Energieeffizienz

Unter diesem Punkt werden eine Vielzahl von Maßnahmen genannt, welche u.a. die Energieproduktion, den Energie- und Dampfverbrauch, die Wärmeintegration, die Abwärmenutzung und die Energiewiedergewinnung betreffen. Es sollen auch Synergien außerhalb des Raffineriezaunes genutzt werden (z.B. Fernwärmeauskoppelung).

- Verwendung sauberer gasförmiger Brennstoffe (z.B. Erdgas, entschwefeltes Raffineriemischgas, Flüssiggas) und flüssiger Brennstoffe in Kombination mit geeigneten Rauchgasreinigungsmaßnahmen.
- Erhöhung des Anteils sauberer Brennstoffe

Das Raffineriemischgas sollte eine H_2S Konzentration von 20 – 150 mg/Nm^3 aufweisen (Split View: Ein Mitgliedsstaat fordert <500 – 1.000 ppm, entsprechend 750-1.500 mg/Nm^3). Das Raffineriegassystem soll optimiert werden und flexibel betrieben werden können, wobei der Bedarf an zusätzlicher Energie mit Erdgas oder Flüssiggas gedeckt werden soll. Fackeln sollten nur im Notfall und während An- und Abfahrvorgängen betrieben werden. Schwere Rückstände können vor der Verbrennung in der Raffinerie entschwefelt werden.

- Reduktion der CO_2 Emissionen

Durch Verbesserung der Energieeffizienz und durch Verwendung von gasförmigen Brennstoffen mit hohem Wasserstoff Anteil

- Reduktion der CO Emissionen

Durch Optimierung der Verbrennungsbedingungen



➤ Reduktion der NO_x Emissionen

Hier werden eine Vielzahl von Techniken genannt, welche in geeigneter Kombination zu einer Reduktion der NO_x Emissionen führen können. In der Tabelle 16 werden erreichbare Emissionskonzentrationen angegeben:

Tabelle 16: Mit BAT erreichbare Emissionen für NO_x (als Tagesmittelwerte)

	BAT Wert (mg/Nm ³ ; TMW; 3 % O ₂)	Anmerkung
Gasförmige Brennstoffe		
Kessel und Feuerungsanlagen (FA)	20 – 150 Split View (ö.AK.): 20 – 100	unterer Wert: Erdgasfeuerung; oberer Wert: kleine Kessel + FA mit prim. Maßnahmen; Split View (ö.AK.): 100 mg/Nm ³ sind mit einer Kombination prim. Maßnahmen und SCR erreichbar
Gasturbinen	20 – 75 (15 % O ₂) Split View (ö.AK.): 20 - 35 (15 % O ₂)	niedrigere Werte für Erdgas, höhere Werte für kleine Gasturbinen und Raffineriemischgas; Split View (ö.AK.): Werte sind mit prim. Maßnahmen und SCR erreichbar
NH ₃ -Schlupf (SCR/SNCR)	2 - 5	
Flüssige Brennstoffe		
Kessel und Feuerungsanlagen (FA)	55 – 300 Split View I (ö.AK.): < 50 MW: < 200 > 50 MW: < 100 Split View II: 200 - 400	unterer Wert: Kessel mit SCR; oberer Wert: kleine Kessel mit prim. Maßnahmen; Split View I (ö.AK.): < 100 mit SCR erreichbar
NH ₃ -Schlupf (SCR/SNCR)	2 - 5	

➤ Reduktion von Staubemissionen

Mittels BAT sind 5 – 20 mg/Nm³ erreichbar (bei der Verfeuerung von flüssigen Brennstoffen); Als Split View wird ein Bereich von 30 – 50 mg/Nm³ angegeben.

➤ Reduktion der SO₂-Emissionen

Hier werden eine Vielzahl von Techniken genannt, welche in geeigneter Kombination zu einer Reduktion der SO₂ Emissionen führen können. In der Tabelle 17 werden mit BAT assoziierte Emissionskonzentrationen angegeben:

Tabelle 17: Mit BAT erreichbare Emissionen für SO₂ (als Tagesmittelwerte)

	Erreichbare Emission (mg/Nm³; TMW; 3 % O₂)	Bemerkung	Split View
Gasförmige Brennstoffe	5 – 20	bei einem H ₂ S Gehalt von 20 – 150 mg/m ³	H ₂ S Gehalt von RMG kann auch zwischen 750 – 1.500 mg/m ³ betragen
Flüssige Brennstoffe	50 - 850	durch Rauchgasentschwefelung oder/und Entschwefelung des Einsatzes	Split View I (ö.AK.): ¹⁾ 50 – 200 Split View II: < 1.700

¹⁾ Begründung für die Split View: Split View I (ö.AK.): Rauchgasentschwefelung ist universell einsetzbar; Split View II: Flexibilität sollte ermöglicht werden

4.1.6.5 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Emissionen von SO₂

In den Prozessöfen und Dampfkesselanlagen der OMV Raffinerie werden entschwefelte gasförmige Brennstoffe eingesetzt, sofern die Rauchgase nicht über die REA geschickt werden. Der H₂S Gehalt der Raffineriemischgase liegt bei den meisten Anlagen im Bereich von 15 – 150 mg/Nm³, nur beim Visbreaker und den beiden Heizkraftwerken liegt er darüber (220 – 1.200 mg/Nm³, der höchste Wert wurde beim RMG, welches im HKW 1 verbrannt wird, gemessen).

Dementsprechend liegen auch die SO₂-Emissionen der meisten Anlagen (auch unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Zeitbezüge) innerhalb des BAT-Bereiches für gasförmige Brennstoffe (5 – 20 mg/Nm³; vergleiche Tabelle 15). Die Emissionen des Visbreakers und des HKW 1 liegen auf Grund des Einsatzes schwefelhaltiger Raffineriemischgase (und im Fall des HKW 1 auch auf Grund des Einsatzes von Heizöl) deutlich über dem BAT Niveau für SO₂.

BAT für die Verbrennung flüssiger Brennstoffe ist eine SO₂ Emissionen von 50 – 850 mg/Nm³, bzw. von 50 – 200 mg/Nm³ (ö. AK. Split View I) und < 1.700 mg/Nm³ (Split View II). Die Emissionen des HKW 2 (JMW 2001: 721 mg/Nm³, Grenzwert für einzelne Kessel: 800 mg/Nm³) befinden sich daher innerhalb des oberen BAT Bereiches. Allerdings wurde von Österreich die Split View I unterstützt (Begründung: Mittels REA sind nach dem Stand der Technik 200 mg/Nm³ erreichbar).

Die Verbrennung von Heizölen mit einem S-Gehalt von 1 % führt ohne Rauchgasreinigung zu Emissionen von rund 1.700 mg/Nm³. Aus diesem Grund entspricht der Brennstoffeinsatz und die Art der Rauchgasableitung (siehe 4.1.6.1) aus den so genannten „Ostanlagen“ nicht BAT.

Im internationalen Vergleich liegt die Rauchgasreinigungsanlage der OMV mit einem Abscheidegrad von 90 % unter den Werten welche dem Stand der Technik entsprechen (Stand der Technik laut BREF für regenerative Entschwefelungsanlagen ist eine Abscheideleistung von 95 – 98 %) (siehe auch Umweltbundesamt, 2000). Ein Grund dafür ist der frühe Bauzeitpunkt (es handelt sich um eine Anlage der ersten Generation). Eine Absenkung der SO₂ Emissionen auf 200 mg/Nm³ -



entsprechend einer Abscheideleistung von 97 % - wäre durch eine Nachrüstung theoretisch möglich [OMV/UBA, 2002]).

Da die Emissionen aus der FCC-Anlage als Emissionen aus dem Prozess eingestuft werden, sind sie im Kapitel 4.1.2 behandelt.

Emissionen von NO_x

Anmerkung: Die Tagesmittelwerte können laut Tabelle 14 bis zum Faktor zwei über den Jahresmittelwerten liegen.

Die NO_x Emissionen aus folgenden Anlagen liegen (ohne Berücksichtigung des Zeitbezuges) innerhalb des BAT Bereiches für gasförmige Brennstoffe (TMW: 20 – 150 mg/Nm³; siehe Tabelle 15): RS 03, RS 08, RS 10 und RS 16 (Wasserstoffanlage). Den niedrigeren Wert der Split View (TMW: 100 mg/Nm³) erreichen nur die Anlagen RS 10 (Rohöldestillation) und RS 16, bei der alle Prozessöfen mit NO_x armen Brennern ausgestattet sind.

Die Emissionen der Anlagen RS 04 (seit 2003), RS 05, RS 06, RS 07, RS 14 und RS 15 liegen (teilweise weit) über 150 mg/Nm³, und damit über dem BAT Wert, als auch über dem Wert der Split View.

Die NO_x Emissionen des HKW 2 liegen mit derzeit 516 mg/Nm³ (als JMW) weit über dem BAT Bereich (TMW; 55 – 300 mg/Nm³; Split View I (ö.AK.): < 100 mg/Nm³; Split View II: 200 – 400 mg/Nm³). Durch den Einbau einer SCR-Anlage könnten die Emissionen des HKW 2 um 1.500 bis 1.800 t/a gesenkt werden.

Emissionen von Staub

Die Staubemissionen aller Anlagen mit Ausnahme des HKW 2 liegen im Bereich von 1 mg/Nm³. Die Staubemissionen des HKW 2 betragen im Jahresmittel 20 mg/Nm³ und liegen damit im oberen BAT Bereich (BAT: 5 – 20 mg/Nm³; Split View: 30 – 50 mg/Nm³). Im BREF wird zusätzlich auf den hohen V und Ni-Gehalt der Flugstäube hingewiesen.

Emissionen von CO

Im BREF werden keine BAT assoziierten Emissionsbereiche genannt. Die Emissionen der mit gasförmigen Brennstoffen befeuerten Anlagen der OMV Raffinerie liegen zwischen 4 und 31 mg/Nm³ (als JMW), das Heizkraftwerk 2 emittiert im Jahresmittel 48 mg/Nm³.

Sonstige Maßnahmen, welche als BAT bezeichnet werden

Das anfallende Gas wird bei der OMV Raffinerie zum größten Teil energetisch genutzt, die beiden Bodenfackeln wurden im Jahr 2001 insgesamt 1.314 Stunden und die 4 Hochfackeln nur 0,2 Stunden betrieben. Die insgesamt abgefackelte Menge betrug knapp 8,4 Millionen m³, das sind wenig mehr als 1 % des gesamten anfallenden Volumens an RMG.

Aus den beiden Heizkraftwerken wird Mitteldruckdampf (13 bar) ausgekoppelt und ins Fernwärmenetz der Fernwärme Wien (1998 – 2001: jeweils zwischen 250 und



270 GWh, temperaturbereinigt) und des Flughafens Schwechat gespeist [Angabe der Fernwärme Wien, 2002].

4.1.7 Veretherung

Dem Umweltbundesamt liegen keine Daten bezüglich dieser Anlagen der OMV vor.

4.1.7.1 Beste verfügbare Techniken laut BREF

- Anwendung der Wärmeintegration entweder in der Anlage selbst oder in der Raffinerie
- Einsatz eines Vorratstanks oder Einsatz von Produktionsplanung zur Kontrolle des anfallenden Abwassers und zur Verhinderung von Störungen der biologischen Abwasserbehandlungsanlage

4.1.8 Gastrennungssystem (Gasnachverarbeitung, GNV)

4.1.8.1 Allgemeine Beschreibung der Anlage der OMV Raffinerie

Detaillierte Angaben über das Gastrennungssystem liegen nicht vor. Im Zuge des Strukturanpassungsprogrammes wurde die Gasnachverarbeitung 2 stillgelegt und die bestehende GNV umgebaut, um Abwärme besser nutzen zu können. Diese Maßnahme (Verbesserte Wärmeintegration) ist auch unter BAT angeführt.

Bezüglich Maßnahmen zur Verringerung der diffusen VOC Emissionen liegen keine Angaben vor.

4.1.8.2 Beste verfügbare Techniken laut BREF

- Verbesserung der Wärmeintegration mit den vorgelagerten Strömen unter Verwendung von Niedertemperaturwärmeströmen
- Wiederverwendung von für die Regeneration von Molekular Trocknern verwendetem Heizgas
- Verhinderung der Freisetzung von Odoranten in Umweltmedien während der Lagerung und des Umschlags (z. B. inertgasbeaufschlagte Lagerung)
- Verringerung der unkontrollierten VOC-Emissionen

4.1.8.3 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Bezüglich Maßnahmen zur Verringerung der diffusen VOC Emissionen liegen dem Umweltbundesamt keine Angaben vor.



4.1.9 Wasserstoff verbrauchende Prozesse

4.1.9.1 Allgemeine Beschreibung der Anlagen der OMV Raffinerie

Bei der OMV Raffinerie werden 7 entsprechende Anlagen betrieben:

- Hydrorefining (insgesamt 3 Anlagen)
- (Naphtha-)Hydrotreater
- Katalytische Entparaffinierung (Catalytic hydrocracking)
- Vakuumdestillathydrierung
- Isomerisierung

Detaillierte Daten zu den Einzelanlagen (sofern diese nicht bereits im Kapitel 4.1.6 behandelt wurden) liegen nicht vor.

4.1.9.2 Umweltrelevante Auflagen und Emissionen der Raffinerie

Angaben zu Emissionen und Grenzwerten sind unter 4.1.6 zu finden.

Katalytische Entparaffinierungsanlage (KEP)

Die Rauchgase der beiden KEP-Öfen werden über einen gemeinsamen Schornstein abgeleitet. Die Öfen zählen zur Dampfkesselanlage RS07.

Über die Entsorgung des gebrauchten Katalysators, des gebrauchten Molekularsiebes bzw. des im Kerzenfilter nach dem Molekularsieb abgeschiedenen Staubes sind Aufzeichnungen zu führen, welche auf Verlangen der Genehmigungsbehörde vorzulegen sind.

Die Staubemission der beiden Dampfkessel darf 10 mg/m^3 nicht überschreiten.

4.1.9.3 Beste verfügbare Techniken laut BREF

- Planung und Nachrüstung (wenn möglich) von Hydrosplatanlagen (Reaktor und Fraktionierkolonne) in Anlagen mit hohem Wärmeintegrationsgrad, Nutzung von Energieoptimierungsanalysen und Anwendung eines vierstufigen Abscheidesystems
- Wärmerückgewinnung aus Hochtemperatur-Verfahrensströmen im Abhitzeessel und Energierückgewinnung in Hochdruckanlagen (Entspannung von Flüssigkeiten)
- Einleitung H_2S -haltiger Abgase zu Aminsystemen und Schwefelrückgewinnungsanlagen
- Einleitung von Abwässern, die H_2S und N-Verbindungen enthalten, in die jeweilige Abwasserbehandlungsanlage
- Kontinuierlicher Katalysatorersatz bei Einsatzstoffen mit hohem Metallgehalt
- Nutzung der Katalysatorregeneration in Zusammenarbeit mit den Katalysatorlieferanten/-herstellern, soweit dies möglich ist

4.1.9.4 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Detaillierte Daten zu den Einzelanlagen (sofern diese nicht bereits im Kapitel 4.1.6 behandelt wurden) liegen nicht vor.



Bezüglich der Wärmeintegration und der Wärmerückgewinnung kann auf Grund fehlender Informationen kein Vergleich mit BAT gezogen werden. Die Behandlung H₂S hältiger Gase (mittels Aminsyst. und SRU) und von kontaminiertem Abwasser in einer ARA ist in der OMV Raffinerie bereits verwirklicht. Zum Katalysatoreinsatz bzw. dessen Regeneration sei auf die Auflagen für die KEP verwiesen, nähere Angaben (auch zu den anderen Wasserstoff verbrauchenden Anlagen) liegen dem Umweltbundesamt nicht vor.

4.1.10 Produktion von Wasserstoff

4.1.10.1 Allgemeine Beschreibung der Anlage der OMV Raffinerie

Mit den EU-Richtlinien 98/70/EG und 2003/17/EG traten neue Anforderungen an Treibstoffe in Kraft. Ab 1.1.2000 muss demnach der Schwefelgehalt in Ottokraftstoffen kleiner als 150 ppm, in Dieseldieselkraftstoffen kleiner als 350 ppm sein. Ab 2005 gilt ein Grenzwert von 50 ppm für Diesel und Ottokraftstoffe bzw. muss letzterer mit einem S-Gehalt von 10 ppm verfügbar sein. Der Aromatengehalt von Ottokraftstoffen wird ab 2005 von derzeit 42 % auf 35 % gesenkt.

In der Tabelle 18 wird die Entwicklung des gesetzlich vorgeschriebenen Schwefel- und Aromatengehaltes bei Treibstoffen dargestellt.

Tabelle 18: Entwicklung des Schwefel- und Aromatengehaltes bei Treibstoffen (EU Fuels Directive 2003/17/EG)

Diesel	S-Gehalt in ppm	Aromatengehalt in %
vor 1994	1000	
ab 1994	500	
ab 1.1.2000	350	
ab 1.1.2005	50 (10) ¹	
Benzin	S-Gehalt in ppm	Aromatengehalt in %
vor 2000	500	
ab 1.1.2000	150	42
ab 1.1.2005	50 (10) ¹	35

¹...muss nach der EU-Richtlinie verfügbar sein

Die Schwefelgehaltsabsenkung und die Reduktion des Aromatengehalts von 42 % auf 35 % hatten große Auswirkungen auf den Betrieb der Raffinerie. Sie erforderten das Rückfahren des Platformers, der bisher den Großteil der Aromaten lieferte. Dies wurde durch den Ausbau der Isomerisierung aufgewogen, deren Produkt aber eine geringere Oktanzahl aufweist. Flüssiggas wird im Winter dem Kraftstoff zugemischt, da der Dampfdruck bei niederen Temperaturen kein Problem darstellt und dies eine Oktansteigerung bringt. Die Limits ergeben sich durch die vorgeschriebenen Qualitäten für Sommer- und Winter-Halbjahr.

Für die Einhaltung der Grenzwerte ab 2005 ist allerdings ein deutlich höherer Hydrieraufwand nötig. Um den zusätzlichen Wasserstoffbedarf zu decken reichte die derzeitige Wasserstoffproduktion des Platformers nicht mehr aus und es wurde die Errichtung einer Reforming-Anlage, die Wasserstoff aus Methan erzeugt nötig. Diese Anlage ist auf die Produktion von 30.000 m³ Wasserstoff pro Stunde ausge-



legt, der Wärmeüberschuss aus der exothermen Reaktion wird zur Dampferzeugung genutzt. Dadurch kann das Heizkraftwerk 1 zurückgefahren werden.

4.1.10.2 Umweltrelevante Auflagen und Emissionen der OMV Raffinerie

Wasserstoffanlage (BWL: 76 MW; Brennstoff: Erdgas); NO_x Emission: 44 mg/Nm³ (MMW); Grenzwert: 100 mg/Nm³ (HMW); CO: Emission: < 10 mg/Nm³ (MMW), Grenzwert: 50 mg/Nm³; Staub: Emission: 1 mg/Nm³ (MMW), Grenzwert: 5 mg/Nm³.

4.1.10.3 Beste verfügbare Techniken laut BREF

- Erwägung des Einsatzes der Dampfreforming-Technologie mit Gasbeheizung bei neuen Anlagen einschließlich Rückgewinnung der Wärme des Dampfreformerabgases und Wärmeintegration von Lösungsmittelabsorber und Methanisierungsreaktor
- Rückgewinnung des Wasserstoffs der Vergasungsprozesse von Schweröl und Koks, wenn diese Technologie in der Raffinerie eingesetzt wird
- Anwendung von Wärmeintegrationssystemen in der Wasserstoffanlage
- Einsatz von PSA-Purgegas als Heizgas in der Raffinerie

4.1.10.4 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Wasserstoff wird – wenn auch in geringerem Ausmaß als früher – im Platformer erzeugt und in einer PSA-Anlage (Druckwechseladsorptions-Anlage) gereinigt. Das Restgas aus der PSA-Anlage wird zum Heizgasnetz geleitet.

Seit Ende 2003 ist die neue Wasserstoffanlage in Betrieb, in welcher aus Erdgas Wasserstoff erzeugt wird. Der Ofen der Anlage wird mit Erdgas und PSA-Restgas betrieben. Wärme aus der exothermen Reaktion wird rück gewonnen und in das Dampfsystem der Raffinerie eingespeist. Dadurch kann das Heizkraftwerk 1 etwas zurückgefahren werden.

Die Emissionen liegen innerhalb des BAT Bereiches (siehe 4.1.6)

4.1.11 Integriertes Raffineriemanagement

Siehe BAT für die gesamte Raffinerie (Kapitel 5).

4.1.12 Isomerisierung

4.1.12.1 Allgemeine Beschreibung der Isomerisierungs-Anlage der OMV Raffinerie

Über die Isomerisierungsanlage der OMV Raffinerie liegen dem Umweltbundesamt keine detaillierten Angaben vor (siehe Tabelle 15). Die bestehende Anlage wurde im Zuge des Strukturanpassungsprogrammes umgebaut.

4.1.12.2 Umweltrelevante Auflagen und Emissionen der OMV Raffinerie

Angaben zu Emissionen und Grenzwerten sind unter 4.1.6 zu finden. Detaillierte Angaben liegen dem Umweltbundesamt nicht vor.

4.1.12.3 Beste verfügbare Techniken laut BREF

- Einsatz der aktiven chloridunterstützten Technologie, wenn entsprechende Garantien für die Qualität der Einsatzstoffe und den Grad der Verunreinigung gegeben werden können oder
- Einsatz anderer katalytischer Systeme (z. B. Zeolith)
- Optimierung des Einsatzes chlorierter organischer Verbindungen zwecks Erhaltung der Katalysatoraktivität

4.1.12.4 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Über die Isomerisierungsanlage der OMV Raffinerie liegen dem Umweltbundesamt keine detaillierten Angaben vor. Die bestehende Anlage wurde im Zuge des Strukturanpassungsprogrammes umgebaut.

4.1.13 Erdgasanlagen

Erdgasanlagen werden im Rahmen dieses Berichtes nicht behandelt. Die OMV betreibt in Aderklaa zwei Gasstationen mit den Prozessen Entwässerung, Entsäuerung und Entschwefelung.

4.1.13.1 Beste verfügbare Techniken laut BREF

- Anwendung der allgemeinen besten verfügbaren Techniken einschließlich einer guten Organisation der Betriebsabläufe und eines guten Umweltmanagements sowie der BVT für die Verringerung der Emissionen in die Luft und Gewässer sowie der Feststoffemissionen
- Anwendung der besten verfügbaren Techniken für das Energiesystem
- Anwendung der besten verfügbaren Techniken für die Abgasbehandlung
- Vorrangiger Einsatz von Heizgas einer verkaufsfähigen Qualität (normalerweise unter $5 \text{ mg H}_2\text{S/Nm}^3$)
- Erwägung von Alternativen zur direkten Freisetzung von CO_2 , insbesondere bei großen Kohlendioxidströmen
- Umweltverträgliche Entsorgung des aus dem Rohgas gewonnenen Quecksilbers (wenn zutreffend)

4.1.14 Rohöldestillation

4.1.14.1 Allgemeine Beschreibung der Rohöldestillation der OMV Raffinerie

Die Anlagen zur Rohöldestillation sind große Energiekonsumenten und bestehen aus vielen Einzelanlagen wie z.B. Entsalzungsanlagen, Sauerwasserstripper. Das bedeutet, dass die Rohöldestillation sowohl im Zusammenhang mit der Raffinerie



als Gesamtheit als auch im Zusammenhang mit den speziellen Einzelanlagen betrachtet werden muss.

Im Rahmen des Strukturanpassungsprogrammes der OMV Raffinerie BAT wurden Preflash Kolonnen bei der Rohöldestillation 4 eingebaut, wobei zusätzlich die Rohöldestillation 1 stillgelegt wurde. Diese Maßnahme führte laut Angaben der Raffinerie zu einer merkbaren Energieeinsparung.

4.1.14.2 Umweltrelevante Auflagen und Emissionen der OMV Raffinerie

Angaben zu Emissionen und Grenzwerten sind unter 4.1.6 zu finden. Detaillierte Angaben liegen dem Umweltbundesamt nicht vor.

4.1.14.3 Beste verfügbare Techniken laut BREF

- Erhöhung der Wärmeintegration durch Wahl zwischen den folgenden Verfahren:
 - Entwurf hochintegrierter Anlagen (z. B. progressive Destillation)
 - Erhöhung der Wärmeintegration zwischen der atmosphärischen Rohöldestillationsanlage und der Vakuumanlage oder den anderen Raffinerieprozessen. Die folgenden Verfahren können eingesetzt werden:
 - Energieoptimierungsanalyse für die Rohölvorwärmung
 - Erhöhung des Rohöldestillationskolonnenumschlags. Einsatz von Verdampfungsseitenstrippern mit Wärmeübertragungsöl anstelle von Dampfstrippung
- Erhöhung des Einsatzes von Flüssigkeitsringsvakuumpumpen und Oberflächenkondensatoren anstelle von Stufendampfstrahlejektoren für das Kopfprodukt des Vakuumturms. Dies ist besonders geeignet für die letzte Vakuumstufe, da sich die Vermeidung von Wasserverunreinigung auf die Umwelt hier besonders günstig auswirkt. Verringerung des Abwasserstroms/Transfers der darin enthaltenen Gefahrstoffe aus den Vakuumpumpen durch Wiederverwendung des Wassers oder durch abwasserfreie Verfahren.
- Anwendung fortgeschrittener Verfahrenssteuerungen zur Optimierung des Energieeinsatzes
- Einsatz von Rohöldestillationsanlagen als Alternative zur Wiederaufarbeitung von Slopöl. Dieses Verfahren kann zu Problemen in der Entsalzungsanlage oder zur Verunreinigung der Wärmetauscher führen.

4.1.14.4 Maßnahmen bei der OMV Raffinerie

Der Einbau von Preflash-Kolonnen führte laut Angaben der Raffinerie zu einer erhöhten Wärmeintegration und damit zu einer merkbaren Energieeinsparung. Gleichzeitig wurde eine zweite Rohöldestillationsanlage stillgelegt. Zu anderen Techniken liegen dem Umweltbundesamt keine Angaben vor.

4.1.15 Produktrefining (Produktbehandlung)

4.1.15.1 Allgemeine Beschreibung der Anlagen der OMV Raffinerie

- Katalytische Entparaffinierung
- Katalytische Entschwefelung

Beschreibung erfolgt bei den einzelnen Kapiteln.

4.1.15.2 Auflagen und Emissionen der Anlagen der OMV Raffinerie

Beschreibung erfolgt bei den einzelnen Kapiteln.

4.1.15.3 Beste verfügbare Techniken laut BREF

- Wasserstoffentschwefelung von Produkten, wenn bei neuen Anlagen eine Entfernung von Olefinen und Farbteilchen erforderlich ist
- Erwägung des Einsatzes der katalytischen Entparaffinierung bei neuen Anlagen
- Einführung eines effektiven Managementsystems für den Laugeverbrauch mit dem Ziel des minimalen Einsatzes frischer und des maximalen Einsatzes verbrauchter Lauge. Die folgenden Verfahren können eingesetzt werden:
 - Dem Recycling dienen die Aufkonzentrierung von Lauge durch Kaskaden und die Wiederverwendung verbrauchter Natronlauge nach Strippen.
 - Die Beseitigung erfolgt durch Einspritzen in die Entsalzungsanlagen (diese Option kann zu verstärkter Koksbildung führen, z. B. in den Visbreaker-Anlagen, oder Nachverbrennung der Restmengen verbrauchter Natronlauge bei hohem CSB (z. B. > 100 g/l).
- Nachverbrennung der bei Raffinationsverfahren anfallenden verbrauchten Luft (im Rahmen von Maßnahmen zur Geruchsminderung)

4.1.15.4 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Beschreibung erfolgt bei den einzelnen Kapiteln. Die als BAT bezeichnete Techniken sind bei der OMV Raffinerie verwirklicht. Bezüglich des effektiven Managementsystems für den Laugeverbrauch liegen dem Umweltbundesamt keine Daten vor.

4.1.16 Lagerung und Umschlag von Raffinerieprodukten

4.1.16.1 Allgemeine Beschreibung der Anlagen der OMV Raffinerie

Anmerkung: Im vorliegenden Abschnitt gelten vorrangig Kohlenwasserstoffverbindungen als Raffinerieprodukte. Die Lagerung sonstiger in einer Raffinerie benötigter Stoffe wie Wasser, Lauge, Säuren usw. wird an dieser Stelle nicht behandelt.



Generell wird im Raffinerie-BREF auch auf das horizontale BAT Dokument „Emissions from Storage of Bulk or Dangerous Materials“ verwiesen.

Im Raffinerielager werden Rohöle, Zwischenprodukte, Komponenten für die Aufmischung von Ottokraftstoffen, Diesekraftstoffen und HEL im Tanklager Lobau sowie die Fertigprodukte Flüssiggas, Jet A1, Rückstandsheizöle, Bitumen und Schwefel gelagert. Jet A1 wird über eine Pipeline zum Flughafen Schwechat gepumpt, kann aber auch auf einer Füllstation für den Transport mit Tankwagen ausgeliefert werden. Die Auslieferung der Rückstandsheizöle und Bitumen erfolgt mittels Tankwagen, Schwefel wird über Tankwagen und Kesselwagen ausgeliefert.

Auf dem Raffineriegelände der OMV Raffinerie befinden sich folgende Tanks (Tabelle 19):

Tabelle 19: Lagertanks in der Raffinerie Schwechat (OMV, 2002)

Produkte	Anzahl		Gesamtvolumen
Flüssiggase	9	Lagerbehälter	9.090 m ³
Ottokraftstoff-Komponenten	3	Schwimmdachtanks	116.000 m ³
Naphtha	2	Festdachtanks	
JET A1	4	Festdachtanks	30.000 m ³
Gasöle: Atm. Gasöl, Heavy Gasöl (Spindelöl), Vakuumgasöl	3	Schwimmdachtanks	306.000 m ³
	9	Festdachtanks	
Rückstände, Rückstandsheizöle	20	Festdachtanks	360.000 m ³
Rohöle	7	Schwimmdachtanks	370.000 m ³
Slopöl, Slop	2	Schwimmdachtanks	4.200 m ³
Additive	2	Lagerbehälter	142 m ³
Zwischenprodukte	10	Lagerbehälter	89.100 m ³
Summe	71		1.284.532

4.1.16.2 Umweltrelevante Auflagen und Emissionen der OMV Raffinerie

Es liegen dem Umweltbundesamt keine detaillierten Angaben vor. Bezüglich VOC Emissionen sei auf das Kapitel 5 verwiesen.

4.1.16.3 Beste verfügbare Techniken laut BREF

- Sicherstellen, dass sich die bevorrateten Flüssigkeiten und Gase in Tanks oder Gefäßen befinden, die für den tatsächlichen Dampfdruck der bevorrateten Produkte geeignet sind (siehe BREF „Storage“)
- Verwendung der BAT für die Behälter (siehe BREF „Storage“)
- Einsatz hocheffektiver Abdichtungen bei Schwimmdachtanks (siehe BREF „Storage“)
- Lagerung der Chemikalien in Auffangwannen, bei unverträglichen Produkten sind separate Auffangwannen erforderlich (siehe BREF „Storage“)



- Anwendung von Maßnahmen zur Emissionsverringerng bei der Tankreinigung
- Anwendung der Regeln einer guten Organisation der Betriebsabläufe und eines guten Umweltmanagements
- Verringerung der Tankanzahl und des -volumens durch entsprechende Kombination der folgenden Verfahren: Inline Blending, Integration der verfahrenstechnischen Anlagen, Zusammenarbeit mit Partnern in der Industrie. Dieses Verfahren lässt sich bei neuen Anlagen deutlich leichter umsetzen.
- Verbesserung des Dampfausgleichs und der Dämpferückführung bei Be-/Entladevorgängen, z. B. durch Dampfpendelleitungen, die den verdrängten Dampf aus dem Behälter, der gefüllt wird, in den Behälter leiten, der geleert wird. Einschränkungen in der Anwendbarkeit dieses Verfahrens ergeben sich zum Beispiel aus der Unverträglichkeit von Behälterdämpfen und dem Einsatz bei externen Schwimmdachtanks. Bei der Anwendbarkeit sind wirtschaftliche Aspekte, Typ und Größe des verwendeten Behälters (z. B. Tank, Straßentankwagen, Eisenbahnkesselwagen, Schiff), Art der Kohlenwasserstofffraktion und Häufigkeit des Tankeinsatzes zu berücksichtigen. Da dieses Verfahren in Verbindung mit dem im Folgenden aufgeführten Verfahren zu betrachten ist, sind beide bei einem Einsatz an einem konkreten Ort gemeinsam zu beurteilen.
- Anwendung der Dämpferückgewinnung (nicht anwendbar bei nichtflüchtigen Produkten) bei Tanks, Fahrzeugen, Schiffen usw. im stationären Einsatz und beim Ver-/Entladen. Die erreichten Emissionswerte hängen maßgeblich von der jeweiligen Anwendung ab, Rückgewinnungsraten von 95 - >99 % gelten jedoch als BAT. Sind Dämpferückgewinnungsanlagen für bestimmte Ströme nicht geeignet, gelten Dämpfeverbrennungsanlagen als BAT. Bei der Anwendbarkeit dieser BAT sind die Eigenschaften der Ströme wie Stoffart, Stoffverträglichkeit oder Menge zu berücksichtigen. Ferner sind wirtschaftliche Aspekte, Typ und Größe des verwendeten Behälters (z. B. Tank, Lastkraftwagen, Eisenbahnwaggon, Schiff), Art der Kohlenwasserstofffraktion und Häufigkeit des Tankeinsatzes in Betracht zu ziehen. Da dieses Verfahren in Verbindung mit dem vorgenannten Verfahren zu betrachten ist, sind beide bei einem Einsatz an einem konkreten Ort gemeinsam zu beurteilen.
- Verringerung (des Risikos) der Bodenverunreinigung durch Umsetzung eines Inspektions- und Wartungsprogramms, zu dessen Elementen eine gute Organisation der Betriebsabläufe, Tanks mit doppeltem Boden, undurchlässige Auskleidungen, gute betriebsorganisatorische Verfahren (Entleerung, Probenahme, Tankböden) (als Bestandteil des Umweltmanagementsystems) gehören könnten.
- Montage von selbst abdichtenden Schlauchverbindungen oder Anwendung von Leitungsentleerungsverfahren
- Montage von Schranken und/oder Verriegelungssystemen zur Verhinderung von Schäden an den Anlagen durch unbeabsichtigte Bewegungen oder Verfahren von Fahrzeugen (Straßentank oder -Eisenbahnkesselwagen) während des Verladebetriebs



- Anwendung von Verfahren, die sichern, dass die Verladearme erst dann betätigt werden, wenn sie sich ganz im Behälter befinden, wodurch beim Beladen von oben ein Verspritzen verhindert wird
- Einsatz von Geräten oder Verfahren, die ein Überfüllen verhindern
- Montage von unabhängigen Füllstandsalarmanrichtungen zusätzlich zum normalen Tankmesssystem

Das BREF „Storage“ liegt momentan in der Version des zweiten Drafts vor und soll im Jahr 2004 fertig gestellt werden. Es wird daher für die vorliegende Arbeit noch nicht berücksichtigt.

4.1.16.4 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Laut Auskunft der OMV wurden in den letzten Jahren einige Tanks stillgelegt und damit das gesamte Lagervolumen verringert.

Insgesamt sind sechs Schwimmdachtanks mit Primär- und Sekundärdichtungen ausgestattet, alle anderen Schwimmdachtanks (9) verfügen über eine Primärdichtung.

Über weitere Maßnahmen im Tanklager der Raffinerie liegen dem Umweltbundesamt keine Informationen vor.

4.1.17 Visbreaker

4.1.17.1 Allgemeine Beschreibung der Visbreaker-Anlage der OMV Raffinerie

Der Durchsatz des Visbreakers der OMV lag im Jahr 2001 bei 580.386 t Rückstand aus der Vakuumdestillation. Nähere Informationen liegen dem Umweltbundesamt nicht vor.

4.1.17.2 Umweltrelevante Auflagen und Emissionen (OMV Raffinerie)

Siehe 4.1.6.

4.1.17.3 Beste verfügbare Techniken laut BREF

- Anwendung der tiefen thermischen Umwandlung, Einsatz von Hydrovisbreaking-Anlagen oder Soaker-Visbreakinganlagen
- Entschwefeln des aus der Visbreaking-Anlage kommenden Gases
- Behandlung des Schwefelverbindungen enthaltenden Gases und Abwassers
- Reduzierung der Koksbildung. Dies kann durch Regelung des Natriumgehalts des Einsatzgutes für die Visbreaker-Anlage oder durch Zugabe von die Koksbildung hemmenden Zusatzstoffen erfolgen

4.1.17.4 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Die Emissionen des Visbreakers liegen deutlich über dem BAT Niveau für SO₂, bei Berücksichtigung der Split View (H₂S-Gehalt des RMG: bis zu 1.500 mg/m³) sind

auch diese Anlagen innerhalb des BAT Bereiches. Ebenso liegen die NO_x Emissionen über dem BAT Niveau (vgl. Kapitel 4.1.6).

Das Visbreakergas wird in das Gasnachverarbeitungssystem (DEA Anlage) der Raffinerie eingespeist.

Über sonstige Maßnahmen liegen dem Umweltbundesamt keine Angaben vor.

4.1.18 Abgasbehandlung

4.1.18.1 Allgemeine Beschreibung der Anlagen der OMV Raffinerie

Bei der OMV Raffinerie wird die Diethanolamin-Anlage nach dem regenerativen Verfahren betrieben, die H₂S-Konzentration wird in der Regel auf unter 150 mg/Nm³ verringert. Abwasser wird der zentralen Abwasserreinigungsanlage zugeführt.

Die SRU (Sulphur Recovery Unit, Schwefelrückgewinnungsanlage) der OMV ist mehrstufig (Brennkammer und 2 in Serie nach geschaltete Reaktoren) und zwei-strängig (vollständig getrennt) ausgeführt, wobei das Abgas aus der SRU in die regenerative REA (Wellmann Lord) geleitet und dort von einer Eingangskonzentration von rund 22.000 mg/Nm³ auf die Reingaskonzentration von derzeit ca. 720 mg/Nm³ (Effizienz: 96 - 97 %) entschwefelt wird. Die Abgase der Claus Anlage haben einen Anteil an der gesamten S-Rohgasbeladung zur REA von rund 15 bis 20 %.

Im Rahmen des Strukturanpassungsprojektes wurde die zweite SRU (Claus 2) stillgelegt. Die Anlagenkapazität der Claus 2 betrug ca. 15% der gesamten Kapazität, laut Angaben der OMV ist die Verfügbarkeit der bestehenden SRU ausreichend. Die Abgase der einstufigen Claus Anlage haben einen Anteil an der gesamten S-Rohgasbeladung zur REA von rund 15 bis 20 %.

Das Fackelgassystem der OMV Raffinerie besteht aus 2 Bodenfackeln und 4 Hochfackeln, welche im Jahr 2001 insgesamt 1.314 Stunden (Bodenfackeln) bzw. 0,2 Stunden (Hochfackeln) in Betrieb waren. Die insgesamt abgefackelte Menge betrug knapp 8,4 Millionen m³, das sind wenig mehr als 1 % des gesamten anfallenden Volumens an RMG.

4.1.18.2 Auflagen und Emissionen der Anlagen der OMV Raffinerie

Für die Fackeln wurden keine Grenzwerte vorgeschrieben, allerdings sind über die Betriebsstunden der Bodenfackel 2 Aufzeichnungen zu führen, welche Datum und Zeitdauer, die abgefackelte Menge und die Anlage enthalten.

Die Bodenfackel 1 ist so zu betreiben, dass der Schwärzungsgrad des Abgases den Wert Nr. 1 nach Ringelmann nicht überschreitet.

Nähere Details wie unter 4.1.18.1 beschrieben liegen dem Umweltbundesamt nicht vor.

4.1.18.3 Beste verfügbare Techniken laut BREF

BAT für die **Aminwäsche** sind folgende Maßnahmen:

- Anwendung des regenerativen Aminverfahrens



- Wiederverwendung der Aminlösungen, wenn möglich
- Verringerung der H₂S-Konzentration im Raffineriegas auf einen Wert von 20 - 150 mg/Nm³ (siehe dazu Split View im Kapitel 4.1.6)
- Sicherung einer ausreichenden Kapazität für die Durchführung von Wartungsmaßnahmen und bei Störungen (z. B. Vorhandensein von Reserveanlagen, Lastabwurf, Notaminwäschen, Mehrfachwaschsysteme) (in Verbindung mit der für die Schwefelrückgewinnungsanlagen unter Punkt zwei genannten besten verfügbaren Technik)
- Einsatz eines Vorratstanks oder des Mittels der Produktionsplanung zur Kontrolle des anfallenden Abwassers zur Verhinderung von Störungen der biologischen Aufbereitung (siehe BVT zur Verringerung der Wassereinleitungen)

Zu BAT für **Schwefelrückgewinnungsanlagen (SRU)** gehören folgende Maßnahmen:

- Einsatz einer stufenweisen Schwefelrückgewinnungsanlage einschließlich Restgasbehandlung mit einer Rückgewinnungsrate von 99,5 % - 99,9 % (ausgehend von der Sauer gaszuführung zur Schwefelrückgewinnungsanlage).
- Konzeptionierung der Schwefelrückgewinnung mit ausreichender Kapazität für die H₂S-Zuführung zur Anlage. Das lässt sich zum Beispiel durch wenigstens zwei parallele Schwefelrückgewinnungsanlagen erreichen, deren Gesamtleistung für alle normalen Betriebsbedingungen ausreichend ist, und zwar einschließlich des schwefelhaltigsten Rohöls, deren Verarbeitung am betreffenden Standort erwartet werden kann.
- Ausreichende Kapazität der Schwefelrückgewinnungsanlagen, die eine Durchführung der geplanten Wartungsmaßnahmen im Zweijahresrhythmus ohne signifikante Erhöhung der Schwefelemissionen ermöglicht
- Sicherung eines Auslastungsfaktors von mindestens 96 % einschließlich der geplanten größeren Wartungsmaßnahmen
- Einsatz moderner Kontroll- und Überwachungssysteme. Der Einsatz eines mit der Verfahrenssteuerung verbundenen Restgasanalysators (Rückführregelung) unterstützt einen optimalen Stoffumsatz bei allen Betriebsbedingungen der Anlage einschließlich Änderungen am Schwefeldurchsatz.
- Nutzung einer guten Brennzonenauslegung des Ofens, einer effektiven Ofentemperatur und effektiver Sauerstoffregelungssysteme, wenn die Abgase des Sauerwasserstrippers als Einsatzprodukt verwendet werden, da das Verfahren auch so auszulegen und umzusetzen ist, dass Ammoniak vollständig zersetzt wird. Bei einem Ammoniakdurchbruch können die Ammoniumsalze (z. B. Karbonat/Sulfat) Ablagerungen und die Zusetzung der Katalysatorbetten bewirken, so dass die Schwefelrückgewinnungsanlagen auf solche Erscheinungen zu überwachen sind.

Zu BAT für das **Fackelsystem** gehören folgende Maßnahmen:

- Abfackeln als Sicherheitssystem (Anfahren, Stillsetzen und Notbetrieb)

- Sicherung eines rauchfreien und zuverlässigen Betriebs
- Verringerung des Abfackelns durch eine entsprechende Kombination der folgenden Verfahren:
 - Austarieren des Raffinerieheizgassystems
 - Installation eines Gasrückgewinnungssystems
 - Einsatz von Sicherheitsventilen hoher Integrität
 - Einsatz fortgeschrittener Verfahrenssteuerungen
- Verringerung der abzufackelnden Gasmenge durch gutes Management/gute Organisation der Betriebsabläufe

4.1.18.4 Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Bei der OMV Raffinerie wird die Diethanolamin-Anlage nach dem regenerativen Verfahren betrieben, die H₂S-Konzentration wird in der Regel auf unter 150 mg/Nm³ verringert. Abwasser wird der zentralen Abwasserreinigungsanlage zugeführt.

Die Abscheideleistung der einstufigen Schwefelrückgewinnungsanlage liegt unter dem BAT Bereich von 99,5 % - 99,9 %. Allerdings werden die SO₂ hältigen Abgase aus der Claus Anlage in der Wellmann Lord Anlage behandelt, wodurch sich insgesamt der Abscheidegrad erhöht. Ein Nachteil dieser Konfiguration ist die beträchtliche S-Fracht aus der Claus Anlage (Die Abgase der einstufigen Claus Anlage haben einen Anteil an der gesamten S-Rohgasbeladung zur REA von rund 15 bis 20 %). Eine Verbesserung der Abscheideleistung der SRU würde somit die REA entlasten und wäre laut Auskunft der OMV eine Option, welche zu einer Verbesserung der Emissionssituation führen kann.

Die zweite Clausanlage wurde im Zuge des Strukturanpassungsprogrammes stillgelegt, die Verfügbarkeit der verbleibenden Anlage ist laut Aussagen der OMV ausreichend. Weitere Informationen liegen dem Umweltbundesamt nicht vor.

Die Fackeln werden nur im Notfall betrieben, die jährliche Betriebszeit und die tatsächlich abgefackelten Mengen sind vergleichsweise gering da das Fackelgas re-komprimiert, gewaschen und als Raffineriemischgas (Brennstoff) genutzt wird.



5 RAFFINERIE GESAMT: VERGLEICH MIT BAT

5.1 Emissionen der OMV Raffinerie

Siehe auch Kapitel 3 und 4.1.6.

Die Emissionen wichtiger Luftschadstoffe der Raffinerie Schwechat sind in Tabelle 20 und in Abbildung 5 dargestellt:

Tabelle 20: Emissionsentwicklung in der Raffinerie Schwechat (Jahresmittelwerte, 3% O₂, trocken)(OMV, 2002 B; Umweltbundesamt, 2004; OMV-Homepage)

	Einheit	1991 ⁴⁾	1996	2001	2003	2004
SO₂	mg/Nm ³	196	305	324	k.A.	k.A.
	t/a	2.188	3.488	3.633	3.699	3.849
	kg/t Rohöl	0,24	0,38	0,41	0,41	k.A.
NO_x	mg/Nm ³	400	304	297	k.A.	k.A.
	t/a	4.455	3.479	3.327	3.370	3.461
	kg/t Rohöl	0,49	0,38	0,38	0,38	k.A.
CO	mg/Nm ³	71 ¹⁾	38	44	k.A.	k.A.
	t/a	800 ⁶⁾	435	491	k.A.	k.A.
	kg/t Rohöl	0,09	0,05	0,06	k.A.	k.A.
CO₂	g/Nm ³	–	–	223	k.A.	k.A.
	t/a	2,14x10 ⁶	2,59x10 ⁶	2,48x10 ⁶	2,7x10 ⁶	2,85x10 ⁶
	kg/t Rohöl	234	284	280	305	k.A.
NMVO C⁵⁾	t/a	3.997 ²⁾	1.500 ²⁾	543 ²⁾	553 ²⁾	k.A.
		5.650 ³⁾	3.925 ³⁾	1.161 ³⁾	1.181 ³⁾	1.143 ³⁾
Staub	mg/Nm ³	12	10	11	k.A.	k.A.
	t/a	136	112	120	105	113
	kg/t Rohöl	0,01	0,01	0,01	0,01	k.A.

¹⁾ Einführung von Oxidationspromotoren (Total Burning)

²⁾ NMVOC Emissionen Raffinerie Schwechat (ohne Raffinerietanklager), (OMV, 2002 B)

³⁾ NMVOC Emissionen aus der Raffinerie und den Tanklagern Lobau und St. Valentin, (OMV, 2002 B)

⁴⁾ Daten von 1990+1991 sind nur DKA >50 MW, ab 1992 alle

⁵⁾ Methan wurde nicht erhoben

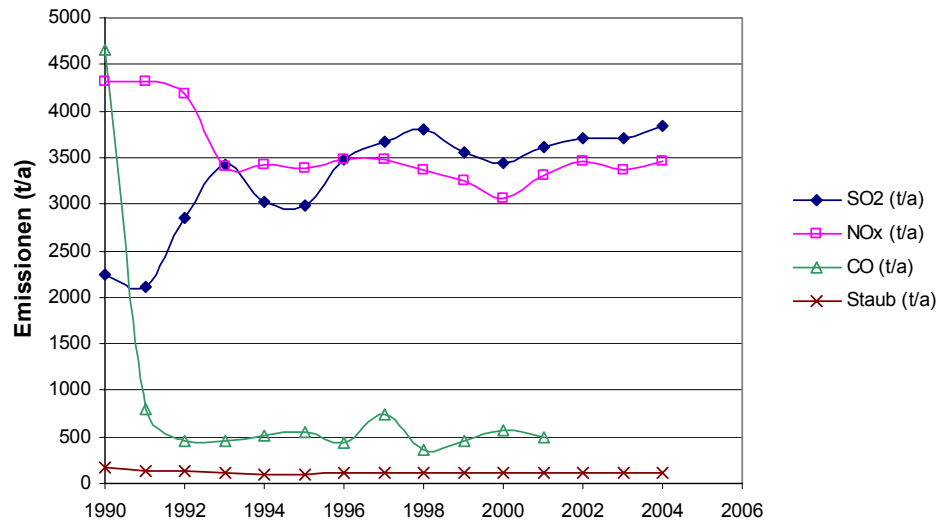


Abbildung 5: Emissionsentwicklung in der Raffinerie Schwechat (Jahresmittelwerte, 3% O₂, trocken) [Ecker, 2000; OMV2002; OMV-Homepage]

Bei Betrachtung des Verlaufes der Gesamtemissionen sind Unterschiede in der Raffinerieauslastung (im Zeitraum 1991 - 2004 liegt diese zwischen 86 und 94 %, d.h. es werden pro Jahr zwischen 8,3 und 9,7 Mio t Rohöl verarbeitet) und in der Produktpalette und -qualität zu berücksichtigen. Unabhängig davon können einige Trends ausgemacht werden:

Seit 1991 sind sowohl die emittierte **SO₂** Fracht, als auch die SO₂ Konzentration im gesamten Abgas der Raffinerie beträchtlich (jeweils um rund 75 %) angestiegen (Tabelle 20). Dieser Umstand ist darauf zurückzuführen, dass die Raffinerieprodukte (v.a. Heizöl und Treibstoffe) zunehmend einen geringeren S-Gehalt aufweisen, bzw. der Absatz von Heizöl schwer (einem Produkt mit vergleichsweise hohem S-Gehalt - bis zu 2,5 % für Kraftwerke mit Rauchgasentschwefelung) zurückgeht. Bei unveränderter Abscheideleistung der Rauchgasentschwefelungsanlage (Wellmann-Lord, Inbetriebnahme 1985; Abscheideleistung: 90 %) und unverändertem Umsetzungsgrad der Clausanlage kommt es daher zwangsläufig zu einer Erhöhung der SO₂-Emissionen (Die S-Produktion in der Claus-Anlage betrug im Jahr 1997 63.900 t und sank im Jahr 2002 auf 46.000 t).

Im Jahr 2001 standen einem Input von rund 77.000 t Schwefel ein Output von 3.633 t SO₂ (entsprechend rund 1.800 t S) gegenüber, d.h. es werden ungefähr 2,3 % des Schwefels in die Atmosphäre entlassen. In den genannten Zahlen über SO₂ Emissionen sind die Emissionen aus den Fackeln, die S-Emissionen in Form von Schwefelkohlenstoffen und Schwefelwasserstoffen aus den Hydrier- und Schwefelrückgewinnungsanlagen nicht inkludiert (diese dürften gesamt betrachtet eher gering sein). Zur Abschätzung wichtiger S-Emittenten und -ströme wäre eine Bilanzierung des S-Haushaltes hilfreich, wie sie in manchen Ländern Europas (z.B. GB) bereits durchgeführt wird.

Die **NO_x** Emissionen sind im Zeitraum 1991 – 2000 dagegen um rund 30 % gesunken, sind aber in den letzten Jahren wieder auf den Wert des Jahres 1996 gestiegen und befinden sich nach wie vor auf hohem Niveau. Die Minderung ist eine Folge des kontinuierlichen Einbaues NO_x-armer Brenner u.a. in den Anlagen RS-10 (Rohöldestillation), RS-14 (Heizkraftwerk I) und RS-15 (Heizkraftwerk 2).



Die **Staubemissionen** sind annähernd gleich geblieben, die CO Emissionen von 360 t im Jahr 1991 auf 491 t im Jahr 2001 (plus 36 %) gestiegen.

Zu **VOC**:

1991 wurde mit Planungs- und Projektierungsarbeiten für zahlreiche Emissionsminderungsprojekte begonnen. In den Folgejahren wurde die Abwasserbehandlungsanlage abgedeckt und mit Biofiltern ausgerüstet (1991) bzw. die Biofilter durch eine regenerative thermische Oxidationsanlage ersetzt (1997), weitere Maßnahmen (z.B. Slopbehälter AC-Anlage, Trocknungsanlagen, FCC-Anlage: Einführung von Oxidationspromotoren - Umstellung auf „total burning“, Bitumenanlage, Kühlwassermonitoring, Tankdachabdichtungen bei zwei Tanks) brachten laut Angaben der OMV eine Einsparung von insgesamt rund 1.360 t/a. Zusätzlich sind alle neuen Dichtelemente TA-Luft tauglich.

Allerdings sind die Angaben zu Art, Höhe und Quellen der Emissionen nicht eindeutig: NMVOC Emissionen werden in einigen Fällen für die Raffinerie allein, in anderen Fällen für die Raffinerie inklusive Tanklager angegeben, ob eine Unterscheidung zwischen VOC und NMVOC getroffen wird ist nicht immer klar. Im Jahr 2001 wurden laut Aussagen der OMV (E-mail vom 26.07.2002) insgesamt 2.986 t flüchtige Kohlenwasserstoffe (entweder als VOC oder als NMVOC) im Bereich des Raffineriegeländes und des Tanklagers Lobau emittiert, im Umweltbericht werden für dasselbe Jahr und für dieselben Anlagen 1.134 t (als VOC) angegeben (siehe OMV-Homepage, HSE Bericht 2001/2002).

Für die Luftschadstoffinventur wurden dem Umweltbundesamt NMVOC Emissionen der Raffinerie (ohne Tanklager) in der Höhe von 1.380 t (2001) und 1.500 t (1996) gemeldet, die spezifischen Emissionen bezogen auf die Tonne verarbeitetes Rohöl veränderten sich im Zeitraum 1996 - 2001 nicht. Die NMVOC Emissionen des Raffinerie-Tanklagers und des Tanklagers Lobau verdoppelten sich im selben Zeitraum von 810 t (1996) auf 1.606 t (2001). Die genannten Zahlen wurden dem Umweltbundesamt im Rahmen der Datenermittlung zur österreichischen Luftschadstoffinventur 2002 übermittelt (OMV, 2002 B) und unterscheiden sich zum Teil deutlich von denen, welche seitens der OMV für die UBA-Monographie 119 („Stand der Technik bei Raffinerien im Hinblick auf die IPPC-Richtlinie“) zur Verfügung gestellt wurden.

Laut Auskunft der OMV basieren die Abschätzungen der NMVOC-Emissionen für die Jahre 1988 bis 2000 auf einer externen Studie (Hackl, 1990). Für diese Abschätzung wurden auf Basis des Anlagenbestandes 1988 und des Rohöldurchsatzes der Raffinerie (1988: 6,8 mio t) mittels verfügbarer Emissionsfaktoren die NMVOC-Emissionen abgeschätzt. Das Ergebnis ist mit großen Unsicherheiten behaftet, da u.a. nur wenige belastbare Emissionsfaktoren verfügbar waren, diese je nach Quelle (z.B. VDI Richtlinie 2440 des Jahres 1983, EPA 1985) stark variieren und nicht alle Emissionsquellen in die Ermittlung einbezogen wurden (z.B. nur Tanks mit einem Fassungsvermögen > 1.000 m³). Mittels der beschriebenen Methodik wurden die NMVOC-Emissionen für das Jahr 1988 mit 2.400 – 3.600 t/a abgeschätzt [HACKL, 1990].

Die Emissionen der Folgejahre wurden basierend auf dieser Studie unter Berücksichtigung von Minderungsmaßnahmen und Austausch von Anlagenteilen ermittelt.

Laut Auskunft der OMV wurde die Bestimmungsmethode für NMVOC-Emissionen vom Jahr 2000 auf 2001 (OMV, 2004: persönliche Kommunikation mit OMV 2004:



Externe Studie; Berechnung nach VDI 2440 und 3479) verfeinert. An weiteren Verbesserungen wird laut OMV mit Unterstützung von externen Experten gearbeitet.

Theoretisch müsste sich das Strukturanpassungsprogramm (Stilllegung alter Anlagen, Reduktion der Zahl der Anlagen inklusive Lagertanks, etc.) sowie getroffene Maßnahmen im Tanklager Lobau (z.B. VRU) in einer Reduktion der Emissionen und des spezifischen Emissionsfaktors widerspiegeln. Da das offensichtlich nicht der Fall ist, müsste die Berechnungsmethode evaluiert werden oder durch Messungen (z.B. mittels DIAL) ergänzt werden, wobei auch die Methan Emissionen mit einbezogen werden sollten.

Über allfällige Leckage-Wartungsprogramme bzw. über die Erstellung einer VOC-Emissionsbilanz liegen dem Umweltbundesamt keine Angaben vor. Diese Maßnahmen werden z.B. von der benachbarten Firma Borealis in regelmäßigen Abständen durchgeführt.

Direkte Messungen in schwedischen Raffinerien (mittels DIAL) ergaben, dass die gemessenen Emissionen um ein Vielfaches (um die Faktoren 1,5 bis 5) über den geschätzten Werten lagen.

Ein Nebeneffekt des Strukturanpassungsprogrammes war eine Steigerung der Energieeffizienz der Raffinerie. Als Indikator für die Energieeffizienz wird der Solomon Index verwendet, welcher von 107 im Jahr 1996 auf 97,7 im Jahr 2002 verbessert werden konnte [Prazak-Reisinger, 2003]. Mit diesem Wert liegt die OMV Raffinerie im 4. Quartile der betrachteten Raffinerien.

Der Energieverbrauch schwankte zwischen den Jahren 1995 und 2003 zwischen 35.000 und knapp 41.000 TJ und korreliert im Wesentlichen mit dem Rohöldurchsatz (Tabelle 21):

Tabelle 21: Energieeinsatz in der Raffinerie (OMV Homepage, HSE-Bericht 2001/2002)

	1995	1997	1999	2001	2002	2003	2004
Energieeinsatz (TJ)	36.842	40.335	37.456	36.556	38.242	35.776	37.688

5.2 Vergleich mit BAT

Die TWG kam zu dem Schluss, dass auf Grund der hohen Prozessintegration und auf Grund so genannter horizontaler Aktivitäten wie Energiesystem, Lagerung, Kühlung und integriertes Raffineriemanagement zusätzlich zu BAT für die einzelnen Prozesse („bottom-up“) auch die Raffinerie als Gesamtheit betrachten werden soll („top-down“).



- **BAT**

Für die Raffinerie als Gesamtheit werden zahlreiche beste verfügbare Techniken genannt, wie z.B. gute Organisation der Betriebsabläufe, gute Wartung, hohe Verfügbarkeit der Anlagen, regelmäßige Abhaltung von Schulungsprogrammen u.ä..

Vergleich mit der OMV Raffinerie

Diese Maßnahmen liegen vor allem im Interesse des Betreibers und wurden bei der OMV Raffinerie bereits umgesetzt bzw. werden laufend überarbeitet.

- **BAT**

Zu BAT gehört ferner die Einführung eines Umweltmanagementsystems bzw. von –verfahren, welche der beständigen Verbesserung der Umweltleistung dienen. Im Rahmen eines solchen Systems sollen z.B. jährliche Berichte über das erreichte Umweltschutzniveau, gestützt auch auf externe Prüfungen erstellt werden. Des Weiteren sollten Benchmarkings auf kontinuierlicher Basis durchgeführt werden, einschließlich von Maßnahmen zur effizienten Energienutzung und Energieeinsparung, Reduktion der Luftemissionen (SO₂, NO_x, VOC und Stäube), Wassereinleitungen und Erzeugung von Abfallstoffen. Hilfreich für die Beurteilung der Performance einer Raffinerie sind auch Massenbilanzdaten für den Einsatz und die Freisetzung von Schwefel über Emissionen und Produkte (einschließlich geringwertiger und nicht spezifikationsgerechter Produkte sowie deren weiterer Verwendung).

Vergleich mit der OMV Raffinerie

Die OMV Raffinerie veröffentlicht in regelmäßigen Abständen einen Umweltbericht, welcher auch Daten zu Emissionen enthält. Laut Auskunft der OMV selbst sind diese Angaben aber stark aggregiert und von der jeweiligen Konzernstruktur abhängig und können daher nicht zur Beurteilung der Raffinerie herangezogen werden. Die OMV lässt in regelmäßigen Abständen die Energieeffizienz der Raffinerie ermitteln (Energy Intensity Index nach Solomon), das Ergebnis wird aber nicht veröffentlicht.

Veröffentlicht werden Daten zu Luftemissionen, welche im Rahmen von Berichtspflichten gemeldet werden müssen. Für diese Daten (insbes. für die Schadstoffe Staub, SO₂, NO_x und CO) gibt es konsistente Zeitreihen für die einzelnen Dampfkessel. Nicht veröffentlicht werden Angaben zu Feuerungsanlagen, welche nicht dem LRG-K bzw. der LRV-K unterliegen (z.B. therm. Nachverbrennung, Fackeln).

- **BAT**

BAT ist auch die Umsetzung eines Überwachungsprogrammes, das eine entsprechende Verfahrens- und Emissionskontrolle ermöglicht. Ein solches System könnte die folgenden Elemente umfassen:

- Kontinuierliche Überwachung relevanter Schadstoffe bei großen Volumenströmen mit stark veränderlichen Schadstoffkonzentrationen
- Regelmäßige Überwachung oder Verwendung von emissionsrelevanten Parametern bei Strömen, die nur geringen Schwankungen unterliegen
- Regelmäßige Kalibrierung der Messgeräte
- Periodische Überprüfung der Messungen durch parallele Vergleichsmessungen

Vergleich mit der OMV Raffinerie

Die Emissionen werden in der Regel diskontinuierlich (einmal pro Jahr bzw. alle drei Jahre) gemessen.

Kontinuierliche Messungen erfolgen bei der FCC-Anlage (CO, NO_x, SO₂, Staub), beim HKW 1 (CO bzw. NO_x beim Dampferzeuger 1), beim HKW 2 (SO₂), bei der Ethylenanlage (CO), bei der Anlage RS 7 (CO im Abgas B1535) sowie bei der H2-Anlage (CO und NO_x) und bei der Anlage RS 5 (CO im Abgas B 8520).

Bei allen großen Verbrennungsanlagen - vor allem aber bei den beiden Heizkraftwerken – sollte eine kontinuierliche Messung der Emissionen von NO_x, CO, Staub (bei flüssigen Brennstoffen) und SO₂ (bei Einsatz flüssiger Brennstoffe) erfolgen, um das Emissionsverhalten bei wechselnder Brennstoffcharakteristik und wechselnden Lastbedingungen beurteilen zu können.

- BAT

BAT ist auch die Reduktion von Anlagenstörungen um Emissionen zu vermeiden.

Vergleich mit der OMV Raffinerie

Im Zuge des Umbaus der FCCU kam es im Jahr 2001 zu lang andauernden Störungen des Elektrofilters und damit zu Grenzwertüberschreitungen. Diese Probleme sind mittlerweile behoben und ein BAT- gemäßiger Betrieb gegeben. Im Regelbetrieb sind Ausfälle von Rauchgasreinigungsanlagen selten.

- BAT

BAT für die Reduktion der Emissionen in die Luft für die Raffinerie als Gesamtes sind folgende Techniken:

- Verbesserung der Energieeffizienz mittels
 - Verstärkte Wärmeintegration
 - Verstärkte Wärmerückgewinnung
 - Anwendung von Energiesparmaßnahmen
 - Optimierung von Energieproduktion und –verbrauch
- Quantifizierung der Energieeffizienz
 - Solomon Energy Intensity Index (EII)
- Standardisierung des EII und Vergleich zwischen verschiedenen Raffinerien, um Einsparungspotenziale zu identifizieren
 - Diagramm Solomon EII versus Nelson Complexity Index

Je niedriger der Solomon EII, desto energieeffizienter wird die Raffinerie betrieben. Im BREF wird darauf hingewiesen, dass niedrige Werte dann erzielbar sind, wenn Wärme ausgekoppelt werden kann.

Seitens der TWG wurde angemerkt, dass nur mit einer standardisierten und transparenten Methode zur Ermittlung der Energieeffizienz ein Vergleich zwischen Raffinerien möglich ist. Bis jetzt konnte eine Methode, welche diesen Anforderungen entspricht, noch nicht entwickelt werden.



Vergleich mit der OMV Raffinerie

Tabelle 22: Im Kapitel „BAT“ genannte Bereiche für den Solomon EII im Vergleich mit der OMV Raffinerie [OMV, 2003]

	Solomon Energy Intensity Index	Bemerkung
Bereich Raffinerien - weltweit	55 - 165	Soweit Daten bekannt (2000)
Durchschnitt Raffinerien - weltweit	92	(1994)
EU+ Raffinerien	58 - 94	Daten von 10 Raffinerien (2000)
OMV	107	vor Strukturanpassungsprogramm (1996)
OMV	97	nach Strukturanpassungsprogramm (2000)

- BAT

Verwendung von sauberem Raffinerieheizgas sowie von flüssigem Brennstoff kombiniert mit Verfahren zur Emissionsvermeidung und -verminderung (siehe auch Kapitel 4.1.6) oder anderen Heizgasen wie Erdgas oder LPG, sofern für die Deckung des restlichen Energiebedarfs der Raffinerie erforderlich.

Vergleich mit der OMV Raffinerie

Bei der OMV Raffinerie wird dieses Konzept umgesetzt (siehe Kapitel 4.1.6 und Einzelanlagen).

- BAT für die Reduktion der Schwefeldioxid Emissionen

Verringerung der Schwefeldioxidemissionen durch:

- Quantifizierung der Schwefelemissionen von verschiedenen Raffineriequellen zwecks Bestimmung der wichtigsten Emittenten im konkreten Fall. Diese Quantifizierung ist ein Element der Schwefelbilanz.
- Einsatz von BAT für die Verringerung der SO₂-Emissionen im Energiesystem, den FCC-Anlagen und Verkokungsanlagen
- Effizienter Betrieb der Schwefelrückgewinnungsanlage
- Verringerung der SO₂-Emissionen kleiner Emittenten, sobald diese einen signifikanten Teil der Gesamtemissionen ausmachen und wenn eine solche Reduzierung kostengünstig ist (z. B. Abfackeln, Gase der in Öfen verbrannten Vakuumejektorgase)

Die TWG einigte sich darauf, dass für die Raffinerie als Gesamtheit Emissionswerte genannt werden sollten, welche als Benchmark (nicht als BAT) zu verstehen sind und von Raffinerien unter der Voraussetzung einer möglichst BAT-konformen

Auslegung und guten Betriebes erreicht werden können. Allerdings konnte die TWG keinen Konsens zur Höhe der SO₂, NO_x und Staub Emissionen für die „Raffinerie-Glocke“ finden. Im folgenden Text sind im BREF angeführte Benchmarks für die Luftschadstoffe aufgelistet (bezogen auf 3 % O₂). Im Anhang zum BREF finden sich die Berechnungsgrundlagen für diese Benchmarks.

- 60 – 200 mg/Nm³ (Tagesmittelwert)

Erreichbar mittels BAT (unterer Wert gilt für ausschließlich mit gasförmigen Brennstoffen betriebenen Raffinerien); dieser Bereich wird von Österreich unterstützt

- 100 – 600 mg/Nm³ (Monatsmittelwert)

Seitens des niederländischen Experten werden 6 Szenarien unterschieden (siehe Annex V des BREF), wobei 2 Szenarien Raffinerien mit Rauchgasentschwefelung betreffen: Wird die REA mit einer Effizienz von 90 % betrieben, ergibt sich ein Glockenwert von 353 – 426 mg/Nm³, auf Basis einer Effizienz von 95 % können 203 – 276 mg/Nm³ erreicht werden. Von einem nicht namentlich genannten Mitgliedstaat werden im Anhang V Glockenwerte von 50 mg/Nm³ (für eine komplexe Raffinerie mit hocheffizienter SRU) und 200 mg/Nm³ (für eine komplexe Raffinerie mit REA und effizienter SRU) genannt.

- 850 mg/Nm³ (Tagesmittelwert)

ein MS; keine Begründung

- 800 – 1.200 mg/Nm³ (Monatsmittelwert)

von Italien und einem nicht namentlich genannten MS; dieser Wert wird von Italien mit der derzeitigen Praxis und der fehlenden Notwendigkeit der Anwendung strengerer Maßnahmen begründet

- 1.000 – 1.400 mg/Nm³ (Jahresmittelwert)

Vorschlag von Concawe; begründet wird dieser Bereich damit, dass die Flexibilität der Raffinerien erhalten bleiben soll

Für die emittierten Frachten werden im BREF folgende Werte genannt:

- 50 – 230 t pro Million Tonnen verarbeitetes Rohöl

wird von Österreich unterstützt; ausgehend von BAT

- 50 – 210 t pro Million Tonnen verarbeitetes Rohöl

ein Mitgliedstaat; ausgehend vom oberen Quartil der spezifischen Emissionswerte 40 bestehender EU-Raffinerien

- Seitens der Niederlande werden für die beiden Szenarien „Raffinerie mit REA“ Werte von 169 – 204 t/Mt (90 % Abscheideleistung) und 97 – 133 t/Mt (95 % Abscheideleistung) genannt.

Vergleich mit der OMV Raffinerie

Die SO₂ „Glocken-Emission“ der OMV Raffinerie lag im Jahr 1991 bei 196 mg/Nm³ (240 t/Mt) und stieg bis zum Jahr 2001 auf 324 mg/Nm³ (410 t/Mt). Die Abscheideleistung der REA beträgt 90 % (siehe Kapitel 4.1.6).



- **BAT für die Reduktion der Stickoxid Emissionen**

Verringerung der Stickoxidemissionen durch:

- Quantifizierung der NO_x-Emissionsquellen zwecks Bestimmung der wichtigsten Emittenten (z. B. Öfen und Kessel, Regeneratoren der FCC-Anlagen und Gasturbinen) im konkreten Fall
- Einsatz von BAT für die Verringerung der NO_x-Emissionen im Energiesystem und in der FCC-Anlage

Wie schon bei den SO₂ Emissionen konnte die TWG auch für die NO_x Glockenwerte keinen Konsens finden. Folgende Bereiche werden im BREF genannt (alle Angaben bezogen auf 3% O₂):

- 70 - 150 mg/Nm³ (Tagesdurchschnittswert)

Erreichbar mittels BAT (unterer Wert gilt für ausschließlich mit gasförmigen Brennstoffen betriebenen Raffinerien); dieser Bereich wird von Österreich unterstützt

- 100 - 200 mg/Nm³ (Monatsdurchschnittswert)

Erreichbar mittels BAT (unterer Wert gilt für ausschließlich mit gasförmigen Brennstoffen betriebenen Raffinerien); dieser Bereich wird von den Niederlanden unterstützt; für die beiden Szenarien „Raffinerie mit REA“ werden Glockenwerte von 110 – 175 mg/Nm³ als erreichbar angesehen

- 150 mg/Nm³ (Monatsmittelwert) und 200 mg/Nm³ (Tagesmittelwert)

Ein Mitgliedstaat; keine Begründung

- 250 – 450 mg/Nm³ (Monatsmittelwert)

Zwei Mitgliedstaaten; Begründung: derzeitige Praxis

- 200 – 500 mg/Nm³ (Jahresmittelwert)

Concawe; Begründung: derzeitige Praxis

Für die emittierten Frachten werden im BREF folgende Werte genannt:

- 20 – 150 t pro Million Tonnen verarbeitetes Rohöl

ein Mitgliedsstaat; ausgehend vom oberen Quartil der spezifischen Emissionswerte 40 bestehender EU-Raffinerien

- 80 – 170 t pro Million Tonnen verarbeitetes Rohöl

wird von Österreich unterstützt; ausgehend von BAT

- Seitens der Niederlande werden für die beiden Szenarien „Raffinerie mit REA“ Werte von 53 – 84 t/Mt genannt.

Vergleich mit der OMV Raffinerie

Die NO_x „Glocken-Emission“ der OMV Raffinerie lag im Jahr 1991 bei 400 mg/Nm³ (490 t/Mt) und sank bis zum Jahr 2001 auf 297 mg/Nm³ (380 t/Mt).



- **BAT für die Reduktion der Staub Emissionen**

Verringerung der staubförmigen Emissionen durch:

- Quantifizierung der Quellen von staubförmigen Emissionen (insbesondere Öfen und Kessel, Regeneratoren der FCC-Anlagen und Verkokungsanlagen) zwecks Bestimmung der wichtigsten Emittenten im konkreten Fall
- Minimierung der staubförmigen Emissionen beim Umschlag von Feststoffen (Verladung/Entladung von Katalysatoren, Koksumschlag, Schlammtransport) durch Anwendung geeigneter Betriebsführungs- und Kontrollmethoden
- Einsatz von BAT für die Verringerung der staubförmigen Emissionen im Energiesystem, in den FCC-Anlagen und Verkokungsanlagen

Auf Grund mangelnder Informationen werden im BREF keine konkreten Emissionsbereiche genannt.

- **BAT für die Reduktion der VOC Emissionen**

Zur Verringerung der VOC Emissionen wurden eine Vielzahl von Techniken als BAT identifiziert, welche auch in den einzelnen Spezialkapiteln zu finden sind (siehe z.B. 4.1.16):

- Quantifizierung der Emissionsquellen flüchtiger organischer Verbindungen (z. B. mittels DIAL) zwecks Bestimmung der Hauptemittenten im konkreten Fall
- Durchführung von Lecksuch- und Reparaturprogrammen oder ähnlichen Maßnahmen.
- Anwendung eines Entleerungssystems für Wartungszwecke
- Auswahl und Einsatz von Ventilen mit geringer Leckagerate, wie Ventile mit Graphit- oder einer äquivalenten Dichtung (besonders wichtig für Regelventile), in Leitungen, die Medien mit hohem Dampfdruck führen
- Einsatz von Pumpen mit geringer Leckagerate (z. B. dichtungslose Ausführungen, Doppeldichtungen, Gasdichtungen oder gute mechanische Dichtungen) für Produktleitungen, die Flüssigkeiten mit hohem Dampfdruck führen
- Verringerung des Einsatzes von Flanschen (leichter in der Planungsphase umsetzbar), Einsatz von Dichtringen bei undichten Flanschen und Einsatz von hoch beständigen Dichtungen (feuerfest) bei Flanschen (von besonderer Bedeutung bei Wärmetauschern)
- Verschließen offener Entlüftungs- und Ablassventile mittels Blindverschluss, Stopfen oder Deckel
- Führung von Überdruckventilleitungen mit potenziell hohen VOC-Emissionen zur Fackel
- Führung von Kompressorentlüftungsleitungen mit potenziell hohen VOC-Emissionen zurück zum Verfahren. Sollte dies nicht möglich sein (z. B. Entlüftung von abseits gelegenen Kompressorteilen), Rückführung zur Fackel der Raffinerie zwecks Verbrennung



- Sicherung vollkommen geschlossener Kreisläufe bei allen Routineprobenahmegegeräten, bei denen die Möglichkeit des Entstehens von VOC-Emissionen besteht
- Verringerung des Abfackelns
- z. B. Abdeckung der Abscheider, Becken und Einlassbereiche und Leitung der Abgase in die Abwasserbehandlungsanlage.
- Einsatz von BAT für die Verringerung der VOC-Emissionen bei der Lagerung und beim Umschlag

Vergleich mit der OMV Raffinerie

Die relevanten Teile der Abwasserreinigungsanlage der OMV Raffinerie sind abgedeckt, die Abluft wird thermisch behandelt. Die Betriebszeiten der Fackeln sind gering, zur VOC Emission bei Lagerung und Umschlag siehe 4.1.16. Die VOC Emissionen wurden von einer externen Fachfirma gemäß VDI 3479 bzw. 2440 berechnet, Messungen wurden bis jetzt nicht durchgeführt. Die derzeit angewandte Berechnungsmethode der NMVOC-Emissionen sollte weiter verbessert und z.B. durch externe Messungen ergänzt werden. In den schwedischen Raffinerien werden NMVOC-Emissionen beispielsweise mittels DIAL System gemessen. Dadurch könnten so genannte „Hot Spots“ identifiziert und durch geeignete Maßnahmen saniert werden.

- BAT für die Reduktion der Emissionen ins Wasser

BAT sind folgende Verfahren

- Anwendung eines wasserwirtschaftlichen Managementsystems (als Bestandteil des Umweltmanagementsystems) zwecks Verringerung
 - der verbrauchten Wassermenge (z.B. durch Integration der Wasserströme, Wiederverwendung von aufbereitetem Abwasser, neue Verfahren). Es werden Vergleichswerte für den Frischwassereinsatz (0,01 – 0,62 m³/t Rohöl) und für den Prozessabwasseranfall (0,09 – 0,53 m³/t Rohöl) genannt.
 - der Wasserverunreinigung (z.B. durch Trennung verunreinigter, wenig verunreinigter und nicht verunreinigter Wasserströme, Trennung von Durchlaufkühlwasser vom Prozessabwasser, gute Organisation der Betriebsabläufe und Wartung vorhandener Anlagen, Verhinderung und Eindämmung von Ölaustritten, Anwendung von Verfahren zur Verringerung der Abwasserunreinigung bei allen Prozessen)
- Erreichen der folgenden Parameter für den Ablauf aus der Abwasserbehandlungsanlage (siehe Tabelle 23)

Tabelle 23: Mittels BAT erreichbare Konzentrationen von Schadstoffen im Abwasser

Parameter	Konzentration (mg/l; MMW) ²	Fracht (g/t verarbeitetes Erdöl oder Einsatzstoff; JMW)*
Gesamtkohlenwasserstoffgehalt	0,05 – 1,5 ¹	0,01 – 0,75 ¹
Biochemischer Sauerstoffbedarf (5 Tage bei 20 °C)	2 – 20	0,5 – 11
Chemischer Sauerstoffbedarf (2 Stunden)	30 – 125 ³	3 – 70 ³
Ammoniakstickstoff (als N)	0,25 – 10 ⁴	0,1 – 6
Gesamtstickstoff	1,5 – 25 ⁵	0,5 – 15 ⁶
Schwebstoffe (getrocknet bei 105 °C)	2 – 50 ⁷	1 – 25
Gesamtmetalle (As, Cd, Co, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, V, Zn) [#]	< 0,1 – 4	

Der angegebene Bereich ist nicht so zu werten, dass der Gehalt an äußerst toxischen Metallen (z. B. As, Cd, Hg, Pb) Konzentrationen in dieser Größenordnung annehmen kann. Siehe auch Split Views

* Die unteren Belastungswerte sind von der Technischen Arbeitsgruppe zur Verfügung gestellte tatsächliche Frachten von Raffinerien. Die oberen Werte wurden gemäß den Vergleichswerten für ein Prozessabwassermenge von 0,53 m³/t (Durchschnittswert von 63 Raffinerien) berechnet. Siehe auch Split Views

1 Bei den analytischen Methoden zur Bestimmung der Kohlenwasserstoffe sind Meinungsverschiedenheiten zu verzeichnen. Während angesichts der heute üblichen dreistufigen Abwasserbehandlung ein Mitgliedstaat und die Branche der Auffassung sind, dass für die tatsächlichen Betriebsdaten bestehender europäischer Refinationsanlagen ein oberer Wert von 3 mg/l repräsentativ ist, schlug ein anderer Mitgliedstaat ausgehend von derzeitigen Leistungsfähigkeit vorhandener Anlagen im eigenen Land einen oberen Wert von 5 vor.

2 Von einem Mitgliedstaat wird gefordert, dass diese Werte die Tagesdurchschnittswerte sein sollten, da sie sich mit einer gut konzipierten und betriebenen Abwasserbehandlungsanlage problemlos erreichen lassen. Da die Branche jedoch ausschließlich Jahredurchschnittswerte vorliegen hat, besteht sie auch auf diesen.

3 Ein Mitgliedstaat fordert für die Konzentration einen oberen Wert von 75 und für die Fracht einen Wert von 45, da der CSB-Gehalt in einer üblichen biologischen Behandlungsanlage um 90-97 % reduziert wird. Somit lässt sich in einer gut konzipierten und betriebenen biologischen Reinigungsanlage problemlos ein Wert von 75 erreichen.

4 Ein Mitgliedstaat beharrt auf einem oberen Wert von 5. Diese Werte sind mit Hilfe von Strippern und biologischer Nitrifikations-/Denitrifikationsstufe erreichbar.

5 Die Branche vertritt den Standpunkt, dass die Denitrifikation in den Fällen, in denen der Stickstoff für das aufnehmende Gewässer kein problematischer Schadstoff ist, nicht als BAT gelten kann, da ihr ökologischer Nutzen für das aufnehmende Gewässer äußerst gering ist, während sowohl die Kosten sowohl in Euro (Investitionsausgaben) als auch als



CO₂-Emissionen hoch sind.

6 Ein Mitgliedstaat fordert für den Bereich einen Höchstwert von 8 und zeigt (anhand tatsächlicher Daten), dass mit Hilfe eines Strippers oder einer Nitrifikations-/Denitrifikationsstufe unschwer ein Wert unter 8 erreicht werden kann.

7 Von einem Mitgliedstaat wird ein oberer Wert von 30 gefordert, da der Gehalt an Schwebstoffen durch Sedimentation, Flotation, Filtration bzw. eine Kombination dieser Verfahren um 60 – 99,99 % reduziert werden kann.

- durch eine entsprechende Kombination von dreistufigen Abwasserbehandlungsanlagen mit ausreichender Kapazität, Nitrifikations- und Denitrifikationsverfahren, Puffertanks und Umleitungsbehältern. Die aus verschiedenen Verfahren stammenden Abwässer mit vergleichbaren Eigenschaften sollen zwecks Vorbehandlung (z. B. Aufbereitung des Sauerwassers aus der Primärdestillationsanlage, der FCC-Anlage, der Verkokungsanlage und aus anderen Sauerwasserquellen durch Strippen) zusammengeführt werden.

Vergleich mit der OMV Raffinerie

Der Frischwasserverbrauch der Raffinerie Schwechat betrug im Jahr 2003 rund 9,9 Mio m³, und wird zum Großteil (ca. 96 %) durch eigene Förderung gedeckt.

Das Abwasser der Raffinerie Schwechat wird je nach seinem Belastungsgrad in drei Systemen behandelt: Das System Blau enthält ölfreie Wässer (Kühlwässer) und das System Grün schwach ölkontaminierte Abwässer (z.B. Niederschlagswässer, welche mit Öl verunreinigt wurden). Beide Abwasserströme werden nach einem Absetzbecken und einem Plattenabscheider direkt in die Donau geleitet. Im Rot-System werden die belasteten Abwässer zusammengefasst und nach einer Vorbehandlung in der biologischen Abwasserreinigungsanlage des Abwasserverbandes Schwechat gereinigt. Der pH Wert der hoch belasteten Abwässer liegt zwischen 6,8 und 11,8, die Temperatur liegt zwischen 29 und 42°C. Die Raffinerie Schwechat ist Mitbegründer (Gründungsjahr: 1981) und Miteigentümer (rund 25 %) dieses Abwasserverbandes und hat damit den Status eines Direkteinleiters.

Das Prozessabwassersystem wurde oberirdisch verlegt und wird periodisch einer optischen Kontrolle unterzogen. Die Abwasserbecken wurden abgedeckt und die Abluftströme in einer thermischen Oxidationsanlage behandelt. Die Kanalöffnungen wurden mit Zinkoxidfiltern, bzw. Aktivkohlefiltern ausgerüstet.

Tabelle 24: Abwassersysteme und Parameter (Bezugsjahr wenn nicht anders angegeben: 2000; Umweltbundesamt, 2004)

Parameter	System Blau – Grün; Abwasser zur Donau (mg/l)	System Blau – Grün: Konsenswerte (mg/l)	System Rot; Abwasser zur ARA (mg/l)
Abwassermenge	7.284.000 m ³ /a	4.000 m ³ /h	3.360.000 m ³ /a
Summe Stickstoff (als N)	9	2,33 (als NH ₃)	31
Summe Phosphor (als P)	0,54		0,07
CSB	29,2	75 ¹	322



Parameter	System Blau – Grün; Abwasser zur Donau (mg/l)	System Blau – Grün: Konsenswerte (mg/l)	System Rot; Abwasser zur ARA (mg/l)
BSB ₅	< 5	20 ²	185
pH	7,5	6 – 8,5	9,1
Temperatur (°C)			
Absetzbare Stoffe	< 0,3	0,3	
Abfiltrierbare Stoffe	8,2	30	31
Kohlenwasserstoffe	0,7	10	7
As + Vbdg	0,0018		0,0014
Cd + Vbdg	< 0,01		< 0,01
Cr + Vbdg	< 0,05		< 0,05
Cu + Vbdg	< 0,05		< 0,05
Hg + Vbdg	< 0,0001		0,002
Ni + Vbdg	< 0,05		0,06
Pb + Vbdg	< 0,05		< 0,05
Zn + Vbdg	0,04		< 0,01
Halogenhaltige Vbdg (als AOX)	0,02		
Benzol (µg/l)	< 10		2.050
BTEX (µg/l)	Je < 10		4.097
PAK (µg/l)	< 0,2		
Phenole (als C)	0,025	0,1	7
Org. Kohlenstoff (als Gesamt C oder COD/3)	5,9		9,3
Cloride (als Gesamt Cl)	160		111
Cyanide (als Gesamt CN)	< 0,02		< 0,02
Sulfide		0,1	
Fluoride (als Gesamt F)	0,25		0,13

¹ max. 90 mg/l bei 80 % aller Stichproben

² max. 25 mg/l bei 80 % aller Stichproben

Laut OMV werden die Grenzwerte der AEVs Kühlwasser, Erdölverarbeitung und Wasseraufbereitung, deren Grenzwerte generell im oder unterhalb des BAT-Bereiches liegen, eingehalten.

- **BAT für die Entsorgung fester Abfälle**

BAT sind folgende Techniken:



- Einführung eines Systems für die Entsorgung fester Abfälle - als Teil des Umweltmanagementsystems (z.B. jährliche Meldung der Abfallmengen, Umsetzung eines Maßnahmenplans für die Verringerung der anfallenden Abfallmengen einschließlich Recycling und/oder Rückgewinnung, minimale Schlammproduktion bei der Abwasserbehandlungsanlage, gute Organisation der Betriebsabläufe)
- Verringerung von Leckagen und Verhinderung von bodenverunreinigenden Leckagen durch z.B. geeignete Konstruktions- und Überwachungsmaßnahmen, Risikoanalysen, Minimierung der Zahl unterirdischer Leitungen

Vergleich der OMV Raffinerie mit BAT

Detaillierte Informationen liegen dem Umweltbundesamt nicht vor.



6 ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

ARA	Abwasserreinigungsanlage
BAT	Best available Technique (beste verfügbare Technik)
BREF	BAT Reference Document
DEA	Diethanolaminanlage
FCC	Fluid Catalytic Cracking (katalytische Krackanlage)
HDS	Hydrierende Entschwefelung
HKW	Heizkraftwerk
HMW	Halbstundenmittelwert
JMW	Jahresmittelwert
KEP	Katalytische Entparaffinierung
MMW	Monatsmittelwert
MS	Member State (Mitgliedsstaat der EU)
ö.AK.	Österreichischer Arbeitskreis
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
RD	Rohöldestillation
SCR	Selektive katalytische Reduktion
SNCR	Selektive nicht katalytische Reduktion
TMW	Tagesmittelwert
TWG	Technical Working Group (technische Arbeitsgruppe)
VRU	Vapour Recovery Unit (Dampfrückgewinnung)



7 LITERATUR

BAT-REFERENCE DOCUMENT: Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries; 2003

BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, JUGEND UND FAMILIE: Bericht über die Umweltsituation an ausgewählten langjährigen Industriestandorten, Wien, 1992.

ECKER, A.; WINTER, B (2000): Stand der Technik bei Raffinerien im Hinblick auf die IPPC Richtlinie. Monographie M119 des Umweltbundesamts Wien.

FV Mineralölindustrie (2003): Jahresbericht 2003

HANISCH, R.(2001): NOx emissions of the LEUNA Refinery: Experience from the first two years after start-up. Int. Conference Industrial Air Pollution: NOx and N2O emission control: panel of available techniques. ADEME/InfoMil, Paris, März 2001

HACKL A, VITOVEC W. (1990): Kohlenwasserstoffemissionen aus der Mineralölkette in Österreich 1988. Studie im Auftrag der OMV AG.

OMV (2001): Fachgespräch zwischen UBA und OMV bezüglich möglicher Dioxinmissionen aus dem Platformer; 28. August 2001

OMV (2002): Beantwortung des Fragebogens bezüglich der OMV

OMV (2002 A): Zusätzliche Informationen (Email vom 26.07.2002)

OMV (2000): Anlagendaten für eine Zusammenfassung im BREF „BAT for Mineraloil and Gas Refineries“

OMV (2000 b): Gesundheit – Sicherheit – Umwelt, 2000

OMV/UBA (2003): Fachgespräche bezüglich Rauchgasentschwefelung

OMV (2003): Expertengespräch bezüglich CO₂-Emissionen

OMV (2002): Arbeitsgespräch am 7. Mai 2002

UMWELTBUNDESAMT (2003a): Emissionen österreichischer Großfeuerungsanlagen 1990-2002. BE-230.

RICHTLINIE 2003/17/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 3. März 2003 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieseldieselkraftstoffen

UMWELTBUNDESAMT (2003c): NOx-Emissionen: Minderungspotentiale in ausgewählten Sektoren und Szenarien 2010. BE-233.

UMWELTBUNDESAMT (1992): Bericht über die Umweltsituation an ausgewählten langjährigen Industriestandorten. Umweltbundesamt. Wien.

UMWELTBUNDESAMT (2004): Medienübergreifende Umweltkontrolle in ausgewählten Gebieten, Monographie M-168, Wien

OMV (2000): Dokumentations-CD: Das Herz der OMV

STELLUNGNAHMEN des ö.AK. zum Draft BAT Dokument Raffinerien