



# Fortsättning av riktad kvalitetskontrollstudie av utsläpp från industrin i Sveriges internationella rapportering

Utsläpp rapporterade till UNFCCC, EU Monitoring Mechanism, CLRTAP & NEC

Tina Skårman, Helena Danielsson och Karin Kindbom, IVL  
Mats Jernström och Anna-Karin Nyström, SCB

2008-05-12

Avtal nr 309 0711

**På uppdrag av Naturvårdsverket**

Publicering: [www.smed.se](http://www.smed.se)

Utgivare: Sveriges Meteorologiska och Hydrologiska Institut

Adress: 601 76 Norrköping

Startår: 2006

ISSN: 1653-8102

*SMED utgör en förkortning för Svenska MiljöEmissionsData, som är ett samarbete mellan IVL, SCB, SLU och SMHI. Samarbetet inom SMED inleddes 2001 med syftet att långsiktigt samla och utveckla den svenska kompetensen inom emissionsstatistik kopplat till åtgärdsarbete inom olika områden, bland annat som ett svar på Naturvårdsverkets behov av expertstöd för Sveriges internationella rapportering avseende utsläpp till luft och vatten, avfall samt farliga ämnen. Målsättningen med SMED-samarbetet är främst att utveckla och driva nationella emissionsdatabaser, och att tillhandahålla olika tjänster relaterade till dessa för nationella, regionala och lokala myndigheter, luft- och vattenvårdsförbund, näringsliv m.fl. Mer information finns på SMEDs hemsida [www.smed.se](http://www.smed.se).*

# Förord

Föreliggande studie har utförts av SMED under 2007 och 2008 på uppdrag av Naturvårdsverket. Rapporten är skriven av Tina Skårman, Helena Danielsson och Karin Kindbom vid IVL Svenska Miljöinstitutet AB och Mats Jernström och Anna-Karin Nyström vid Statistiska Centralbyrån.

Ett stort tack riktas till miljöansvariga på följande anläggningar: SSAB Tunnpå (Luleå), SSAB Oxelösund, Cementa Slite, Cementa Skövde, Cementa Degerhamn, Höganäs Höganäs och Kubal.

# Innehållsförteckning

<b>FÖRORD</b>	<b>3</b>
<b>INNEHÅLLSFÖRTECKNING</b>	<b>4</b>
<b>SAMMANFATTNING</b>	<b>1</b>
<b>SUMMARY</b>	<b>2</b>
<b>FÖRKORTNINGAR</b>	<b>3</b>
<b>BAKGRUND</b>	<b>4</b>
<b>SYFTE</b>	<b>5</b>
<b>INLEDNING</b>	<b>6</b>
<b>RAFFINADERIER</b>	<b>7</b>
Resultat	8
Diskussion	12
Rekommendationer	21
<b>CEMENTINDUSTRIN</b>	<b>22</b>
Resultat	23
Diskussion	27
Rekommendationer	33
<b>JÄRN- OCH STÅLINDUSTRIN – PRIMÄR SSAB</b>	<b>34</b>
Resultat	36
Diskussion	43
Datakälla	43
Allokeringsförslag	43
Beräkningsförslag	45
Rekommendationer	52
<b>JÄRN- OCH STÅLINDUSTRIN – PRIMÄR HÖGANÄS</b>	<b>54</b>
Resultat	55
Diskussion	62
Datakälla	62
Allokeringsförslag	62
Förslag på övriga förändringar	63

Rekommendationer	65
<b>JÄRN- OCH STÅLINDUSTRIN – SEKUNDÄR</b>	<b>67</b>
Resultat	69
Diskussion	81
Datakälla	81
Rekommendationer	85
<b>METALLINDUSTRIN</b>	<b>87</b>
Resultat	88
Diskussion	95
Rekommendationer	98
<b>SKOGSINDUSTRIN</b>	<b>99</b>
Resultat	100
Diskussion	105
Rekommendationer	110
<b>SAMMANFATTANDE REKOMMENDATIONER</b>	<b>111</b>
<b>TABELLER</b>	<b>115</b>

# Sammanfattning

I föreliggande studie har utsläpp av CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub>, CO, NMVOC, NH<sub>3</sub>, TSP, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>, Pb, Cd, Hg, dioxin, PAH, As, Cr, Cu, Ni, Zn från vissa industrier som rapporteras av Sverige till EU Monitoring Mechanism, EU:s takdirektiv (NEC), UNFCCC och CLRTAP studerats. Anledningen till studien är att misstan-  
kar finns att de rapporterade utsläppen inte alltid är korrekta. Inom studien har utsläpp från följande industrisektorer inkluderats; raffinaderi-, cement-, järn och stål- (primär och sekundär), metall- samt skogsindustrin.

Data som rapporterats av Sverige för dessa sektorer har jämförts med data på an-  
läggnings- eller sektorsnivå med data från andra källor (miljörapporter och bran-  
schorganisationer) och skillnader har noterats. Ett antal brister har påträffats i in-  
venteringsdata som rapporterats internationellt och förslag på förbättringar ges,  
vilket innebär att kvalitén kommer att höjas i internationellt rapporterade utsläpp i  
framtiden, om förbättringsförslagen implementeras.

# Summary

Emissions of CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub>, CO, NMVOC, NH<sub>3</sub>, TSP, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>, Pb, Cd, Hg, dioxin, PAH, As, Cr, Cu, Ni, Zn from certain industries reported by Sweden to the EU Monitoring Mechanism, EU:s NEC directive, UNFCCC and CLRTAP have been investigated in this study. The motive for this investigation was that there have been reasons to believe that reported emissions are not always correct. Within the study emissions from the following industrial sectors were included; refinery, cement, iron and steel (primary and secondary), non-ferrous metals, and pulp, paper and print industry.

Data reported by Sweden for these sectors have been compared on a plant or sector level with data from other data sources (companies' environmental reports and trade organisations) and discrepancies have been noted. Several shortcomings have been found in the internationally reported inventory data and suggestions on improvements have been made which will increase the quality in coming submissions if they are implemented.

# Förkortningar

CLRTAP: Convention on Long-range Transboundary Air Pollution

CORINAIR: CORE INventory of AIR emissions

CRF: Common Reporting Format

EF: Emissionsfaktor

ETS: EU:s utsläppshandelssystem för koldioxid (EU Emission Trading Scheme)

IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change

IR: Internationell rapportering

IVL: IVL Svensak Miljöinstitutet

MR: Miljörapport

NEC: National Emissions Ceilings for certain atmospheric pollutants (EU:s takdirektiv)

NFR: Nomenclature For Reporting

UNFCCC: United Nations Framework Convention on Climate Change

SCB: Statistiska Centralbyrån

SMED: Svenska MiljöEmissionsData

STEM: Statens Energimyndighet



# Bakgrund

Sverige rapporterar årligen utsläpp till luft till EU Monitoring Mechanism, EU NEC Directive, UNFCCC och CLRTAP enligt fastställda riktlinjer. På uppdrag av Naturvårdsverket sammanställer SMED årligen data för rapportering enligt ovanstående direktiv och konventioner. För dessa rapporteringar används data från olika källor till olika sektorer. Risk finns att dessa källor överlappar varandra eller att glapp uppstår för vissa sektorer i rapporteringarna.

Emissionsdata till rapporteringarna från förbränning inom industrin beräknas generellt sett med utnyttjande av bränslespecifika emissionsfaktorer och SCB:s nationella energistatistik, och endast i vissa fall tas hänsyn till branschtillhörighet. Processrelaterade emissioner grundas i huvudsak på uppgifter ur anläggningarnas miljörapporter. I det årliga rapporteringsarbetet görs inte automatiskt några uppföljningar av att de totala emissionerna från en bransch eller en industri överensstämmer mellan den internationella rapporteringen och motsvarande uppgifter i miljörapporterna. Inte heller följs eventuella förändringar inom industrin upp som skulle medföra att de emissionsfaktorer för förbränning som används behöver revideras. Det kan dessutom förekomma dubbelrapportering av utsläpp i olika koder (det vill säga allokeringen mellan energi- och processrelaterade utsläpp).

I början av år 2006 genomfördes projektet "Riktad kvalitetskontrollstudie av NO<sub>x</sub>- och SO<sub>2</sub>-utsläpp från industrin i Sveriges internationella rapportering"<sup>1</sup>, vilket resulterade i ett antal revideringar inför submission 2007 samt en rad förbättringsförslag. Det konstaterades även att rapporteringen av övriga ämnen behöver ses över för vissa branscher. Ett helhetsgrepp per bransch istället för en genomgång på ämnesnivå innebär stora samordningsvinster, och underlättar arbetet för berörda verksamhetsutövare.

---

<sup>1</sup> Nyström A-K., Skårman T., 2006, Quality control of emitted NO<sub>x</sub> and SO<sub>2</sub> in Swedish industries. SMED Report no 19.

# Syfte

Projektets syfte är att:

- Implementera och fortsatt utreda de förbättringsförslag avseende NO<sub>x</sub> och SO<sub>2</sub> som togs fram av SMED i projektet "Riktad kvalitetskontrollstudie av NO<sub>x</sub>- och SO<sub>2</sub>-utsläpp från industrin i Sveriges internationella rapportering" under 2006.
- Utreda huruvida det finns dubbelrapportering mellan de utsläpp av övriga ämnen (andra ämnen än NO<sub>x</sub> och SO<sub>2</sub>) som rapporteras i sektorerna avseende energi och process, samt ge förslag på eventuella branschspecifika emissionsfaktorer avseende förbränning.
- Se över allokering och beräkningsmetod för CO<sub>2</sub> för SSAB i syfte att göra nuvarande internationell rapportering mer transparent.

# Inledning

I projektet har internationellt rapporterade emissioner till luft på anläggningsnivå jämförts med motsvarande uppgifter som verksamhetsutövarna redovisar i sina miljörapporter. Anläggningsspecifika jämförelser har gjorts för anläggningar inom raffinaderi-, cement-, järn och stål-, metall- och skogsindustrin. Till EU Monitoring Mechanism, EU NEC Directive, UNFCCC och CLRTAP rapporteras emissionerna för dessa branscher i olika CRF/NFR koder. De parametrar som har studerats i projektet är CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub>, CO, NMVOC, SO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, TSP, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2.5</sub>, Pb, Cd, Hg, dioxin, PAH, As, Cr, Cu, Ni, Zn. Rapporterade utsläpp för aktuella CRF/NFR koder har sammanställts i en excelfil tillsammans med miljörapportsdata avseende totalemissioner per anläggning och ämne för åren 2001 och 2003-2006. Data från de båda källorna har jämförts, varvid aktuell differens har beräknats för respektive anläggning. I de fall data från de båda källorna ej överensstämmer har de nationella emissionsfaktorerna avseende förbränning jämförts med "Default-EF" från IPCC 2006<sup>2</sup> respektive "draft EMEP/CORINAIR guidebook" (ej officiell status). Revideringar föreslagna i föreliggande dokument kan ej göras förrän "First order draft EMEP/CORINAIR guidebook" uppnått officiell status. I de kapitel som följer görs en branschvis genomgång avseende de uppgifter som studien innehåller.

---

<sup>2</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

# Raffinaderier

Följande anläggningar omfattas av studien: Nynäs i Nynäshamn, Nynäs, Shell och Preem raffinaderi i Göteborg, samt Preem raffinaderi i Lysekil.

Utsläpp av NO<sub>x</sub> och SO<sub>x</sub> från raffinaderier utreddes inom projektet "Riktad kvalitetskontrollstudie av NO<sub>x</sub>- och SO<sub>2</sub>-utsläpp från industrin i Sveriges internationella rapportering", varför dessa ämnen ej ingår i jämförelsestudien nedan.

I Tabell 1 redovisas uppgifter från miljörapporterna (MR) för respektive anläggning för år 2006 avseende utsläpp av CO<sub>2</sub>, total energiförbrukning och råoljegenomströmning, i syfte att ge en bild av vilka nivåer i utsläpp, energimängd och produktion branschen står för. Utsläppen av CO<sub>2</sub> från dessa anläggningar enligt miljörapporterna står för 5,7 % av de svenska totala utsläppen av CO<sub>2</sub> (exklusive LULUCF) som rapporteras till UNFCCC avseende år 2006 .

**Tabell 1. Uppgifter ur miljörapporter för år 2006**

Anläggning	År	CO <sub>2</sub> (Gg)	Energi* (TJ)	Råolja* (Gg)	CO <sub>2</sub> /energi (Gg/TJ)	CO <sub>2</sub> / råolja*
Nynäs Nynäshamn	2006	136	727	969	0,19	0,14
Nynäs Göteborg	2006	29	375	424	0,08	0,07
Shell raffinaderi	2006	524	8593	3929	0,06	0,13
Preem Göteborg	2006	543	9287	5454	0,06	0,10
Preem Lysekil	2006	1704	23423	9650	0,07	0,18
<b>Nationellt totalutsläpp**</b>	<b>2006</b>	<b>51 515</b>				

\*) Råoljegenomströmning

\*\*\*) Nationellt total utsläppet av CO<sub>2</sub> (exklusive LULUCF) som rapporteras till UNFCCC.

Utsläpp från raffinaderier redovisas under CRF/NFR 1A1b (fuel combustion, energy industries, petroleum refining), 1B2a iv (fugitive emissions from fuels, oil, refining and storage) och 1B2c (fugitive emissions from fuels, venting and flaring). Utsläpp rapporterade under CRF/NFR 1A1b och 1B2c beräknas med utnyttjande av aktivitetsdata (bränsleförbrukning) från EU:s utsläppshandelssystem (ETS) och SCB:s energistatistik samt nationella värmevärden och emissionsfaktorer. Utsläpp rapporterade under 1B2a iv baseras på uppgifter ur företagets miljörapporter.

Raffinaderiernas bränsemix domineras helt av raffinaderigas, vilken kompletteras med brännolja, petroleumkoks, naturgas och eldningsolja. I Tabell 2 redovisas den procentuella energiförbrukningen per bränsleslag för åren 2001-2006.

**Tabell 2. Procentuell energiförbrukning för raffinaderier för åren 2001-2006.**

År	Eldningsolja	Naturgas	Petroleumkoks	Brännolja	Raffinaderigas
2001	0%	3%	6%	8%	82%
2002	2%	3%	5%	6%	84%
2003	3%	2%	6%	9%	80%
2004	4%	4%	6%	8%	78%
2005	1%	3%	6%	7%	83%
2006	1%	3%	5%	6%	85%

## Resultat

I Tabell 3 och Tabell 4 redovisas kvoten för vad som rapporteras internationellt (IR) jämfört med vad företagen redovisar i sina miljörapporter (MR) för åren 2003-2006 för samtliga parametrar som ingår i studien.

**Tabell 3. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för gaser samt partiklar uttryckt som procent.**

Anläggning	Källa	År	Energi %	CO2 %	CH4 %	N2O %	CO %	NMVOC %	NH3 %	TSP %	PM10 %	PM2,5 %
Nynäs Nynäshamn	IR/MR	2003	103%	55%	*	*	*	101%	*	92%	*	*
Nynäs Nynäshamn	IR/MR	2004	102%	*	*	*	*	101%	*	95%	*	*
Nynäs Nynäshamn	IR/MR	2005	105%	43%	*	*	*	101%	*	102%	*	*
Nynäs Nynäshamn	IR/MR	2006	108%	43%	*	*	*	101%	*	98%	*	*
Nynäs Göteborg	IR/MR	2003	105%	98%	*	*	*	100%	*	103%	*	*
Nynäs Göteborg	IR/MR	2004	*	*	*	*	*	100%	*	*	*	*
Nynäs Göteborg	IR/MR	2005	102%	99%	*	*	*	100%	*	112%	*	*
Nynäs Göteborg	IR/MR	2006	103%	100%	*	*	*	102%	*	116%	*	*
Shell raffinaderi	IR/MR	2003	101%	98%	317%	3788%	*	225%	997%	608%	*	*
Shell raffinaderi	IR/MR	2004	101%	98%	349%	4110%	*	84%	782%	775%	775%	*
Shell raffinaderi	IR/MR	2005	102%	98%	314%	6024%	*	105%	2484%	*	1045%	*
Shell raffinaderi	IR/MR	2006	102%	100%	265%	5987%	*	105%	2496%	*	953%	*
Preem Göteborg	IR/MR	2003	130%	141%	61%	136%	*	118%	2365%	10844%	*	*
Preem Göteborg	IR/MR	2004	115%	121%	73%	124%	*	118%	1606%	8305%	*	*
Preem Göteborg	IR/MR	2005	86%	89%	63%	135%	*	101%	1266%	7395%	*	*
Preem Göteborg	IR/MR	2006	100%	103%	68%	158%	*	101%	876%	9236%	*	*
Preem Lysekil	IR/MR	2003	101%	114%	188%	340%	211%	101%	2054%	599%	2716%	*
Preem Lysekil	IR/MR	2004	102%	111%	185%	474%	303%	101%	50021%	502%	1445%	*
Preem Lysekil	IR/MR	2005	107%	109%	177%	1610%	262%	68%	9647%	555%	2423%	*
Preem Lysekil	IR/MR	2006	87%	77%	159%	1591%	225%	103%	57000%	519%	2266%	*

\*Uppgift saknas i MR

**Tabell 4. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för metaller, dioxin och PAH1-4 uttryckt som procent.**

Anläggning	Källa	År	Pb %	Cd %	Hg %	DIOX %	PAH Total 1-4 %	As %	Cr %	Cu %	Ni %	Zn %
Nynäs Nynäshamn	IR/MR	2003	*	2%	*	*	*	*	*	*	958%	*
Nynäs Nynäshamn	IR/MR	2004	*	2%	*	*	*	*	*	*	951%	*
Nynäs Nynäshamn	IR/MR	2005	*	1%	*	*	*	*	*	*	888%	*
Nynäs Nynäshamn	IR/MR	2006	*	2%	*	*	*	*	*	*	984%	*
Nynäs Göteborg	IR/MR	2003	29972%	163%	240%	*	*	490%	2797%	9991%	62%	615%
Nynäs Göteborg	IR/MR	2004	*	*	*	*	*	*	*	*	61%	*
Nynäs Göteborg	IR/MR	2005	30280%	*	242%	*	*	484%	2826%	10093%	60%	602%
Nynäs Göteborg	IR/MR	2006	30792%	164%	246%	*	*	493%	2874%	10264%	61%	605%
Shell raffinaderi	IR/MR	2003	12%	5%	22%	*	*	1%	13%	374%	30%	179%
Shell raffinaderi	IR/MR	2004	15%	4%	19%	*	*	1%	9%	64%	26%	154%
Shell raffinaderi	IR/MR	2005	23%	0%	5%	*	*	1%	6%	43%	29%	68%
Shell raffinaderi	IR/MR	2006	26%	0%	6%	*	*	1%	6%	43%	24%	104%
Preem Göteborg	IR/MR	2003	25%	10%	22%	*	*	22%	51%	92%	153%	98%
Preem Göteborg	IR/MR	2004	25%	11%	43%	*	*	20%	61%	108%	105%	104%
Preem Göteborg	IR/MR	2005	25%	14%	20%	*	*	20%	48%	114%	165%	102%
Preem Göteborg	IR/MR	2006	24%	13%	19%	*	*	19%	44%	106%	104%	95%
Preem Lysekil	IR/MR	2003	*	1371125%	6940909%	46053%	*	25224%	5853%	5155%	12525%	4232%
Preem Lysekil	IR/MR	2004	*	1377516%	7027473%	89689%	*	15261%	3948%	3245%	8564%	2697%
Preem Lysekil	IR/MR	2005	*	1373633%	6477691%	71466%	*	14671%	3661%	3151%	11608%	3046%
Preem Lysekil	IR/MR	2006	*	1248662%	6220776%	206260%	*	13678%	724%	4668%	6965%	969%

\*Uppgift saknas i MR

### **Energiförbrukning**

Av Tabell 3 framgår att uppgifterna avseende energiförbrukning i stort sett stämmer väl överens med vad anläggningarna redovisar i sina miljörapporter med undantag för ett par år för Preem Lysekil och Preem Göteborg.

### **CO<sub>2</sub>**

Av Tabell 3 framgår att CO<sub>2</sub> emissioner från Nynäs Nynäshamn rapporteras internationellt ungefär hälften av den mängd koldioxid som företaget redovisar i sina miljörapporter. Av Tabell 3 framgår även att CO<sub>2</sub> emissioner från Preem Lysekil stämmer sämre överens för år 2006 än för föregående år. För övriga anläggningar kan konstateras att de utsläpp som rapporteras internationellt i stort stämmer väl överens med de uppgifter som anläggningarna redovisar i sina miljörapporter.

### **CH<sub>4</sub>**

Endast tre av företagen redovisar utsläpp av metan i sina miljörapporter (se Tabell 3). Dessutom avser uppgifterna i miljörapporterna endast diffusa emissioner av CH<sub>4</sub> (dvs. förbränningsrelaterade emissioner rapporteras ej). Jämförelser mot de utsläpp som rapporteras internationellt blir därmed missvisande.

### **N<sub>2</sub>O**

Endast tre av företagen redovisar lustgas i sina miljörapporter (se Tabell 3). Jämförelser mellan de utsläpp som redovisas i miljörapporter och de utsläpp som rapporteras internationellt visar på stora avvikelser.

### **CO**

Av Tabell 3 framgår att endast ett företag (Preem Lysekil) redovisar utsläpp av CO i sin miljörapport. I tabellen kan utläsas att CO överrapporteras internationellt i förhållande till miljörapportsdata för anläggningen. För övriga anläggningar är inte en jämförelse möjlig eftersom uppgift om CO saknas i miljörapporterna.

### **NMVOC**

Samtliga företag redovisar utsläpp av NMVOC i sina miljörapporter (se Tabell 3). Jämförelser mellan uppgifter ur miljörapporter och de utsläpp som rapporteras internationellt visar på god överensstämmelse, varför inga behov av justeringar föreligger i dagsläget.

### **NH<sub>3</sub>**

Av Tabell 3 framgår att endast tre av företagen redovisar utsläpp av NH<sub>3</sub> i sina miljörapporter. Jämförelser mellan de utsläpp som redovisas i miljörapporter och de utsläpp som rapporteras internationellt visar på mycket stora avvikelser.

### **TSP, PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub>**

Företagen redovisar i varierande grad utsläpp av TSP och PM<sub>10</sub> i sina miljörapporter (se Tabell 3). Inget av företagen redovisar PM<sub>2,5</sub>. Det kan konstateras att överensstämmelsen är bättre för de båda mindre anläggningarna (Nynäs Nynäshamn



och Nynäs Göteborg) medan överensstämmelsen är sämre för de större anläggningarna (Shell och Preem i Göteborg samt Preem i Lysekil). Jämförelser för dessa anläggningar mellan de utsläpp som redovisas i miljörapporter och de utsläpp som rapporteras internationellt visar på mycket stora avvikelser.

### **Metaller, dioxin, PAH**

Anläggningarna redovisar i varierande grad utsläpp av metaller, dioxin och PAH i sina miljörapporter (se Tabell 4). Jämförelser mellan de utsläpp som redovisas i miljörapporter och de utsläpp som rapporteras internationellt visar på mycket stora avvikelser. Avvikelsen är särskilt stor för Preem Lysekil avseende metaller. Generellt kan sägas att för Preem Lysekil och Nynäs Göteborg överskattas utsläppen internationellt i förhållande till de utsläpp som företagen redovisar i sina miljörapporter. För Preem raffinaderi Göteborg, Shell raffinaderi och Nynäs Nynäshamn råder det motsatta förhållandet.

## **Diskussion**

### **Energiförbrukning**

Uppgifter om energiförbrukning för fyra raffinaderier (Nynäs i Nynäshamn, samt Nynäs, Shell och Preem i Göteborg) baseras sedan år 2005 på bränsleförbrukningsuppgifter från EU:s utsläppshandelssystem (ETS) och antas därmed vara av god kvalitet. För dessa anläggningar stämmer den energiförbrukning som rapporteras internationellt i stort sett väl överens med de uppgifter som raffinaderierna redovisar i sina miljörapporter, varför inga behov av justeringar föreligger i dagsläget.

För det femte raffinaderiet (Preem Lysekil) används uppgifter från SCB:s energistatistik då dessa uppgifter vid tidigare jämförelse mot handelsdata ansetts hålla tillräckligt hög kvalitet utan korrigering. Vid jämförelse av uppgifter om energiförbrukning för Preem Lysekil från SCB:s energistatistik och miljörapporterna kan det konstateras att uppgifterna från de båda källorna stämmer bra överens för åren 2003 till 2005, men för 2006 är överensstämmelsen sämre. Om man jämför miljörapportsdata för år 2005 och 2006 med data från handelssystemet är överensstämmelsen bättre än och man jämför med data från energistatistiken. Eftersom överensstämmelsen mellan data avseende bränsleförbrukning mellan miljörapporter och handelsdata är god föreslås att man byter till handelsdata som statistikkälla avseende bränsleförbrukning även för Preem i Lysekil från och med år 2005.

### **CO<sub>2</sub>**

Internationellt rapporteras endast CO<sub>2</sub> från förbränning och utsläppen beräknas utifrån energiförbrukning och nationella emissionsfaktorer.

Av Tabell 3 framgår att för Nynäs Nynäshamn rapporteras internationellt ungefär hälften av den mängd koldioxid som företaget redovisar i sina miljörapporter. En kontrollräkning av CO<sub>2</sub>-utsläppen för Nynäs Nynäshamn baserad på företagets

uppgift om bränsleförbrukning från miljörapporten avseende år 2006 ihop med de nationella emissionsfaktorerna som används i den internationella rapporteringen resulterar i en god överensstämmelse med de emissioner som rapporteras internationellt för anläggningen. Då de nationella emissionsfaktorerna för CO<sub>2</sub> anses vara av god kvalitet med låg osäkerhet finns anledning att misstänka att de CO<sub>2</sub>-utsläpp företaget redovisar i sina miljörapporter är missvisande. Därför krävs i dagsläget inget åtgärd för anläggningen, men företaget bör kontaktas för att kontrollera orsaken till att de rapporterar så pass höga utsläpp av CO<sub>2</sub>.

En ändring av statistikälla för energiförbrukning till ETS-data istället för SBC:s energistatistik för Preem i Lysekil för år 2005 och 2006 innebär en bättre överensstämmelse i de data som rapporteras internationellt och de uppgifter som företaget redovisar i sina miljörapporter avseende CO<sub>2</sub>.

För övriga anläggningar stämmer de uppgifter avseende CO<sub>2</sub> som rapporteras internationellt i stort sett väl överens med de uppgifter som raffinaderierna redovisar i sina miljörapporter, varför inga behov av justeringar föreligger i dagsläget.

#### CH<sub>4</sub>

Endast diffusa emissioner av CH<sub>4</sub> redovisas i företagens miljörapporter. Därför har de nationella emissionsfaktorerna jämförts med "Default-EF" från IPCC 2006<sup>3</sup> för de bränslen för vilka "Default-EF" finns tillgängliga (se Tabell 5) i syfte att kontrollera rimligheten i förbränningsutsläppen. Jämförelsen visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna ligger i nivå med IPCC 2006 "Default-EF", varför inga behov av justeringar föreligger i dagsläget.

**Tabell 5. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC "Default-EF" per bränsleslag**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	IPCC Default-EF kg /GJ	IPCC EF intervall kg /GJ	Nationell EF inom IPCC intervall
Raffinaderigas	0,001	0,001	0,0003-0,003	Ja
Brännolja	0,002	0,003	0,001-0,01	Ja
Petroleumkoks	0,002	0,003	0,001-0,01	Ja

#### N<sub>2</sub>O

För att kontrollera rimligheten i de energirelaterade utsläppen har de nationella emissionsfaktorerna jämförts med aktuella "Default-EF" från IPCC 2006<sup>3</sup> för de bränslen för vilka "Default-EF" finns tillgängliga. Jämförelsen visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna ligger avsevärt högre än IPCC "Default-EF" (se Tabell 6).

<sup>3</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

**Tabell 6. Jämförelse Nationella EF och IPCC "Default-EF" per bränsleslag**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	IPCC Default-EF kg /GJ	IPCC EF intervall kg /GJ	Nationell EF inom IPCC intervall
Raffinaderigas	0,002	0,0001	0,00003- 0,0003	Nej
Brännolja	0,005	0,0006	0,0002-0,002	Nej
Petroleumkoks	0,02	0,0006	0,0002-0,002	Nej

En omräkning av förbränningsutsläppen, där nationella EF ersätts med IPCC "Default-EF"<sup>4</sup>, ger avsevärt minskade skillnader mellan internationellt rapporterade data och de utsläpp som redovisas i miljörapporter (se Tabell 7).

**Tabell 7. Kvoten internationell rapportering (IR)/ miljörapportsdata (MR) med Nationella EF respektive IPCC "Default EF" avseende N<sub>2</sub>O uttryckt som procent.**

Anläggning	År	Skillnad IR/MR Nationella EF	Skillnad IR/MR "Default EF"
Shell raffinaderi	2003	3788%	242%
Shell raffinaderi	2004	4110%	251%
Shell raffinaderi	2005	6024%	325%
Shell raffinaderi	2006	5987%	313%
Preem Göteborg	2003	136%	22%
Preem Göteborg	2004	124%	24%
Preem Göteborg	2005	135%	28%
Preem Göteborg	2006	158%	27%
Preem Lysekil	2003	340%	22%
Preem Lysekil	2004	474%	35%
Preem Lysekil	2005	1610%	81%
Preem Lysekil	2006	1591%	81%

I det pågående projektet "Uppdatering av klimatrelaterade emissionsfaktorer" som IVL utför på uppdrag av STEM föreslås en revidering av emissionsfaktorerna för N<sub>2</sub>O avseende raffinaderigas, brännolja och petroleumkoks i enlighet med de IPCC "Default-EF" som anges i Tabell 6. Utifrån ovan förda diskussion föreslås att IPCC "Default-EF" ersätter nuvarande nationella emissionsfaktorer för bränsleslagen raffinaderigas, brännolja och petroleumkoks.

<sup>4</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

## CO

I internationellt rapporterade data ingår utsläpp från förbränning samt utsläpp från den katalytiska krackern vid Preem i Lysekil. Utsläppen som rapporteras från den katalytiska krackern är försumbara i förhållande till de emissioner som härrör från förbränning.

För att kontrollera rimligheten i förbränningsutsläppen har de nationella emissionsfaktorerna jämförts med "Default-EF" från "First order draft EMEP/CORINAIR guidebook" för de bränslen för vilka "Default-EF" finns tillgängliga. Jämförelsen visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna ligger inom intervallet för EMEP/CORINAIR "Default-EF" (se Tabell 8). Eftersom de nationella emissionsfaktorerna ligger inom intervallet och underlagsmaterialet i anläggningarnas miljörapporter är för bristfälligt för att kunna utveckla en branschspecifik emissionsfaktor, föreslås att nuvarande emissionsfaktorer även används i framtiden.

**Tabell 8. Jämförelse för CO avseende Nationella EF respektive EMEP/CORINAIR "Default" EF per bränsleslag**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	CORINAIR Default-EF kg /GJ	CORINAIR EF intervall kg /GJ	Nationell EF inom CORINAIR intervall
Raffinaderigas	0,01	0,075	0,01-0,28	Ja
Brännolja	0,015	0,03	0,01-0,35	Ja

## NMVOG

De utsläpp som rapporteras internationellt avser till övervägande del diffusa emissioner. Bidraget av NMVOG från beräknade förbränningsutsläpp är små i förhållande till de diffusa utsläppen. Jämförelsen mellan uppgifter ur miljörapporter och de utsläpp som rapporteras internationellt visar på mycket god överensstämmelse, varför inga behov av justeringar föreligger i dagsläget.

## NH<sub>3</sub>

De utsläpp som rapporteras internationellt härrör uteslutande från förbränning. Raffinaderiernas utsläpp av NH<sub>3</sub> utgör sammanlagt ca 0,15 % av de nationella utsläppen. "First order draft EMEP/CORINAIR guidebook" saknar emissionsfaktorer för NH<sub>3</sub>, varför inga kontroller av rimligheten i de gällande nationella emissionsfaktorerna har kunnat göras. Nuvarande nationella emissionsfaktorer togs fram av Naturvårdsverket 1995 och dokumentation saknas. Det föreslås att samtliga nationella emissionsfaktorer för NH<sub>3</sub> ses över i ett separat projekt alternativt avvakta tills "EMEP/CORINAIR guidebook" uppdateras avseende emissionsfaktorer för NH<sub>3</sub>.

## TSP, PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub>

De partikelutsläpp som rapporteras internationellt uppstår i stort sett uteslutande vid förbränning. En liten mängd partiklar från ett företag (Preem Lysekil) redovisas

som processrelaterade (katalytisk kracker), men dessa är försumbara i förhållande till förbränningsemissionerna.

För att kontrollera rimligheten i förbränningsutsläppen har de nationella emissionsfaktorerna jämförts med ”Default-EF” från ”First order draft EMEP/CORINAIR guidebook” för de bränslen för vilka ”Default-EF” finns tillgängliga (se Tabell 9). Jämförelsen visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna ligger inom intervallet för EMEP/CORINAIR ”Default-EF”, men förhållandevis högt inom intervallet i vissa fall.

**Tabell 9. Jämförelse Nationella EF respektive ”Default-EF” från ”First order draft EMEP/CORINAIR” per bränsleslag**

Ämne	Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	CORINAIR Default-EF kg/GJ	CORINAIR EF intervall kg/GJ	Nationell EF inom CORINAIR intervall
TSP	Brännolja	0,01	0,03	0,003 - 0,3	Ja
	Raffinaderigas	0,035	0,005	0,0005 - 0,05	Ja
PM <sub>10</sub>	Brännolja	0,01	0,01	0,001 - 0,1	Ja
	Raffinaderigas	0,035	0,005	0,0005 - 0,05	Ja
PM <sub>2.5</sub>	Brännolja	0,0083	0,005	0,0005 - 0,05	Ja
	Raffinaderigas	0,035	0,005	0,0005 - 0,05	Ja

För att kontrollera om ”Default-EF” från ”First order draft EMEP/CORINAIR guidebook” ger bättre överstämmelse mellan data enligt miljörapporter och internationellt rapporterade data har en beräkning av förbränningsutsläppen utförts, där nationella EF ersätts med ”Default-EF” från ”First order draft EMEP/CORINAIR guidebook”. Resultatet visar att EMEP/CORINAIR:s defaultfaktorer ger fortsatt stora skillnader mot miljörapportsdata, men att skillnaderna minskar avsevärt (se Tabell 10). Utsläppens beroende av reningsutrustning gör det svårt att finna en generell emissionsfaktor som passar på anläggningsnivå.

**Tabell 10. Kvoten internationell rapportering (IR) /MR med Nationella EF respektive Default EF från "First order draft EMEP/CORINAIR guidelines" avseende TSP uttryckt som procent.**

Anläggning	År	Skillnad IR/MR Nationella EF	Skillnad IR/MR Default EF
Nynäs Nynäshamn	2003	92%	69%
Nynäs Nynäshamn	2004	95%	71%
Nynäs Nynäshamn	2005	102%	69%
Nynäs Nynäshamn	2006	98%	73%
Nynäs Göteborg	2003	103%	90%
Nynäs Göteborg	2005	112%	100%
Nynäs Göteborg	2006	116%	102%
Shell raffinaderi	2003	608%	101%
Shell raffinaderi	2004	775%	124%
Preem Göteborg	2003	10844%	1763%
Preem Göteborg	2004	8305%	1391%
Preem Göteborg	2005	7395%	1249%
Preem Göteborg	2006	9236%	1511%
Preem Lysekil	2003	599%	117%
Preem Lysekil	2004	502%	111%
Preem Lysekil	2005	555%	117%
Preem Lysekil	2006	519%	108%

Vi föreslår att man inväntar att "First order draft CORINAIR guidebook" uppnår officiell status och att man därefter ersätter de nationella emissionsfaktorerna med "Default-EF" för TSP, PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> för bränsleslagen raffinaderigas och brännolja.

### **Metaller, Dioxin, PAH**

För metaller, dioxin och PAH rapporteras endast utsläpp från förbränning internationellt för Sverige. Utsläppen beräknas med utnyttjande av nationella emissionsfaktorer för eldningsolja, brännolja och petroleumkoks. För övriga bränslen saknas nationella emissionsfaktorer och därmed beräknas inga utsläpp för dessa bränslen.

Den jämförelse som redovisas i Tabell 4 är mycket osäker på grund av stor osäkerhet i emissionsfaktorer och ibland även missvisande, eftersom verksamhetsutövarna i sina miljörapporter redovisar "mindre än"-värden.

För att kontrollera rimligheten i förbränningsutsläppen har de nationella emissionsfaktorerna jämförts med "Default-EF" från "First order draft EMEP/CORINAIR

guidebook” för de bränslen för vilka defaultfaktorer finns tillgängliga (se Tabell 11). ”First order draft EMEP/CORINAIR guidebook” redovisar endast defaultfaktorer för brännolja och raffinaderigas, däremot saknas ”Default-EF” för dioxin för brännolja och raffinaderigas. Jämförelsen visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorer för brännolja ligger inom intervallet för ”first order draft CORINAIR guidebook” ”Default-EF”, med undantag för krom där den nationella emissionsfaktorn ligger under det lägsta värdet i intervallet. Av Tabell 4 framgår att Cr både överrapporteras och underrapporteras internationellt i förhållande till vad anläggningarna redovisar i sina miljörapporter. Vi föreslår därför att nuvarande nationell emissionsfaktor för brännolja även används i framtiden tills bättre underlagsdata finns tillgängligt. Riktlinjerna innehåller däremot, som nämnts, även defaultfaktorer för raffinaderigas för samtliga metaller och PAH. Idag saknas nationella emissionsfaktorer för dessa ämnesgrupper för raffinaderigas, vilket innebär att inga utsläpp från raffinaderigas rapporteras internationellt för Sverige.

Tabell 11 Jämförelse Nationella respektive EMEP/CORINAIR Default EF per bränsleslag

Ämne	Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	CORINAIR Default EF kg/GJ	CORINAIR EF intervall kg/GJ	Nationell EF inom CORINAIR intervall
Pb	Brännolja	0.000015	0.000005	0.000001-0.00002	Ja
	Raffinaderigas	*	0.0000018	0.00000018-0.000018	-
Cd	Brännolja	0.0000004	0.000001	0-0.00001	Ja
	Raffinaderigas	*	0.0000001	0.00000001-0.0000007	-
Hg	Brännolja	0.00000006	**	**	-
	Raffinaderigas	*	0.0000001	0.00000001-0.000001	-
Dioxin	Brännolja	*	**	**	-
	Raffinaderigas	*	**	**	-
PAH-4	Brännolja	0.25***	0.004***	0.001-0.02***	Nej
	Raffinaderigas	*	0.000956***	0.00607-0.00416***	-
As	Brännolja	0.0000012	0.000004	0.000001-0.00002	Ja
	Raffinaderigas	*	0.0000001	0.00000003-0.000003	-
Cr	Brännolja	0.0000007	0.00001	0.000003-0.00007	Nej
	Raffinaderigas	*	0.0000002	0.00000005-0.0000027	-
Cu	Brännolja	0.000005	0.00001	0.000002-0.00006	Ja
	Raffinaderigas	*	0.0000022	0.00000022-0.000022	-
Ni	Brännolja	0.00024	0.001	0.0002-0.005	Ja
	Raffinaderigas	*	0.0000036	0.00000036-0.000036	-
Zn	Brännolja	0.000012	0.00005	0.00001-0.00025	Ja
	Raffinaderigas	*	0.0000255	0.00000255-0.000255	-

\* Nationell EF saknas

\*\* CORINAIR Default-EF saknas

\*\*\* Enhet mg/GJ

För att undersöka om jämförbarheten mot de uppgifter som finns i miljörapporter förbättras om utsläpp från raffinaderigas inkluderas i beräkningarna har en testberäkning av förbränningsutsläppen utförts, där utsläpp från raffinaderigas beräknats med utnyttjande av ”Default-EF” från ”First order draft EMEP/CORINAIR guide-book”. Resultatet visar på fortsatt mycket stora skillnader mot miljörapportsdata (se Tabell 12).



Tabell 12. Kvoten internationell rapportering (IR) /MR med Nationella EF respektive Default EF från "First order draft EMEP/CORINAIR guidelines" för raffinaderi-gas avseende metaller uttryckt som procent.

Anläggning	År	MR/IR	MR/IR	MR/IR	MR/IR	MR/IR	MR/IR	MR/IR	MR/IR	MR/IR	MR/IR	MR/IR	MR/IR	MR/IR	MR/IR	MR/IR	MR/IR
		Pb (%)	Pb (%)	Cd (%)	Cd (%)	Hg (%)	Hg (%)	As (%)	As (%)	Cr (%)	Cr (%)	Cu (%)	Cu (%)	Ni (%)	Ni (%)	Zn (%)	Zn (%)
Nynäs, Nynäs	2003	*	*	2	2	*	*	*	*	*	*	*	*	958	959	*	*
Nynäs, Nynäs	2004	*	*	2	2	*	*	*	*	*	*	*	*	951	953	*	*
Nynäs, Nynäs	2005	*	*	1	2	*	*	*	*	*	*	*	*	888	890	*	*
Nynäs, Nynäs	2006	*	*	2	2	*	*	*	*	*	*	*	*	984	986	*	*
Nynäs Gbg	2003	29972	30152	163	166	240	260	490	492	2797	2837	9991	10211	62	62	615	680
Nynäs Gbg	2004	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	61	61	*	*
Nynäs Gbg	2005	30280	30424	*	163	242	258	484	486	2826	2858	10093	10269	60	60	602	653
Nynäs Gbg	2006	30792	30964	164	166	246	266	493	495	2874	2912	10264	10475	61	61	605	665
Shell	2003	12	26	5	18	22	402	1	2	13	51	374	2046	30	34	179	4056
Shell	2004	15	39	4	19	19	453	1	2	9	44	64	446	26	32	154	4575
Shell	2005	23	164	0	6	5	435	1	5	6	92	43	989	29	51	68	7380
Shell	2006	26	249	0	3	6	729	1	7	6	130	43	1407	24	50	104	15907
Preem, Gbg	2003	25	62	10	40	22	476	22	45	51	233	92	591	153	182	98	2671
Preem, Gbg	2004	25	54	11	39	43	754	20	36	61	231	108	577	105	121	104	2278
Preem, Gbg	2005	25	53	14	45	20	338	20	36	48	175	114	579	165	188	102	2127
Preem, Gbg	2006	24	59	13	50	19	392	19	38	44	194	106	654	104	122	95	2476
Preem, Lysekil	2003	*	*	1371125	2912507	6940909	8482292	25224	30362	5853	6623	5155	11937	12525	17149	4232	60382
Preem, Lysekil	2004	*	*	1377516	2796373	7027473	8446331	15261	18099	3948	4421	3245	7147	8564	11569	2697	35589
Preem, Lysekil	2005	*	*	1373633	3035332	6477691	8139391	14671	17995	3661	4215	3151	7721	11608	15127	3046	45419
Preem, Lysekil	2006	*	*	1248662	2991183	6220776	7963297	13678	17163	724	845	4668	12335	6965	9952	969	16838

MR miljörapportsdata

IR internationellrapportering

Raffg "Default-EF" avseende raffinaderigas från "First order draft EMEP/CORINAIR guidebook"

Av Tabell 12 framgår att utsläppen kommer att höjas för metaller och PAH om man använder "Default-EF" från "First order draft EMEP/CORINAIR guidebook" för raffinaderigas. För Preem Göteborg, Shell och Nynäs Nynäshamn innebär en ökning av metallemissionerna bättre överensstämmelse med miljörapportsdata. För Preem Lysekil och Nynäs Göteborg blir dock överensstämmelsen med miljörapportsdata sämre om metallemissionerna ökar.

Mot bakgrund av den stora osäkerheten emissionsfaktorer och jämförelsedata får, trots de stora skillnaderna, en vidare undersökning eller justering av beräkningar får bedömas som överflödigt i dagsläget. En förbättring av emissionsberäkningarna för metaller, dioxin och PAH kan först göras när mer tillförlitliga emissionsfaktorer alternativt bättre underlag än miljörapporterna finns tillgängliga. Kvaliteten i redovisade miljörapportsdata är varierande och osäkerheten i "Default-EF" från "First order draft EMEP/CORINAIR guidebook" är mycket hög. Därför bör man följa utvecklingen i framtiden och genomföra en översyn när mer tillförlitliga uppgifter finns tillgängliga.

## Rekommendationer

- Vid beräkning av förbränningsemissionerna bör ETS-data användas som källa för energiförbrukning, även för Preem Lysekil från och med år 2005.
- Emissionsfaktorerna för N<sub>2</sub>O för brännolja, raffinaderigas och petroleumkoks uppdateras i enlighet med IPCC 2006<sup>5</sup>.
- Samtliga nationella emissionsfaktorer för NH<sub>3</sub> ses över i ett separat projekt alternativt avvakta tills "First order draft EMEP/CORINAIR guidebook" uppdateras avseende emissionsfaktorer för NH<sub>3</sub>.
- EMEP/CORINAIR "Default-EF" ersätter nuvarande nationella emissionsfaktorer för TSP, PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> för bränsleslagen raffinaderigas och brännolja efter att "Default-EF" i "First order draft EMEP/CORINAIR guidebook" uppnår officiell status.
- Avvakta framtida utveckling avseende emissionsfaktorer för metaller, PAH och dioxin.

---

<sup>5</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

# Cementindustrin

Följande anläggningar omfattas av studien: Cementa Slite, Cementa Degerhamn och Cementa Skövde.

I studien ingår även, utöver jämförelsestudien, att implementera de förbättringsförslag som togs fram avseende utsläpp av NO<sub>x</sub> och SO<sub>x</sub> från cementindustrin inom projektet "Riktad kvalitetskontrollstudie av NO<sub>x</sub>- och SO<sub>2</sub>-utsläpp från industrin i Sveriges internationella rapportering". I det projektet konstaterades att utsläpp av NO<sub>x</sub> rapporterade i CRF/NFR 1A2f för Cementa i Slite, Degerhamn och Skövde bör revideras för hela tidsserien 1990-2006. Inom i samma projekt konstaterades att utsläpp avseende SO<sub>x</sub> rapporteras att data rapporteras korrekt internationellt och att det inte föreligger någon dubbelrapportering.

I Tabell 13 redovisas uppgifter från miljörapporterna för Cementas anläggningar i Slite, Degerhamn och Skövde för år 2006 avseende utsläpp av CO<sub>2</sub> och produktionsmängder, i syfte att ge en bild av vilka nivåer i utsläpp och produktion det handlar om. Utsläppen av CO<sub>2</sub> för de tre anläggningarna tillsammans enligt miljörapporterna står för 4,6 % av det svenska totala utsläppet av CO<sub>2</sub> (exklusive LULUCF) som rapporteras till UNFCCC för år 2006.

**Tabell 13. Uppgifter ur miljörapporter för år 2006**

Anläggning	År	CO <sub>2</sub> (Gg)	Energi* (TJ)	Klinker (Gg)	CO <sub>2</sub> /klinker (Gg/Gg)
Cementa Slite	2006	1726	-	1978	0,87
Cementa Degerhamn	2006	252	-	261	0,97
Cementa Skövde	2006	372	-	421	0,88
<b>Nationellt totalutsläpp**</b>	<b>2006</b>	<b>51 515</b>			

\*) Uppgift avseende energiinnehåll i förbrukad mängd bränsle saknas i företagens miljörapporter.

\*\*\*) Nationellt total utsläppet av CO<sub>2</sub> (exklusive LULUCF) som rapporteras till UNFCCC.

Utsläpp från cementindustrin rapporteras under CRF/NFR-kod 1A2f (fuel combustion/ manufacturing industry/other) samt 2A1 (mineral products/ cement production).

Utsläpp rapporterade under CRF/NFR 1A2f beräknas utifrån aktivitetsdata (bränsleförbrukning) från SCB:s energistatistik samt nationella värmevärden och emissionsfaktorer. Utsläpp rapporterade under 2A1 baseras på handelsdata (CO<sub>2</sub>) samt uppgifter ur företagens miljörapporter (övriga ämnen).

## Resultat

I Tabell 14 och Tabell 15 redovisas kvoten för vad som rapporteras internationellt (IR) jämfört med vad företagen redovisar i sina miljörapporter (MR) för åren 2003-2006 av samtliga utsläpp.

Tabell 14. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för gaser samt partiklar uttryckt som procent.

Anläggning	Källa	År	Energi %	CO <sub>2</sub> %	CH <sub>4</sub> %	N <sub>2</sub> O %	NO <sub>x</sub> %	CO %	NM VOC %	SO <sub>x</sub> %	NH <sub>3</sub> %	TSP %	PM <sub>10</sub> %	PM <sub>2.5</sub> %
Cementa Slite	IR/MR	2001	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Cementa Slite	IR/MR	2002	*	98%	*	*	160%	13%	*	101%	22%	193%	*	*
Cementa Slite	IR/MR	2003	*	99%	*	*	164%	12%	*	100%	18%	201%	*	*
Cementa Slite	IR/MR	2004	*	99%	*	*	159%	14%	*	100%	20%	199%	*	*
Cementa Slite	IR/MR	2005	*	102%	*	*	149%	11%	*	100%	132%	193%	*	*
Cementa Slite	IR/MR	2006	*	101%	*	*	127%	10%	*	100%	90%	208%	*	*
Cementa Degerhamn	IR/MR	2001	*	133%	*	*	25%	*	*	100%	*	220%	*	*
Cementa Degerhamn	IR/MR	2002	*	*	*	*	33%	*	*	100%	*	268%	*	*
Cementa Degerhamn	IR/MR	2003	*	*	*	*	42%	*	*	100%	*	165%	*	*
Cementa Degerhamn	IR/MR	2004	*	*	*	*	31%	*	*	100%	*	141%	*	*
Cementa Degerhamn	IR/MR	2005	*	95%	*	*	39%	*	*	100%	*	152%	*	*
Cementa Degerhamn	IR/MR	2006	*	93%	*	*	52%	*	*	100%	*	157%	*	*
Cementa Skövde	IR/MR	2001	*	*	*	*	133%	*	*	100%	*	159%	*	*
Cementa Skövde	IR/MR	2002	*	*	*	*	283%	*	*	100%	*	220%	*	*
Cementa Skövde	IR/MR	2003	*	104%	*	*	236%	*	*	100%	*	231%	*	*
Cementa Skövde	IR/MR	2004	*	104%	*	*	265%	58%	*	100%	*	207%	*	*
Cementa Skövde	IR/MR	2005	*	108%	*	*	262%	62%	*	100%	*	201%	*	*
Cementa Skövde	IR/MR	2006	*	100%	*	*	197%	37%	*	100%	*	508%	*	*

\*Uppgift saknas i MR

Tabell 15. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för metaller, dioxin och PAH1-4 uttryckt som procent.

Anläggning	Källa	År	Pb %	Cd %	Hg %	DIOX %	PAH Total 1-4 %	As %	Cr %	Cu %	Ni %	Zn %
Cementa Slite	IR/MR	2001	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Cementa Slite	IR/MR	2002	252%	52%	661%	759%	52%	31%	69%	53%	11%	14%
Cementa Slite	IR/MR	2003	207%	155%	408%	*	509%	44%	75%	54%	47%	26%
Cementa Slite	IR/MR	2004	161%	183%	478%	1855%	341%	3%	10%	71%	21%	17%
Cementa Slite	IR/MR	2005	242%	198%	840%	656%	4794%	3%	46%	68%	91%	10%
Cementa Slite	IR/MR	2006	196%	263%	1830%	540%	740%	180%	14%	57%	28%	27%
Cementa Degerhamn	IR/MR	2001	46%	21%	16%	*	*	61%	89%	51%	34%	*
Cementa Degerhamn	IR/MR	2002	78%	25%	36%	*	*		109%	105%	128%	*
Cementa Degerhamn	IR/MR	2003	144%	57%	48%	*	*	336%	84%	625%	179%	*
Cementa Degerhamn	IR/MR	2004	229%	137%	116%	961%	*	614%	207%	650%	3080%	*
Cementa Degerhamn	IR/MR	2005	441%	261%	103%	434%	*	427%	261%	315%	1463%	*
Cementa Degerhamn	IR/MR	2006	619%	102%	69%	315%	*	1462%	596%	229%	1216%	*
Cementa Skövde	IR/MR	2001	181%	69%	43%	*	*	*	84%	27%	61%	46%
Cementa Skövde	IR/MR	2002	592%	133%	124%	*	*	*	272%	87%	200%	*
Cementa Skövde	IR/MR	2003	306%	107%	140%	*	*	49%	266%	153%	435%	985%
Cementa Skövde	IR/MR	2004	742%	437%	80%	*	*	1502%	864%	442%	189%	283%
Cementa Skövde	IR/MR	2005	2627%	853%	224%	1142%	*	2967%	1187%	512%	491%	273%
Cementa Skövde	IR/MR	2006	1336%	549%	175%	3364%	*	2858%	940%	466%	2840%	37%

\*Uppgift saknas i MR

### **Energiförbrukning**

Av Tabell 14 framgår att ingen jämförelse avseende energiförbrukning har gjorts. Anledningen till detta är att samtliga anläggningar endast redovisar förbrukad mängd bränsle i ton och inte energiinnehåll i förbrukad mängd bränsle i sina miljörapporter. Då Cementa använder stora mängder alternativa bränslen för vilka det saknas direkta uppgifter om energiinnehåll per ton, går det ej att omvandla data från miljörapporter och/eller energistatistik till jämförbara enheter, och därmed är en jämförelse mellan de båda källorna inte möjlig.

### **CO<sub>2</sub>**

De totala utsläppen av CO<sub>2</sub> som rapporteras internationellt stämmer väl överens med de uppgifter som företagen redovisar i sina miljörapporter (se Tabell 14).

### **CH<sub>4</sub>**

Ingen av anläggningarna redovisar utsläpp av CH<sub>4</sub> i sina miljörapporter. Jämförelser mot internationellt rapporterade data är därför inte möjligt (se Tabell 14).

### **N<sub>2</sub>O**

Ingen av anläggningarna redovisar utsläpp av N<sub>2</sub>O i sina miljörapporter. Jämförelser mot internationellt rapporterade data är därför inte möjlig (se Tabell 14).

### **NO<sub>x</sub>**

Av Tabell 14 framgår att avvikelsen mellan de utsläpp som rapporteras internationellt och i anläggningarnas miljörapporter är stor. För två av anläggningarna överrapporteras NO<sub>x</sub> internationellt i förhållande till miljörapporterna och för den tredje anläggningen underrapporteras utsläppen av NO<sub>x</sub> internationellt.

### **CO**

Två av anläggningarna redovisar CO i sina miljörapporter (se Tabell 14). För de båda anläggningarna framgår att CO underrapporteras internationellt i förhållande till miljörapporterna.

### **NMVOC**

Ingen av anläggningarna redovisar utsläpp av NMVOC i sina miljörapporter. Jämförelser mot internationellt rapporterade data är därför inte möjlig (se Tabell 14).

### **SO<sub>2</sub>**

Ingår ej i projektet, men av Tabell 14 framgår att överensstämmelsen mellan internationellt rapporterade data och miljörapportsdata är god då endast miljörapportsdata rapporteras.

### **NH<sub>3</sub>**

Av Tabell 14 framgår att endast en anläggning redovisar utsläpp av NH<sub>3</sub> i sina miljörapporter. Generellt sett underrapporteras utsläppen från anläggningen av NH<sub>3</sub> internationellt i förhållande till miljörapporterna.

### **TSP, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>**

Samtliga anläggning redovisar utsläpp av TSP i sina miljörapporter (se Tabell 14). Ingen av anläggningarna redovisar PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> i sina miljörapporter. Det kan konstateras att stoft och partiklar överskattas i den internationella rapporteringen i förhållande till vad anläggningarna redovisar i sina miljörapporter.

### **Metaller, Dioxin, PAH**

Generellt sett kan det konstateras att metaller, dioxin och PAH överrapporteras internationellt i förhållande till vad anläggningarna redovisar i sina miljörapporter (se Tabell 15). Av Tabell 15 framgår även att endast en anläggning (Cementa Slite) redovisar PAH i sina miljörapporter.

## **Diskussion**

### **Energiförbrukning**

Cementindustrin i Sverige rapporterar grovt sett förbrukning av fyra typer av bränslen till SCB:s energistatistik; eldningsolja, kol, petroleumkoks och övriga fasta fossila bränslen. Energiförbrukningen inom den svenska cementindustrin 2001-2006 fördelar sig på ovan nämnda bränslen enligt Tabell 16. Kol är det dominerande bränslet medan övrig energi främst genereras från petroleumkoks och övriga bränslen. Övriga bränslen utgörs av till exempel däck, plaster, benmjöl etc.. För de övriga bränslena saknas i stort sett tillförlitliga emissionsfaktorer varför emissionskattningarna för dessa måste betraktas som mycket osäkra. Det saknas även ”Default-EF” från IPCC (2006)<sup>6</sup> och ”First order draft EMEP/CORINAIR guidebook” för dessa bränslen.

**Tabell 16. Procentuell energiförbrukning för cementindustrin för åren 2001-2006**

År	Eldningsolja	Kol	Petroleumkoks	Övriga bränslen
2001	0%	61%	8%	31%
2002	0%	53%	17%	30%
2003	0%	49%	22%	28%
2004	2%	57%	22%	19%
2005	2%	55%	17%	25%
2006	2%	56%	19%	23%

---

<sup>6</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>



## CO<sub>2</sub>

Koldioxidutsläppen från förbränning beräknas utifrån den bränsleförbrukning som rapporteras till SCB:s energistatistik och nationella emissionsfaktorer. De processrelaterade CO<sub>2</sub>-utsläppen hämtas ur anläggningarnas rapportering till ETS (handelsystemet för CO<sub>2</sub>). De totala utsläppen av CO<sub>2</sub> som rapporteras internationellt stämmer väl överens med de uppgifter som företagen redovisar i sina miljörapporter (se Tabell 14), varför inga behov av justeringar föreligger.

## CH<sub>4</sub>

De metanutsläpp som redovisas internationellt beräknas utifrån bränsleförbrukning (dvs. förbränning). För att kontrollera rimligheten i förbränningsutsläppen har de nationella emissionsfaktorerna jämförts med aktuella "Default-EF" från IPCC (2006)<sup>7</sup> för de bränslen för vilka "Default-EF" finns tillgängliga (se Tabell 17). Jämförelsen visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna ligger inom intervallet för IPCC "Default-EF" för eldningsolja och petroleumkoks. "Default-EF" för kol ligger högre än den aktuella nationella emissionsfaktorn.

**Tabell 17. Jämförelse mellan nationella och IPCC Default-EF för aktuella bränsleslag avseende CH<sub>4</sub>.**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	IPCC Default-EF kg/GJ	Intervall IPCC Default-EF kg/GJ	Nationell EF inom IPCC intervall
Eldningsolja	0,002	0,003	0,001 – 0,01	Ja
Petroleumkoks	0,002	0,003	0,001 – 0,01	Ja
Kol	0,002	0,01	0,003 – 0,03	Nej

I det pågående projektet "Uppdatering av klimatrelaterade emissionsfaktorer" som IVL utför på uppdrag av STEM föreslås en revidering av emissionsfaktorerna för CH<sub>4</sub> avseende kol i enlighet med de IPCC "Default-EF" som anges i Tabell 17. Utifrån ovan förda diskussion föreslås att IPCC "Default-EF" ersätter nuvarande nationella emissionsfaktorer för CH<sub>4</sub> avseende bränsleslaget kol. Detta skulle leda till att utsläppen av CH<sub>4</sub> från cementindustrin ökar med ca 40-50 ton årligen.

## N<sub>2</sub>O

De utsläpp som rapporteras internationellt beräknas utifrån bränsleförbrukning (dvs. förbränning). För att kontrollera rimligheten i förbränningsutsläppen har de nationella emissionsfaktorerna jämförts med aktuella "Default-EF" från IPCC för de bränslen för vilka "Default-EF" finns tillgängliga (se Tabell 18). Jämförelsen visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna är mycket högre än IPCC "Default-EF" för samtliga bränslen. Skillnaden är så pass stor att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna ligger utanför intervallet för IPCC "Default-EF".

<sup>7</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

**Tabell 18. Jämförelse mellan nationella och IPCC Default-EF för aktuella bränsleslag avseende N<sub>2</sub>O.**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	IPCC Default-EF kg/GJ	Intervall IPCC Default-EF kg/GJ	Nationell EF inom IPCC intervall
Eldningsolja	0,005	0,0006	0,0002 – 0,002	Nej
Petroleumkoks	0,02	0,0006	0,0002 – 0,002	Nej
Kol	0,02	0,00015	0,0005 – 0,005	Nej

I det pågående projektet "Uppdatering av klimatrelaterade emissionsfaktorer" som IVL utför på uppdrag av STEM föreslås en revidering av emissionsfaktorerna för N<sub>2</sub>O avseende eldningsolja, petroleumkoks och kol i enlighet med de IPCC "Default-EF"<sup>8</sup> som anges i Tabell 18. Utifrån ovan förda diskussion föreslås att IPCC "Default-EF" ersätter nuvarande nationella emissionsfaktorer för bränsleslagen eldningsolja, petroleumkoks och kol. Detta skulle leda till att utsläppen av N<sub>2</sub>O från cementindustrin minskar med 120-150 ton årligen.

### NO<sub>x</sub>

I projektet "Riktad kvalitetskontrollstudie av NO<sub>x</sub>- och SO<sub>2</sub>-utsläpp från industrin i Sveriges internationella rapportering" konstaterades att utsläpp av NO<sub>x</sub> rapporterade i CRF/NFR 1A2f för Cementa i Slite, Degerhamn och Skövde bör revideras för hela tidsserien 1990-2006. Vidare konstaterades det att rapporterade utsläpp ej bör baseras på bränsleförbrukning och nationella EF, utan på uppgifter direkt från anläggningarna. Totalutsläpp avseende NO<sub>x</sub> har erhållits från respektive anläggning<sup>9</sup>. I de fall utsläppsdata saknats från någon anläggning för något år, har utsläppet beräknats med utnyttjande av den beräknade medelemissionsfaktorn för närliggande år.

Med detta som bakgrund föreslås att inga beräkningar av energirelaterade NO<sub>x</sub> utsläpp utförs och att dessa istället ersätts med värden från de tidsserier som erhållits från anläggningarna. Vidare föreslås att NO<sub>x</sub> utsläppen i framtiden baseras på miljörapportsdata.

### CO

Två anläggningar redovisar utsläpp av CO i sina miljörapporter. De utsläpp som redovisas internationellt uppstår uteslutande vid förbränning. Jämförelser mellan de utsläpp som redovisas i miljörapporter och de utsläpp som rapporteras internationellt visar på stora avvikelser. För att kontrollera rimligheten i förbränningsutsläppen har de nationella emissionsfaktorerna jämförts med aktuella "Default-EF" från "first order draft EMEP/CORINAIR guidebook" för de bränslen för vilka emis-

<sup>8</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

<sup>9</sup> Kerstin Nyberg, Kvalitets- och miljöchef, Cementa Slite. [kerstin.nyberg@cementa.se](mailto:kerstin.nyberg@cementa.se), Marie Sjöstrand, Kvalitets- och miljöchef, Cementa Skövde. [marie.sjostrand@cementa.se](mailto:marie.sjostrand@cementa.se), Sven-Anders Bergman, Personalchef/miljösamordnare, Cementa Degerhamn. [sven-anders.bergman@cementa.se](mailto:sven-anders.bergman@cementa.se)

sionsfaktorer finns tillgängliga (se Tabell 19). Jämförelsen visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna ligger inom intervallet för EMEP/CORINAIR "Default-EF" för de bränslen som anläggningarna förbrukar enligt SCB:s energistatistik, varför för dessa bränslen är det inte aktuellt att revidera de nationella emissionsfaktorerna.

**Tabell 19. Jämförelse mellan nationella EF och "Default-EF" från "First order draft EMEP/CORINAIR guidebook" för aktuella bränsleslag avseende CO.**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	CORINAIR Default-EF kg/GJ	Intervall CORINAIR Default-EF kg/GJ	Nationell EF inom CORINAIR intervall
Kol	0,05	0,08	0,04 – 0,16	Ja
Koks	0,05	0,08	0,04 – 0,16	Ja
Eldningsolja	0,015	0,02	0,01 – 0,4	Ja

Den största osäkerheten i emissionsfaktorerna finns istället för de övriga bränslena. Underlagsmaterialet i anläggningarnas miljörapporter är dock för bristfälligt för att kunna utveckla en branschspecifik emissionsfaktor. Man skulle dock kunna relatera rapporterade CO-emissioner till anläggningarnas klinkerproduktion. Av Tabell 20 framgår den beräknade medel emissionsfaktorn för respektive anläggning samt medel emissionsfaktorn för de båda anläggningarna. I tabellen framgår även att de beräknade emissionsfaktorerna för de båda anläggningarna ej är samstämmiga samt att den beräknade medelemissionsfaktorn för branschen endast grundas på uppgifter från två anläggningar. Detta i kombination med att CO från cementindustrin endast utgör ca 0,1 % av de totala nationella utsläppen av CO gör att det ej är motiverat att föreslå en omräkning baserat på den beräknade medelemissionsfaktorn som anges i Tabell 20.

**Tabell 20. Indirekt beräknad emissionsfaktor beräknad utifrån klinkerproduktion 2004-2006 baserat miljörapportsdata.**

Anläggning	År	Beräknad EF kg CO/ ton klinker
Skövde	2004	0,386
Skövde	2005	0,364
Skövde	2006	0,516
<b>Skövde</b>	<b>Medel 2004-2006</b>	0,422
Slite	2002	1,150
Slite	2003	1,290
Slite	2004	1,206
Slite	2005	1,460
Slite	2006	1,651
<b>Slite</b>	<b>Medel 2002-2006</b>	1,352
	<b>Medel Skövde och Slite</b>	<b>1,003</b>

## NMVOC

Ingen av anläggningarna redovisar utsläpp av NMVOC i sina miljörapporter. Jämförelser mellan internationellt rapporterade data och miljörapportsdata är därmed inte möjlig. De utsläpp som redovisas internationellt uppstår uteslutande vid förbränning. För att kontrollera rimligheten i förbränningsutsläppen har de nationella emissionsfaktorerna jämförts med aktuella "Default-EF" från "First order draft EMEP/CORINAIR guidebook" för de bränslen för vilka faktorer finns tillgängliga (se Tabell 21). Jämförelsen visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna är relativt låga i förhållande till EMEP/CORINAIR "Default-EF" för kol och koks. Den nationella emissionsfaktorn för eldningsolja ligger inom intervallet för EMEP/CORINAIR "Default-EF".

**Tabell 21. Jämförelse mellan Nationella EF och "First order draft EMEP/CORINAIR "Default-EF" för aktuella bränsleslag avseende NMVOC.**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	CORINAIR Default- EF kg/GJ	Intervall CORINAIR Default-EF kg/GJ	Nationell EF inom CORINAIR intervall
Kol	0,008	0,025	0,013 – 0,05	Nej
Koks	0,008	0,025	0,013 – 0,05	Nej
Eldningsolja	0,003	0,01	0,0005 – 0,7	Ja

De nu gällande emissionsfaktorerna togs fram i projektet "Estimated emissions of NMVOC in Sweden 1988-2001"<sup>10</sup>. Dessa emissionsfaktorer anses vara av god kvalitet och är anpassade till nationella förhållanden. Det föreslås därför att nuvarande nationella emissionsfaktorer används även fortsättningsvis. Det är dock viktigt att man följer den framtida utvecklingen och redovisningen i miljörapporterna och om ny information överväger en revidering av emissionsfaktorerna.

## NH<sub>3</sub>

De utsläpp som rapporteras internationellt uppstår uteslutande vid förbränning. Jämförelser mellan de utsläpp som redovisas i miljörapporter och de utsläpp som rapporteras internationellt visar på stora avvikelser. Underlagsmaterialet får dock betraktas som bristfälligt eftersom endast en anläggnings miljörapporter inte utgör tillräckligt underlag för att göra generella bedömningar avseende hela branschens emissioner av NH<sub>3</sub>.

I "First order draft EMEP/CORINAIR guidebook" saknas "Default-EF" för NH<sub>3</sub>, varför inga kontroller av rimligheten i de gällande nationella emissionsfaktorerna har kunnat göras. Nuvarande nationella emissionsfaktorer togs fram av Naturvårdsverket 1995 och dokumentation saknas. Vi föreslår att samtliga nationella emissionsfaktorer för NH<sub>3</sub> ses över i ett separat projekt alternativt avvakta tills EMEP/CORINAIR guidebook uppdateras avseende emissionsfaktorer för NH<sub>3</sub>.

<sup>10</sup> SMED, 2004, Estimated emissions of NMVOC in Sweden 1988-2001

### TSP, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>

De utsläpp som rapporteras internationellt är till ungefär lika delar energi- och processrelaterade. De utsläpp som rapporteras internationellt är ungefär dubbelt så höga som de som anges i miljörapporterna.

För att kontrollera rimligheten i förbränningsutsläppen har de nationella emissionsfaktorererna för TSP, PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> jämförts med ”Default-EF” från ”First order draft EMEP/CORINAIR guidebook” för de bränslen för vilka defaultfaktorer finns tillgängliga (se Tabell 22). Jämförelsen visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorererna ligger inom intervallet för EMEP/CORINAIR ”Default-EF” för samtliga partikelutsläpp.

**Tabell 22. Jämförelse mellan nationella EF och Default-EF från ”First order draft EMEP/CORINAIR guidebook” för aktuella bränsleslag avseende stoft och partiklar.**

Ämne	Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	CORINAIR Default-EF kg/GJ	Intervall CORINAIR Default-EF kg/GJ	Nationell EF inom CORINAIR intervall
TSP	Kol	0,03	0,165	0,0165 - 1,651	Ja
TSP	Koks	0,03	0,165	0,0165 - 1,651	Ja
TSP	Eldningsolja	0,01	0,03	0,003 – 0,3	Ja
PM <sub>10</sub>	Kol	0,021	0,071	0,0071 -0,711	Ja
PM <sub>10</sub>	Koks	0,0249	0,071	0,0071 -0,711	Ja
PM <sub>10</sub>	Eldningsolja	0,01	0,01	0,001 - 0,01	Ja
PM <sub>2,5</sub>	Kol	0,009	0,036	0,00356 - 0,356	Ja
PM <sub>2,5</sub>	Koks	0,021	0,036	0,00356 - 0,356	Ja
PM <sub>2,5</sub>	Eldningsolja	0,0083	0,005	0,0005 - 0,05	Ja

Med största sannolikhet föreligger en dubbelrapportering av TSP, PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub>. I miljörapporterna inkluderas emissioner av TSP från hantering av råmaterial, produkt samt från förbränning av bränslen. Enligt miljöansvarig på Cementa Slite<sup>11</sup> kommer står stoftutsläppen från förbränning av bränslen endast för en mindre del av de totala stoftutsläppen. Det föreslås därför att samtliga emissioner av stoft och partiklar rapporteras under sektor 2A1 och att inga beräkningar av energirelaterade stoft och partikelutsläpp utförs för de anläggningar som ingår i cementindustrin. Samtliga tidsserier avseende TSP har erhållits/stämts av med respektive anläggning. Det föreslås att man i framtiden hämtar utsläpp av TSP från miljörapporterna. Den sedan tidigare ansatta fraktioneringen av PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> har stämts av med anläggningarna (se Tabell 23), och vi föreslår att den används även framgent.

<sup>11</sup> Kerstin Nyberg, Kvalitets- och miljöchef, Cementa Slite. kerstin.nyberg@cementa.se

**Tabell 23. Ansatt andel PM<sub>10</sub> respektive PM<sub>2,5</sub> av TSP**

År	PM <sub>10</sub> (andel av TSP)	PM <sub>2,5</sub> (andel av TSP)
1990-1991	0,80	0,65
1992-1996	0,85	0,70
1997-	0,90	0,80

### Metaller, dioxin och PAH

Metaller, dioxin och PAH rapporteras internationellt uteslutande från förbränning. Emissionerna beräknas med utnyttjande av emissionsfaktorer och bränsleförbrukning från SCB:s energistatistik. Kvalitén i redovisade miljörapportsdata är varierande och osäkerheten i ”Default-EF” är mycket hög.

Mot bakgrund av den stora osäkerheten i emissionsfaktorer och jämförelsedata får, trots de stora skillnaderna, en vidare undersökning eller justering av beräkningar fås bedömas som överflödig. En förbättring av emissionsberäkningarna för metaller, dioxin och PAH kan nog göras först när mer tillförlitliga emissionsfaktorer finns tillgängliga alternativt bättre underlagsmaterial än miljörapporterna finns tillgängligt. Därför bör man följa utvecklingen i framtiden och genomföra en översyn när mer tillförlitliga uppgifter finns tillgängliga.

### Rekommendationer

- Emissionsfaktorerna för CH<sub>4</sub> för kol uppdateras i enlighet med IPCC 2006.
- Emissionsfaktorerna för N<sub>2</sub>O för eldningsolja, petroleumkoks och kol uppdateras i enlighet med IPCC 2006.
- Inga beräkningar av energirelaterade NO<sub>x</sub> utsläpp utförs och de tidsserier som erhållits från anläggningarna ersätter tidigare rapporterade data. Vidare föreslås att NO<sub>x</sub> utsläppen i framtiden baseras på miljörapportsdata.
- Samtliga nationella emissionsfaktorer för NH<sub>3</sub> ses över i ett separat projekt alternativt avvaktar tills EMEP/CORINAIR guidebook uppdateras avseende emissionsfaktorer för NH<sub>3</sub>.
- Samtliga emissioner av stoft och partiklar rapporteras under sektor 2A1 och att inga beräkningar av energirelaterade stoft och partikelutsläpp utförs. Samtliga uppgifter avseende stoft och partiklar kommer i framtiden att grundas på miljörapportsdata.
- Avvakta framtida utveckling avseende emissionsfaktorer för metaller, PAH och dioxin.

# Järn- och stålindustrin – primär SSAB

Följande anläggningar omfattas av studien: SSAB i Luleå och Oxelösund.

I projektet ingår, utöver jämförelsestudien, att se över allokering och beräkningsmetod för CO<sub>2</sub> för SSAB i syfte att göra rapporteringen mer transparent. Genom åren har Sverige återkommande fått kommentarer från internationella granskare, senast under 2007 års In-Country Review, om att rapporteringen av CO<sub>2</sub> inte är transparent för järn- och stål, SSAB. IPCC:s nya riktlinjer för aktuella koder har gått igenom och ny beräkningsmetodik att föreslås.

Det ingår även att även att implementera de förbättringsförslag som togs fram avseende utsläpp av NO<sub>x</sub> och SO<sub>x</sub> för SSAB inom projektet "Riktad kvalitetskontrollstudie av NO<sub>x</sub>- och SO<sub>2</sub>-utsläpp från industrin i Sveriges internationella rapportering". Här konstaterades det att emissionsfaktorerna för NO<sub>x</sub> och SO<sub>2</sub> för koksugngas och masugngas som används i CRF 1A1a, 1A1c, 1A2a, 1B1c och 2C1 för SSAB i Luleå och Oxelösund åren 1990-2005 bör revideras. Förslag på omräkningar som bör göras till följd av utredningen ges. Se anm tidigare kapitel.

I Tabell 24 redovisas uppgifter från miljörapporterna (MR) för Oxelösundsanläggningen och Luleåanläggningen avseende utsläpp av CO<sub>2</sub>, total energiförbrukning och produktion, i syfte att ge en bild av vilka nivåer i utsläpp, samt energi- och produktionsmängder det handlar om. I SSAB Oxelösund ingår kraftvärmeverket i samma anläggning som övrig verksamhet, i Luleå däremot är kraftvärmeverket (tillhörande Luleå Kraft/energi) en egen anläggning. Detta innebär att det i tabellen ser ut som att SSAB Luleå förbrukar mindre energi samtidigt som de producerar mycket mer än SSAB Oxelösund. Utsläppen av CO<sub>2</sub> för Oxelösundsanläggningen och Luleåanläggningen enligt miljörapporterna står för 6,8 % av de svenska totala utsläppen av CO<sub>2</sub> (exklusive LULUCF) som rapporteras till UNFCCC för år 2006.

**Tabell 24. Uppgifter ur miljörapporter för åren 2003-2006.**

Anl.	År	CO <sub>2</sub> (Gg)	Energi* (TJ)	Koks (Gg)	Råjärn (Gg)	Råstål (Gg)	CO <sub>2</sub> / energi (Gg)	CO <sub>2</sub> / Σ prod. (Gg/Gg)
Oxelösund	2003	2490	11503	441	1473	1724	0,22	0,68
Oxelösund	2004	2587	11863	446	1582	1765	0,22	0,68
Oxelösund	2005	2502	13180	447	1512	1680	0,19	0,69
Oxelösund	2006	2300	13030	440	1325	1530	0,18	0,70
Luleå	2003	1325	8034	619	2118	2187	0,16	0,27
Luleå	2004	1340	8617	733	2296	2330	0,16	0,25
Luleå	2005	1247	8306	741	2223	2238	0,15	0,24
Luleå	2006	1210	8297	741	2256	2206	0,15	0,23

\*Totalt energiinnehåll i förbrukade bränslen

Enligt IPCC guidelines 2006<sup>12</sup> skall utsläpp från primär järn- och stålproduktion allokeras enligt Tabell 25 nedan. En skillnad mellan IPCC guidelines 2006 och Good Practice Guidance<sup>13</sup> och är att enligt GPG skall användning av kalk och dolomit i masugnen rapporteras under 2A3, medan man enligt IPCC guidelines 2006 skall inkludera kalk och dolomit i 2C1. I rapportering till EU:s utsläppshandelssystem (NFS 2005:6<sup>14</sup>) ingår allt kolinnehållande material i massbalansen, d.v.s. kalk och dolomit inkluderas vid beräkning av CO<sub>2</sub> emissionerna. Det innebär att IPCC guidelines 2006 överensstämmer med EU:s utsläppshandelssystem avseende kalkanvändning. Riktlinjerna enligt IPCC 2006 och EMEP/CORINAIR<sup>15</sup> är ej helt jämförbara då man enligt IPCC anser att all kolanvändning i masugnen är processrelaterat (2C1), medan man enligt EMEP/CORINAIR anser att bränsleanvändningen i förvärmningsapparaterna (cowpers) till masugnen är energirelaterat (1A2a).

**Tabell 25. Allokering för primär- järn och stålproduktion enligt IPCC guidelines 2006 och EMEP/CORINAIR.**

Aktivitet	CRF-/NFR-kod	Kommentar
Koksproduktion	1A1c	Allt kol som används i koksugnen anses vara energianvändning. Det innebär att koksproduktion anses vara energianvändning av fossila bränslen
Förbränning i järn och stålindustrin	1A1c	Förbränning i pannor, återvärmningsugnar (inklusive cowpers CLRTAP)
Diffusa emissioner från fasta bränslen	1B1b	Kokssläckning och dörr-läckage
Övriga diffusa emissioner från fasta bränslen	1B1c	Fackling av koks-, masugns- och LD-gas
Övrig kemisk industri	2B5	Svavelsyraverk
Järn- och stålproduktion	2C1	Allt kol som används i masugnen och stålugnen anses vara processrelaterat

<sup>12</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>

<sup>13</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/>

<sup>14</sup> [http://www.naturvardsverket.se/Documents/foreskrifter/nfs2007/nfs\\_2007\\_05.pdf](http://www.naturvardsverket.se/Documents/foreskrifter/nfs2007/nfs_2007_05.pdf)

<sup>15</sup> [http://reports.eea.europa.eu/EMEP\\_CORINAIR4/en/page002.html](http://reports.eea.europa.eu/EMEP_CORINAIR4/en/page002.html)



## Resultat

I Tabell 26 och Tabell 27 redovisas kvoten för vad som rapporteras internationellt (IR) jämfört med vad företagen redovisar i sina miljörapporter (MR) för åren 2001 och 2003-2006 av samtliga utsläpp.

**Tabell 26. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för gaser samt partiklar uttryckt som procent.**

Anläggning	Källa	År	Energi** %	CO <sub>2</sub> %	CH <sub>4</sub> %	N <sub>2</sub> O %	NO <sub>x</sub> %	CO %	NMVOC %	SO <sub>x</sub> %	NH <sub>3</sub> %	TSP %	PM <sub>10</sub> %	PM <sub>2.5</sub> %
Oxelösund	IR/MR	2001	-	98%	*	*	83%	*	*	159%	*	97%	*	*
Oxelösund	IR/MR	2003	100%	91%	*	*	89%	*	*	127%	*	100%	*	*
Oxelösund	IR/MR	2004	99%	90%	*	*	73%	*	*	133%	*	99%	*	*
Oxelösund	IR/MR	2005	82%	91%	*	*	53%	*	*	94%	*	97%	*	*
Oxelösund	IR/MR	2006	82%	85%	*	*	54%	*	*	50%	*	97%	*	*
Luleå	IR/MR	2001	-	90%	*	*	53%	1%	436%	80%	*	102%	445%	*
Luleå	IR/MR	2003	103%	100%	*	*	57%	1%	532%	55%	*	102%	249%	686%
Luleå	IR/MR	2004	108%	104%	*	*	54%	1%	507%	69%	*	102%	196%	472%
Luleå	IR/MR	2005	104%	96%	*	*	45%	1%	401%	49%	*	102%	210%	502%
Luleå	IR/MR	2006	104%	93%	*	*	44%	1%	501%	80%	*	102%	202%	460%

\*Uppgift saknas i MR

\*\*I energimängderna ingår ej överföringsförluster IR-data och ej energiinnehåll i kol etc. i MR-data eftersom det ej ger direkt upphov till utsläpp.

**Tabell 27. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för metaller, dioxin och PAH1-4 uttryckt som procent.**

Anläggning	Källa	År	Pb %	Cd %	Hg %	DIOX %	PAH Total 1-4 %	As %	Cr %	Cu %	Ni %	Zn %
Oxelösund	IR/MR	2001	127%	117%	2173%	*	158%	*	*	*	*	101%
Oxelösund	IR/MR	2003	148%	120%	486%	*	638%	*	*	*	*	102%
Oxelösund	IR/MR	2004	121%	117%	614%	*	753%	*	*	*	*	101%
Oxelösund	IR/MR	2005	114%	109%	716%	*	69%	*	*	*	*	101%
Oxelösund	IR/MR	2006	113%	143%	1142%	0%	66%	*	*	*	*	101%
Luleå	IR/MR	2001	100%	101%	725%	100%	85%	732%	100%	102%	119%	99%
Luleå	IR/MR	2003	100%	100%	231%	65%	71%	1673%	100%	100%	102%	100%
Luleå	IR/MR	2004	100%	95%	307%	70%	92%	*	100%	99%	99%	100%
Luleå	IR/MR	2005	100%	100%	469%	103%	75%	319%	98%	102%	97%	101%
Luleå	IR/MR	2006	101%	101%	531%	99%	62%	379%	88%	101%	124%	100%

\*Uppgift saknas i MR

\*\*benzo(a)pyrene, benzo(b)fluoranthene, benzo(k)fluoranthene och Indeno(1,2,3-cd)pyrene rapporteras ej separat i MR

## **Energiförbrukning**

Av Tabell 26 framgår att energimängderna för Oxelösundsanläggningen ej överensstämmer särskilt bra mellan de båda datakällorna det vill säga SCB:s energistatistik samt miljörapporter. Man kan även notera att överensstämmelsen är sämre för senare år än för tidigare år och att det för Luleåanläggningen stämmer bättre än för Oxelösundsanläggningen. En förklaring till varför data avviker mellan de båda datakällorna är att data från energistatistiken baseras på kvartalsstatistik och uppgifter i miljörapporten baseras på årsförbrukning och ofta är det olika avdelningar inom företaget som sköter de olika rapporteringarna av data.

## **CO<sub>2</sub>**

I projektet har utsläpp från SSAB:s anläggningar enligt miljörapporter jämförts med data rapporterade till UNFCCC baserade på SCB:s kvartalsstatistik om energiförbrukning och nationella emissionsfaktorer. Resultaten (Tabell 26) visar att CO<sub>2</sub> (till UNFCCC) baserat på energistatistiken ligger som mest 15 % under vad SSAB Oxelösund redovisar i sin MR åren 2003-2006. För SSAB Luleå är överensstämmelsen bättre mellan de båda källorna och skillnaden är som mest 7 %. Skillnaderna är som störst de sista åren, då MR data stämmer bra överens med data rapporterade till Naturvårdsverket inom EU:s utsläppshandelssystem (ETS), vilket är externt verifierade data av hög kvalitet. Naturvårdsverket har uttryckt att det är önskvärt att den internationella rapporteringen stämmer så bra överens med ETS som möjligt. Data från ETS är inte helt jämförbara med MR-data för Oxelösundsanläggningen eftersom valsverket ej ingår i handelssystemet.

Av Tabell 26 framgår att energimängderna inte följer samma mönster mellan åren som utsläppen av CO<sub>2</sub>. Om man tittar i bakomliggande data ser man att för Oxelösundsanläggningen varierar energimängderna mer medan de för Luleåanläggningen varierar mindre än utsläppen. I vissa fall stämmer energimängderna i SCB:s energistatistik bättre med MR och ibland stämmer utsläppen bättre. I de fall energimängderna stämmer bättre än utsläppen är felaktiga emissionsfaktorer en trolig orsak. Att beräkna korrekta utsläpp för de enskilda anläggningarna för alla år baserat på energiförbrukning är generellt svårt.

## **CH<sub>4</sub>**

Inget av företagen redovisar CH<sub>4</sub> i sina miljörapporter (se Tabell 26), troligen för att utsläppen understiger tröskelvärden för när utsläpp måste rapporteras. Enligt riktlinjerna för IPCC 2006 skall CH<sub>4</sub> rapporteras.

## **N<sub>2</sub>O**

Inget av företagen redovisar N<sub>2</sub>O i sina miljörapporter (se Tabell 26) troligen för att utsläppen understiger tröskelvärden för när utsläpp måste rapporteras. Enligt riktlinjerna för IPCC 2006<sup>16</sup> förväntas emissionerna av N<sub>2</sub>O vara begränsade för järn och

---

<sup>16</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

stålindustrin, men länderna är fria att använda sig av nationellt utvecklade emissionsfaktorer.

### **NO<sub>x</sub>**

Jämförelsen av internationellt rapporterade utsläpp och data i miljörapporterna åren 2001-2006 (se Tabell 26) visar att de utsläpp som rapporteras internationellt ligger 10-55% lägre för enskilda anläggningar och år, mycket beroende på för låg rapportering från koksverket där i huvudsak koksugns gas och masugns gas förbränns.

### **CO**

Oxelösundsanläggningen redovisar inte CO i sin miljörapport och både Oxelösundsanläggningen och Luleåanläggningen anger att redovisade CO-utsläpp ingår i CO<sub>2</sub>-utsläppen. Det innebär att jämförelsen i Tabell 26 är missvisande.

### **SO<sub>2</sub>**

Internationellt rapporterade emissioner ligger 20-50% lägre än MR-data för åren 2001-2006 för Luleåanläggningen (se Tabell 26). För Oxelösundsanläggningen är internationellt rapporterade data högre de flesta åren utom år 2005 och framför allt år 2006 då internationellt rapporterade data är 50 % lägre än MR-data (se Tabell 26). Den stora skillnaden 2006 beror på att det under 2006 skedde en incident i biproduktverket där svavel från koksverket renas, vilket lett till att man tvingats leda ut svavel genom en nödugn. Under 2006 uppmärksammade dessutom Oxelösundsanläggningen en ny källa till SO<sub>2</sub> utsläpp som man tidigare inte känt till eller rapporterat i MR, men som kommer att finnas med i kommande rapporteringar, varför den stora skillnaden mellan internationellt rapporterade data och MR-data kommer att bestå.

### **NMVOC**

Enligt riktlinjerna för IPCC<sup>17</sup> och EMEP/CORINAIR guidebook<sup>18</sup> skall NMVOC rapporteras. I miljörapporterna anges inga värden för NMVOC från Oxelösundsanläggningen (Tabell 26). I Luleåanläggningens miljörapport redovisas utsläpp från målning, vilket också ingår i rapporterade data för 2C1. Utsläpp som kommer från lösningsmedels- och produktanvändning skall egentligen rapporteras i sektor 3. När den så kallade "Lösningsmedelsmodellen" utvecklades gjordes valet att lösningsmedelsanvändning som används inom industri som i övrigt rapporteras inom sektor 2 skall rapporteras tillsammans med övriga emissioner för respektive anläggning. Därför rapporteras Luleåanläggningens utsläpp från målning i 2C1. Detta innebär att jämförelsen som redovisas i Tabell 26 är missvisande.

---

<sup>17</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

<sup>18</sup> [http://reports.eea.europa.eu/EMEP\\_CORINAIR4/en/page002.html](http://reports.eea.europa.eu/EMEP_CORINAIR4/en/page002.html)

### **NH<sub>3</sub>**

Inget av företagen redovisar NH<sub>3</sub> i sina miljörapporter (se Tabell 26). Till CLRTAP rapporteras NH<sub>3</sub> från förbränning av koksugns- och LD-gas. Enligt EMEP/CORINAIR guidebook<sup>19</sup> förväntas ej NH<sub>3</sub> emitteras från järn- och stålindustrin.

### **TSP**

Enligt Tabell 26 är överensstämmelsen mellan vad som rapporteras till CLRTAP och vad företagen redovisar i sina miljörapporter god.

### **PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub>**

Luleåanläggningen redovisar både PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> i sina miljörapporter sedan år 2001 (Tabell 26), medan Oxelösundsanläggningen ej redovisar PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> något år. Av tabellen framgår att det är en kraftig överrapportering av PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> för Luleåanläggningen. Överrapporteringen beror i huvudsak på att idag beräknas partikelemissioner till CLRTAP i 2C1 med utnyttjande av en ansatt fraktionering utifrån TSP. Denna fraktionering bör ses över.

### **Pb**

Av Tabell 27 framgår att data som rapporteras till CLRTAP överskrider vad Oxelösundsanläggningen redovisar i sin miljörapport. I 1A2a beräknas utsläppen av Pb med utnyttjande av emissionsfaktorer från framför allt eldningsolja och i 2C1 rapporteras allt Pb (koksverk och stålverk) som företaget redovisar i sin miljörapport. För Luleåanläggningen är överensstämmelsen god.

### **Cd**

Av Tabell 27 framgår att data som rapporteras till CLRTAP överskrider vad Oxelösundsanläggningen redovisar i sin miljörapport. I 1A2a beräknas emissioner med utnyttjande av emissionsfaktorer för eldningsolja och i 2C1 rapporteras allt Cr som företaget redovisar i sin miljörapport. För Luleåanläggningen är överensstämmelsen god.

### **Hg**

Rapporterade data till CLRTAP överskrider de emissioner som företagen redovisar i sina miljörapporter. Överrapporteringen beror på att nuvarande emissionsfaktorer för Hg från koks-, masugns- och LD-gas (Tabell 27) är för höga.

### **Dioxin**

Oxelösundsanläggningen redovisar inte dioxin i sin miljörapport med undantag för år 2006. Luleåanläggningen redovisar däremot dioxin i sin miljörapport och för de flesta år är överensstämmelsen god (se Tabell 27). Några energirelaterade utsläpp

---

<sup>19</sup> <http://reports.eea.europa.eu/EMEPCORINAIR4/en/page002.html>

av dioxin antas inte förekomma i dagsläget utan allt rapporteras under 2C1. Luleåanläggningen anger att största delen av dioxin kommer från stålugnen och en mindre del kommer från koksugnsverket.

### **PAH**

Luleåanläggningen redovisar PAH-16 och Oxelösundsanläggningen redovisar PAH-6 i sina miljörapporter. Det innebär att Tabell 27 är missvisande eftersom till CLRTAP rapporteras PAH-4. För 1B1b beräknas utsläpp av PAH-4 utifrån koksproduktion och emissionsfaktorer från US-EPA, vilket innebär att det i tabellen ser ut som om PAH överrapporterats för Oxelösundsanläggningen och underrapporterats för Luleåanläggningen.

### **As**

Oxelösundsanläggningen redovisar inte As i sin miljörapport. Rapporterade data till CLRTAP överskrider de emissioner som Luleåanläggningen redovisar i sina miljörapporter. Överrapporteringen beror på att nuvarande emissionsfaktorer för As från koks-, masugns- och LD-gas (Tabell 27) är för höga.

### **Cr**

Av Tabell 27 framgår att Oxelösundsanläggningen inte redovisar Cr i sin miljörapport. I 2C1 beräknas Cr med utnyttjande av kvantitet TSP \* ansatt EF (0.1 kg/Mg TSP) för Oxelösundsanläggningen och i energisektorn beräknas emissioner med utnyttjande av emissionsfaktorer och bränsleförbrukning av eldningsolja. Detta innebär att i utsläppen av Cr överskattas till CLRTAP i förhållande till vad företaget redovisar i sina miljörapporter. För Luleåanläggningen är dock överensstämmelsen god.

### **Cu**

Oxelösundsanläggningen redovisar inte Cu i sin miljörapport (Tabell 27). I 2C1 beräknas Cu med utnyttjande av kvantitet TSP \* ansatt EF (0.1 kg/Mg TSP) för Oxelösundsanläggningen och i sektor 1 beräknas emissioner med utnyttjande av emissionsfaktorer och bränsleförbrukning av eldningsolja. Detta innebär att i utsläppen av Cu överskattas till CLRTAP i förhållande till vad företagen redovisar i sina miljörapporter. För Luleåanläggningen är dock överensstämmelsen god.

### **Ni**

Av Tabell 27 framgår att Oxelösundsanläggningen inte redovisar Ni i sin miljörapport. I 2C1 beräknas Ni med utnyttjande av kvantitet TSP \* ansatt EF (0.1 kg/Mg TSP) för Oxelösundsanläggningen och i sektor 1 beräknas emissioner med utnyttjande av emissionsfaktorer och bränsleförbrukning av eldningsolja. Detta innebär att i utsläppen av Ni överskattas till CLRTAP i förhållande till vad företaget redovisar i sina miljörapporter. För Luleåanläggningen är överensstämmelsen god.

## Zn

Av Tabell 27 framgår att överensstämmelsen över vad som rapporteras internationellt och vad företagen redovisar i sina miljörapporter är god.

# Diskussion

## Datakälla

Utifrån jämförelsen ovan kan det konstateras att det är svårt att nå överensstämmelse mellan redovisade emissioner i företagens miljörapporter och delvis beräknade emissioner med emissionsfaktorer utifrån bränsleförbrukning som adderas till delutsläpp i företagens miljörapporter. Det beror i huvudsak på att bränsleuppgifter ej överensstämmer mellan de båda källorna, felaktiga emissionsfaktorer samt svårighet att hämta ut rätt uppgift ur miljörapporten. Ytterligare en faktor som försvårar är att utsläppen skall fördelas mellan sex olika koder. Med detta som bakgrund föreslås därför att uppgift om utsläpp och bränsleförbrukning i framtiden hämtas från miljörapporterna i de fall efterfrågade uppgifter finns att tillgå i miljörapporterna.

Utsläpp av NMVOC, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, CO rapporteras inte i företagens miljörapporter. Därför föreslås att utsläpp av dessa ämnen beräknas med utnyttjande av nationella emissionsfaktorer och bränsleförbrukning från miljörapporterna. Bakåt i tiden kommer det att innebära att utsläppen revideras eftersom bränslemängderna ska revideras (minskas) enligt allokeringförslaget (se Tabell 28) nedan. I det pågående projektet ”Uppdatering av klimatrelaterade emissionsfaktorer” som IVL utför på uppdrag av STEM föreslås en revidering av de nu gällande nationella emissionsfaktorerna för N<sub>2</sub>O avseende kokugns-, masugns- och LD-gas. Den reviderade emissionsfaktorn avseende N<sub>2</sub>O bör användas vid en eventuell omräkning.

Enligt EMEP/CORINAIR guidebook<sup>20</sup> förväntas ej NH<sub>3</sub> emitteras från järn- och stålindustrin. Därför föreslås att emissionsfaktorn för NH<sub>3</sub> för restgaserna, eldningsolja och gasol sätts till 0 för de båda anläggningarna.

## Allokeringsförslag

Utöver att internationellt rapporterade utsläpp generellt inte överensstämmer med vad företagen redovisar i sina miljörapporter, så är dessutom utsläppen felallokerade mellan olika CRF/NFR- koder. Därför föreslås att utsläppen allokeras om. Allokeringsförslaget grundas på att uppgifterna skall kunna hämtas från företagens

---

<sup>20</sup> <http://reports.eea.europa.eu/EMEP/CORINAIR4/en/page002.html>



miljörapporter, samt i så stor grad som möjligt överensstämna med riktlinjerna till IPCC 2006<sup>21</sup> och EMEP/CORINAIR<sup>22</sup>.

#### **1A1a**

- Inga utsläpp skall rapporteras under 1A1a för järn- och stålproduktion. Det innebär att SSAB Oxelösunds utsläpp från kraftvärmeverken (OK2/OK3) bör flyttas till 1A2a.

#### **1A1c**

- Koksproduktion anses vara energianvändning av fossila bränslen. Utsläpp som härrör från koksugnsverket skall rapporteras under 1A1c.

#### **1A2a**

- Återuppvärmning (valsning och efterbehandling) vid Oxelösundsanläggningen skall rapporteras under 1A2a. Även förbränning av restgaser och eldningsolja vid Oxelösundsanläggningens kraftvärmeverk (OK2/OK3) och Luleåanläggningens serviceanläggningar och ångpannan (koksugnsverket) skall rapporteras under 1A2a. Om man skall följa riktlinjerna till CLRTAP fullt ut skall utsläppen från masugnarnas varmapparater (cowpers) som värms upp med koks- och masugns gas redovisas under CRF/NFR 1A2a, men i miljörapporterna går det inte att utläsa utsläppen från cowpers separat. Dessutom sker inte utsläppen direkt eftersom masugns gasen samlas upp och används i olika delar av anläggningen. Därför föreslås att utsläppen från cowpers redovisas under CRF/NFR 2C1 i enlighet med riktlinjerna till IPCC 2006<sup>23</sup>.

#### **1B1b**

- Under 1B1b skall utsläpp som härrör från koksläckning rapporteras. Utsläppen grundas på uppgifter ur miljörapporterna för Oxelösundsanläggningen samt direktuppgift från Luleåanläggningen.

#### **1B1c**

- Utsläpp som härrör från fackling av koks-, masugns- och LD-gas skall rapporteras under 1B1c. Företagen redovisar endast energimängd i facklad mängd gas (koksugns-, masugns- och LD-gas) i sina miljörapporter. Det innebär att utsläppen som kommer från fackling kommer att beräknas med utnyttjande av nationella emissionsfaktorer (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, CO, NMVOC, SO<sub>2</sub> och NO<sub>x</sub>) för gaserna (koks-, masugns- och LD-gas) och bränsleförbrukningsuppgifter från miljörapporterna. De utsläpp som redovisas i 1B1c måste sedan subtraheras från de i miljörapporten redo-

---

<sup>21</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>

<sup>22</sup> <http://reports.eea.europa.eu/EMEP/CORINAIR4/en/page002.html>

<sup>23</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

visade utsläppen (CO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> och NO<sub>x</sub>) för koksverket (1A1c), järnverket och stålverket (2C1).

## **2B5**

- Under 2B5 skall utsläpp som kommer från svavelsyraverket vid Oxelösundsanläggningen (SO<sub>2</sub>) rapporteras.

## **2C1**

- Utsläpp som kommer från masugn (råjärnproduktion) samt stålverk (råstålproduktion) skall rapporteras under 2C1. Det går inte att särskilja utsläppen från masugnarnas värmningsapparater (cowpers) ur miljörapporterna. Därför föreslås att även utsläppen från cowpers inkluderas i 2C1, i enlighet med riktlinjerna för IPCC 2006<sup>24</sup>.

## **Beräkningsförslag**

För att tidsserierna för respektive ämne skall vara konsistent beräknade måste dels utsläppen räknas om och dels allokeras om enligt ovan nämnda förslag. Även energimängderna måste omallokeras eftersom de måste rapporteras som aktivitetsdata i energisektorn. Det går inte att använda samma angreppssätt och fördelning för båda anläggningarna eftersom de ser olika ut. Nedan följer en genomgång av hur respektive ämne eller ämnesgrupp bör räknas om och allokeras om för de båda anläggningarna.

### **CO<sub>2</sub> och energi**

Om man studerar utsläppen av CO<sub>2</sub> för 2005 och 2006 ser man att data enligt MR överensstämmer dåligt med UNFCCC data (se Tabell 26), vilket innebär att det inte är lämpligt att fortsätta med nuvarande metodik där utsläppen beräknas utifrån energistatistiken. Ytterligare ett argument för att byta metodik är att MR-data överensstämmer med ETS-data (EU:s utsläppshandelssystem).

För att kunna genomföra omallokering enligt allokeringsförslaget ovan föreslås att man utgår från skillnaderna i utsläppsmängder avseende CO<sub>2</sub> för åren 2003-2006 mellan MR data och data rapporterade till UNFCCC. Genom dessa skillnader kan utsläppsmängderna och därmed energimängderna ökas/minskas i respektive CRF/NFR-kod.

För åren 2003 till 2006 har CO<sub>2</sub>-utsläppen enligt MR fördelats mellan de aktuella koderna. Procentuell fördelning av utsläppen har beräknats utifrån MR enligt den fördelning som anges nedan. MR data har ersatt tidigare UNFCCC-data (dvs. energistatistikdata) och kvoten mellan nya och gamla UNFCCC-data har beräknats. Omräkningskvoterna redovisas i Tabell 28 för åren 2003-2006, samt medelvärdet för dessa år. Av tabellen framgår att kvoterna divergerar stort och om man be-

---

<sup>24</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

stämmer sig för att schablonmässigt minska/öka energimängderna i de olika CRF-koderna kommer det innebära att överensstämelsen kommer att bli bättre för vissa år och sämre för andra. Det innebär dock att skillnaden i tidsserien skulle bli konstant. Trots att kvoterna divergerar mellan åren föreslås att man använder sig av medelvärdeskvoterna för respektive anläggning för att räkna om data bakåt i tiden åren 1990-2002 (både avseende CO<sub>2</sub> och energiförbrukning).

**Tabell 28. Beräknade fördelningskvoter för CO<sub>2</sub> för åren 2003-2006.**

Anläggning	År	1.A.1.a	1.A.1.c	1.A.2.a	1.B.1.c	2C1	Tot
Oxelösund	2003	0.0	1.14	1.00	0.91	1.27	1.10
Oxelösund	2004	0.0	1.07	0.90	0.82	1.48	1.11
Oxelösund	2005	0.0	1.15	1.12	0.79	1.19	1.10
Oxelösund	2006	0.0	1.13	0.90	1.01	1.68	1.17
<b>Oxelösund</b>	<b>Medel 2003-2006</b>	<b>0.0</b>	<b>1.12</b>	<b>0.98</b>	<b>0.88</b>	<b>1.40</b>	<b>1.12</b>
Luleå	2003	-	0.96	0.00	0.73	1.22	1.00
Luleå	2004	-	0.94	0.03	0.69	1.29	0.96
Luleå	2005	-	0.92	0.04	1.08	1.17	1.04
Luleå	2006	-	0.89	0.04	1.04	1.30	1.08
<b>Luleå</b>	<b>Medel 2003-2006</b>	<b>-</b>	<b>0.93</b>	<b>0.03</b>	<b>0.89</b>	<b>1.25</b>	<b>1.02</b>

För framtida beräkningar av utsläpp avseende CO<sub>2</sub> föreslås att uppgifter hämtas direkt ur miljörapporterna och att allokeringen avgörs från år till år via information i miljörapporterna. För att kunna redovisa energiförbrukning i CRF-Reporters som aktivitetsdata föreslås att uppgifter om energiförbrukning hämtas från företagens miljörapporter istället för som idag från energistatistikens kvartalsstatistik.

### NO<sub>x</sub> och SO<sub>x</sub>

I projektet "Riktad kvalitetskontrollstudie av NO<sub>x</sub>- och SO<sub>2</sub>-utsläpp från industrin i Sveriges internationella rapportering" konstaterades det att emissionsfaktorerna för NO<sub>x</sub> och SO<sub>2</sub> för koksugns gas och masugns gas som används i CRF 1A1a, 1A1c, 1A2a, 1B1c och 2C1 för SSAB i Luleå och Oxelösund åren 1990-2005 bör revideras.

Resultaten (se Tabell 26) visar att utsläppen av NO<sub>x</sub> rapporterade internationellt är alldeles för låga för bägge anläggningarna i förhållande till vad som redovisas i miljörapporterna. En möjlig lösning är att höja emissionsfaktorer för NO<sub>x</sub> från framför allt koksugns gas kraftigt. Men eftersom bränsleförbrukningen av koksugns gas inte varierar alls i lika stor utsträckning som utsläppen av NO<sub>x</sub> skulle en höjd emissionsfaktor inte leda till bättre överensstämmelse mellan rapporterade data och MR data alla år, utan istället riskeras utsläppen till UNFCCC/CLRTAP bli för höga vissa år och för låga andra år. Inte heller anläggningsspecifika emissionsfaktorer baserade på bränsleförbrukningen skulle förbättra situationen, eftersom

bildningen av  $\text{NO}_x$  är extremt beroende av temperatur och inte endast är knuten till bränsleslag. Detta försvårar ytterligare möjligheten att ta fram representativa emissionsfaktorer för masugns gas och koksugns gas som passar både för Oxelösunds anläggningen och Luleåanläggningen.

Av Tabell 26 framgår att det föreligger en generell underskattning av  $\text{SO}_2$  i den internationella rapporteringen för bägge anläggningarna. En eventuell omallokering av utsläppen innebär att mer  $\text{SO}_2$  kommer att hämtas från MR, vilket innebär att emissionerna från energistatistiken istället behöver sänkas. En möjlig lösning för att minska utsläppen i UNFCCC/CLRTAP data är att sänka emissionsfaktorn för  $\text{SO}_2$  från koksugns gas som innehåller mycket svavel, men precis som för  $\text{NO}_x$ -utsläppen är det dock inte alltid de år som internationellt rapporterade utsläpp är för höga som bränsleförbrukningen är som störst. Det blir därmed svårt att sätta korrekta emissionsfaktorer som skulle ge bättre resultat för enskilda anläggningar och år.

För att rapportera så korrekta utsläpp som möjligt av  $\text{NO}_x$  och  $\text{SO}_2$  föreslås istället att utsläppen i framtiden i så stor grad som möjligt baseras på miljörapportsdata. Allokeringen av utsläpp mellan olika CRF/NFR koder bestäms utifrån information i tillgängliga miljörapporter. För de år då de totala utsläppen inte är kända, beräknas de totala utsläppen baserat kvoten utsläpp/producerad mängd råstål, de år detta är känt. Allokeringen dessa år bestäms genom fördelningen de år tillräcklig information finns. Detaljerad information om beräkningen av utsläppskvoter och CRF/NFR-fördelning ges nedan. Till CRF Reporter föreslås att energiförbrukningen står kvar som aktivitetsdata i energisektorn även fortsättningsvis eftersom aktivitetsdata ska anges i TJ. I NIR/IIR anges däremot de aktivitetsdata (råstålproduktion) som faktiskt använts.

Generellt gäller att i Oxelösunds anläggningen bränner man restgaserna i oljekraftverken (OK2 och OK3), medan man i Luleå låter ett annat företag, Luleå Energi/kraft, bränna en del av restgaserna. Detta resulterar i att förhållandevis mycket utsläpp ska redovisas som energirelaterade (1A2a) i Oxelösunds anläggningen jämfört med i Luleåanläggningen och man kan alltså inte använda samma allokeringkvoter. Om man skall följa riktlinjerna fullt ut skall utsläppen från masugnens varmapparater (cowpers) redovisas under CRF/NFR 1A2a, men i miljörapporterna går det inte att utläsa utsläppen från cowpers separat. Därför föreslås att utsläppen från cowpers redovisas under CRF/NFR 2C1. I Tabell 29 ( $\text{NO}_x$ ) och Tabell 30 ( $\text{SO}_2$ ) redovisas medelvärden för de år som respektive fördelningsnyckel grundas på.

**Tabell 29. Fördelningsnyckel av NO<sub>x</sub>-utsläpp**

Företag	År	1A1c	1A2a	1B1c	2C1
Oxelösund	2001	0,115	0,768	0,090	0,027
Oxelösund	2003	0,118	0,722	0,102	0,057
Oxelösund	2004	0,282	0,602	0,087	0,029
Oxelösund	2005	0,397	0,486	0,061	0,055
Oxelösund	2006	0,364	0,518	0,078	0,039
<b>Oxelösund</b>	<b>Medelvärde 2001, 2003- 2006</b>	<b>0,255</b>	<b>0,619</b>	<b>0,084</b>	<b>0,042</b>
Luleå	2005	0,589	0,079	0,052	0,281
Luleå	2006	0,549	0,089	0,048	0,314
<b>Luleå</b>	<b>Medelvärde 2005-2006</b>	<b>0,569</b>	<b>0,084</b>	<b>0,050</b>	<b>0,297</b>

**Tabell 30. Fördelningsnyckel av SO<sub>2</sub>-utsläpp**

Företag	År	1A1c	1A2a	1B1b	1B1c	2B5	2C1
Oxelösund	2003	0,136	0,385	0,136	0,009	0,015	0,319
Oxelösund	2004	0,142	0,377	0,142	0,011	0,041	0,287
Oxelösund	2005	0,177	0,366	0,117	0,006	0,024	0,310
Oxelösund	2006	0,241	0,320	0,024	0,001	0,010	0,405
<b>Oxelösund</b>	<b>Medelvärde 2003-2006</b>	<b>0,174</b>	<b>0,362</b>	<b>0,105</b>	<b>0,007</b>	<b>0,022</b>	<b>0,330</b>
Luleå	2004	0,322	0,049	0,046	0,018	*	0,566
Luleå	2005	0,518	0,038	0,014	0,010	*	0,420
Luleå	2006	0,274	0,043	0,027	0,014	*	0,643
<b>Luleå</b>	<b>Medelvärde 2004-2006</b>	<b>0,371</b>	<b>0,043</b>	<b>0,029</b>	<b>0,014</b>	<b>*</b>	<b>0,543</b>

\*) Uppgift saknas

#### *Oxelösundsanläggningen*

Totala utsläppsdata avseende NO<sub>x</sub> har erhållits från miljörapporter och direkt av företaget<sup>25</sup> för åren 1992, 1995 och 1997-2006. Baserat på kvoten mellan utsläpp och produktion av råstål dessa år har utsläppen för år då dessa ej är kända beräknats med utnyttjande av kvoter och produktionsdata enligt Tabell 31.

**Tabell 31. Källor för utsläpp av NO<sub>x</sub> för SSAB i Oxelösund 1990-2006.**

År	Utsläpp baserat på:
1990-1991	Kvot för 1992
1992	Utsläpp från företaget
1993-1994	Genomsnittlig kvot från 1992 och 1995
1995	Utsläpp från företaget
1996	Kvot från 1997
1997-2006	Utsläpp från företaget

<sup>25</sup> Klas Lundberg, miljöchef SSAB i Oxelösund: klas.lundberg@ssab.com.

Totala utsläppsdata för SO<sub>2</sub> har erhållits från miljörapporterna och direkt från företaget<sup>26</sup> för åren 1992, 1995 och 1997-2006. Eftersom man i 2006 års miljörapport identifierat och redovisat en ny utsläppskälla av SO<sub>2</sub> har utsläppen för övriga kända år till att börja med räknats upp med motsvarande mängd per producerad mängd råstål:

Utsläpp år<sub>n</sub> = Rapporterat utsläpp år<sub>n</sub> + (0,180 kton/produktionen 2006) \* produktionen år<sub>n</sub>)

Baserat på kvoten mellan nyberäknade utsläpp och produktion av råstål har utsläppen för år då dessa inte är kända beräknats med utnyttjande av kvoterna och produktionsdata på samma sätt som för NO<sub>x</sub>, se Tabell 31. Vi föreslår att totalutsläppen fördelas baserat på de medelvärdeskvoter som anges i Tabell 29 och Tabell 30, samt att beräknade kvoter från miljörapporter används för de år som kvoter finns tillgängliga.

#### *Luleåanläggningen*

Totala utsläpp avseende NO<sub>x</sub> och SO<sub>2</sub> har erhållits direkt från företaget<sup>27</sup> för åren 1990-2006. Det föreslås att totalutsläppen fördelas baserat på de medelvärdeskvoter som anges i Tabell 29 och Tabell 30, samt att beräknade kvoter från miljörapporter används för de år som kvoter finns tillgängliga.

#### **TSP, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>**

Överensstämmelsen för TSP mellan CLRTAP-data och MR data är god alla år, men CLRTAP-data är ett par procent lägre och kommer att minska ytterligare något i och med omallokeringen som presenteras i avsnittet ”Allokeringsförslag”. För att redovisa så exakta uppgifter som möjligt rekommenderas att MR data används de år sådana finns tillgängliga i stället för att beräkna utsläpp utifrån uppgifter om energiförbrukningen och nationella emissionsfaktorer (d.v.s. EF avseende koksugns-, masugns- och LD-gas, gasol samt eldningsolja sätts till 0).

I Tabell 32 redovisas fördelningskvoten för TSP för respektive år för Oxelösund och Luleåanläggningen som fördelningsnyckeln grundas på, samt medelvärdet för dessa år. Oxelösund redovisar inte PM<sub>10</sub> eller PM<sub>2,5</sub> i sina miljörapporter medan Luleåanläggningen gör det. I brist på bättre information och med tanke på att anläggningarna är relativt lika föreslås därför att fraktioneringen för Luleåanläggningen används även för Oxelösund, se Tabell 33, även om det inte är helt korrekt.

---

<sup>26</sup> Klas Lundberg, miljöchef SSAB i Oxelösund: klas.lundberg@ssab.com

<sup>27</sup> Leif Wahlberg, miljöchef SSAB i Luleå: leif.wahlberg@ssab.com

**Tabell 32 Fördelningsnyckel av TSP-utsläpp.**

Anläggning	År	1A1c	1A2a	2C1
Oxelösund	2001	0,667	0,041	0,293
Oxelösund	2003	0,557	0,057	0,386
Oxelösund	2004	0,627	0,077	0,297
Oxelösund	2005	0,555	0,038	0,408
Oxelösund	2006	0,571	0,035	0,394
<b>Oxelösund</b>	<b>Medelvärde</b>	<b>0,595</b>	<b>0,049</b>	<b>0,355</b>
Luleå	2004	0,159	0,063	0,778
Luleå	2005	0,216	0,040	0,744
Luleå	2006	0,223	0,060	0,716
<b>Luleå</b>	<b>Medelvärde</b>	<b>0,199</b>	<b>0,054</b>	<b>0,746</b>

**Tabell 33 Andel PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> av TSP.**

Anläggning	År	PM <sub>10</sub>	PM <sub>2,5</sub>
Luleå	1990-1999	0,20	0,06
Luleå	2000-2001	0,22	0,06
Luleå	2002	0,24	0,07
Luleå	2003	0,39	0,13
Luleå	2004	0,49	0,18
Luleå	2005	0,46	0,17
Luleå	2006	0,48	0,19

### *Oxelösund*

Totala utsläppsdata av TSP har erhållits från miljörapporter och direkt av företaget för åren 1992, 1995 och 1997-2006. Baserat på kvoten mellan utsläpp och produktion av råstål dessa år har totalutsläppen för de år dessa inte är kända beräknats med utnyttjande av kvoter och produktionsdata enligt Tabell 31 för NO<sub>x</sub>. Totalutsläppen av TSP fördelas per rapporteringskod med de kvoter som anges i Tabell 32. Därför föreslås att utsläppen bakåt i tiden beräknas utifrån erhållna utsläpp av TSP med utnyttjande av beräknad andel PM<sub>10</sub> respektive PM<sub>2,5</sub> som anges i Tabell 33.

### *Luleåanläggningen*

Totala utsläpp avseende TSP har erhållits direkt från företaget<sup>28</sup> för åren 1990-2006. Baserat på de kvoter som anges i Tabell 32 fördelas totalutsläppen av TSP per rapporteringskod. Totalutsläpp av PM<sub>10</sub> eller PM<sub>2,5</sub> har ej erhållits från företaget. Därför föreslås att utsläppen bakåt i tiden beräknas utifrån erhållna utsläpp av TSP med utnyttjande av beräknad andel PM<sub>10</sub> respektive PM<sub>2,5</sub> som anges i Tabell 33.

<sup>28</sup> Leif Wahlberg, miljöchef SSAB i Luleå: leif.wahlberg@ssab.com

## **Dioxin och PAH**

Idag rapporteras inga emissioner av dioxin i 1A1c och 1A2a, eftersom det inte finns några emissionsfaktorer för dioxin avseende gaser (gasol, koks-, masugns- och LD-gas) och eldningsolja. Allt dioxin som rapporteras idag rapporteras under 2C1. Enligt Luleåanläggningen emitteras ca 20% i koksugnsverket och 80% i ståluggnen. Det föreslås att nuvarande metodik behålls för Luleåanläggningen och att IE rapporteras i 1A1c. I IIR:en skall ungefärlig fördelning per kod anges. Oxelösundsanläggningen redovisar inte dioxin i sin miljörapport och därför rapporteras det inte till CLRTAP idag. Det föreslås att man avvaktar framtida rapportering av företaget och med nya data som grund utvecklar emissionsfaktor relaterad till stålproduktionen.

Idag beräknas PAH-4 emissionerna, samt individuella PAH som ingår i PAH-4, som rapporteras i 1B1b med utnyttjande av emissionsfaktorer från US-EPA samt producerad mängd koks. Eftersom inget av företagen specificerar PAH-4 i sina miljörapporter föreslås att man fortsätter med nuvarande metodik. Under 1A2a rapporteras emissioner som härrör från förbrukning av eldningsolja. Vi föreslår att nuvarande metodik och emissionsfaktorer för 1A2a behålls avseende PAH-4.

## **Metaller**

Båda företagen anger i sina miljörapporter att större delen ut metallutsläppen kommer från stålverket. De emissionsfaktorer för As och Hg som används i dag för gaserna (koksugns-, masugns- och LD-gas) inom energisektorn är för höga, vilket resulterar i överskattade emissioner. Hg och As kan visserligen förekomma i gasfas, men det finns inget underlagsmaterial tillgängligt för att kunna utveckla nya emissionsfaktorer. Därför föreslås att varken Hg eller As beräknas med hjälp av emissionsfaktorer för koksugns-, masugns- och LD-gas. För övriga metaller är emissionsfaktorerna för gaserna idag redan satta till 0, vilket innebär att utsläppen från de båda källorna stämmer bra överens. Det föreslås även att emissionsfaktorerna för metaller avseende eldningsolja sätts till 0 i syfte att förhindra dubbelrapportering.

Vi föreslår följaktligen att alla metallutsläpp rapporteras under 2C1 och att metaller rapporteras som IE i 1A1c och 1A2a. I IIR:en anges ungefärlig fördelning per kod. Det har visat sig att nuvarande tidsserier för metaller som rapporteras under 2C1 för respektive anläggning är totalutsläpp och inte endast processutsläpp, vilket innebär att nuvarande tidsserier för metaller som rapporteras under 2C1 inte kommer att revideras. Totalt sett kommer metallemissionerna för Oxelösundsanläggningen och Luleåanläggningen att minska eftersom de utsläpp som tidigare rapporterades under 1A1c och 1A2a sätts till 0.

Eftersom Oxelösundsanläggningen inte redovisar Cr, Cu och Ni i sina miljörapporter föreslås att nuvarande metodik behålls, dvs. utifrån kvantitet TSP multiplicerad



med ansatt EF. Om företaget i framtiden börjar rapportera utsläpp av dessa metaller bör emissionsfaktorn revideras.

## Rekommendationer

- Nuvarande emissionsfaktorer för koksugns-, masugns- och LD-gas avseende As, Hg, TSP, PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> sätts till 0 för Oxelösundsanläggningen och Luleåanläggningen i syfte att undvika dubbelrapportering.
- Nu gällande emissionsfaktorer för Oxelösundsanläggningens och Luleåanläggningens eldningsolja och Oxelösundsanläggningens gasol sätts till 0 för CO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, TSP, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>, dioxin samt samtliga metaller (Pb, Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Zn) i syfte att undvika dubbelrapportering.
- Nuvarande metodik och emissionsfaktorer för 1A2a och 1B1b behålls avseende PAH-4.
- I det pågående projektet ”Uppdatering av klimatrelaterade emissionsfaktorer” som IVL utför på uppdrag av STEM föreslås en revidering av de nu gällande nationella emissionsfaktorerna för CO<sub>2</sub> och N<sub>2</sub>O avseende kokugns-, masugns- och LD-gas. Vi rekommenderar att dessa emissionsfaktorer används vid beräkning av dessa gaser enligt Tabell 34.

I Tabell 34 nedan sammanfattas den föreslagna framtida rapporteringsmetodiken för Oxelösundsanläggningen respektive Luleåanläggningen.

**Tabell 34. Sammanfattande tabell avseende framtida rapporteringsmetodik.**

Anläggning	Kod	Aktivitet	Ämne	Källa	Kommentar
Oxelösund/ Luleå		Energiförbrukning	-	MR	Energiförbrukning från miljörapporten sammanställs årligen och fördelas per CRF/NFR - kod
Oxelösund/ Luleå	1A1c, 1A2a, 1B1c	Koksugnsverk, förbränning och fackling	CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, NMVOC, CO	Energiförbrukning från MR, nat. EF.	Emissioner beräknas mha bränsleförbrukning enligt MR och nationella EF.
Oxelösund	1A1c	Koksugnsverk	CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> , TSP, PM <sub>10</sub> , PM <sub>2,5</sub>	MR	Metaller från koksverket rapporteras i 2C1 och som IE 1A1c. PM <sub>10</sub> och PM <sub>2,5</sub> beräknas utifrån TSP.
Oxelösund	1A2a	Förbränning (bränslen, OK2/OK3, olja, valsverk)	CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> , TSP, PAH-4	MR	Metaller från förbränning rapporteras i 2C1 och som IE 1A2a. PM <sub>10</sub> och PM <sub>2,5</sub> beräknas utifrån TSP.
Oxelösund	1B1b	Kokssläckning	SO <sub>2</sub> , PAH-4	MR, samt beräk- ning	SO <sub>2</sub> från kokssläckning rapporteras i MR. PAH-4 beräknas mha. koksproduktion och EF från US-EPA
Oxelösund	1B1c	Fackling	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, CO, NMVOC, SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub>	Energiförbrukning från MR, nat. EF	Emissioner beräknas mha bränsleförbrukning enligt MR och nationell EF. Utsläpp måste korrigeras för rapporterade utsläpp för ämnen (CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> )som grundas på MR-data i 1A1c, 2C1.
Oxelösund	2B5	Svavelåtervinning	SO <sub>2</sub>	MR	SO <sub>2</sub> från svavelsyraverket rapporteras i MR.
Oxelösund	2C1	Masugn och stålverk	CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> , TSP, PM <sub>10</sub> , PM <sub>2,5</sub> , Pb, Cd, Hg, Cr, Cu, Ni, Zn	MR samt beräk- ning	PM <sub>10</sub> och PM <sub>2,5</sub> beräknas utifrån TSP. Cr, Cu, Ni beräknas mha EF samt TSP.
Luleå	1A1c	Koksugnsverk exklusive ång- panna	CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> , TSP, PM <sub>10</sub> , PM <sub>2,5</sub>	MR	Metaller och dioxin från koksverket rapporteras i 2C1 och som IE 1A1c.
Luleå	1A2a	Förbränning (bränslen, servi- ceanl. ångpanna koksugns- verk, övrigt)	CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> , TS,P PM <sub>10</sub> , PM <sub>2,5</sub> , PAH-4	MR	Metaller från förbränning rapporteras i 2C1 och som IE 1A2a.
Luleå	1B1b	Kokssläckning	SO <sub>2</sub> och PAH-4	Direktuppgift från företaget, MR samt beräkning	Uppgift om SO <sub>2</sub> från kokssläckning fås direkt från företaget. PAH-4 beräknas mha koksproduktion och EF från US-EPA
Luleå	1B1c	Fackling	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O, CO, NMVOC, SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub>	Energiförbrukning från MR, nat EF	Emissioner beräknas mha bränsleförbrukning enligt MR och nationell EF. Utsläpp måste korrigeras för rapporterade utsläpp för ämnen (CO <sub>2</sub> , SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> )som grundas på MR-data i 1A1c, 2C1.
Luleå	2C1	Masugn och stålverk	CO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> , TSP, PM <sub>10</sub> , PM <sub>2,5</sub> , Pb, Cd, Hg, dioxin, As, Cr, Cu, Ni, Zn	MR	Rapporterade emissioner i MR.

# Järn- och stålindustrin – primär Höganäs

Medan järnframställningen vid SSAB:s anläggningar baseras på en masugnprocess baseras framställningen vid Höganäs AB i Höganäs på en direktreduktionsprocess. Vid framställning av järnsvamp blandas järnmalm, kol och koks i keramiska rör som upphetas i en tunnelugn där reduktionen av järnoxiderna sker. Den malm som används har hög järnhalt och denna reduceras utan att smältas med utnyttjande av en reduktionsgas. Denna gas framställs av naturgas och består framför allt av vätgas och kolmonoxid. Produkten, järnsvamp, har ett kolinnehåll under två procent och kan användas direkt i ljusbågsugn som ett alternativ till skrot. Förutom järnsvamp produceras vid anläggningen även olegerat och legerat järnpulver samt kopierpulver.

I projektet "Riktad kvalitetskontrollstudie av NO<sub>x</sub>- och SO<sub>2</sub>-utsläpp från industrin i Sveriges internationella rapportering" konstaterades att det för Höganäs Höganäs bör utredas hur stora SO<sub>2</sub>- och NO<sub>x</sub>-emissioner som härrör från användning av reduktionsmedel i form av koks och antracit, vilka ska rapporteras under CRF/NFR 2C1 (process).

I Tabell 35 redovisas uppgifter från miljörapporterna (MR) för Höganäs AB, Höganäs avseende utsläpp av CO<sub>2</sub>, total energiförbrukning och produktion av järnsvamp. Utsläppen av CO<sub>2</sub> från Höganäs AB anläggning i Höganäs, enligt miljörapport för 2006, motsvarar mindre än 0.5% av Sveriges totala utsläppet av CO<sub>2</sub> (exklusive LULUCF) som rapporteras till UNFCCC .

**Tabell 35. Uppgifter ur miljörapporter för åren 2001-2006.**

Anl.	År	CO <sub>2</sub> (Gg)	Energi* (TJ)	Järnsvamp (Gg)	CO <sub>2</sub> / energi (Gg/TJ)	CO <sub>2</sub> / Σ prod. (Gg)
Höganäs	2001	159	849	111	0.19	1.43
Höganäs	2002	202	1012	112	0.20	1.80
Höganäs	2003	198	998	106	0.20	1.86
Höganäs	2004	213	1159	121	0.18	1.76
Höganäs	2005	202	1071	114	0.19	1.77
Höganäs	2006	229	1197	130	0.19	1.76

\*Totalt energiinnehåll i förbrukade bränslen

Allokering av emissioner från järn- och stålproduktion med direktreduktionsprocess skall ske på samma sätt som för övrig primär järn- och stålproduktion. I produktionen används förutom reduktionsgasen även kol och koks som reduktionsmedel. Eftersom det inte finns något koksverk inom anläggningen allokeras emissioner från Höganäs AB Höganäs endast till CRF/NFR 1A2a samt 2C1.

I dagsläget betraktas i rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP hela mängden naturgas som används inom anläggningen som bränsle och samtliga emissioner beräknas med utnyttjande av nationella emissionsfaktorer för naturgas och allokeras till CRF/NFR 1A2a. En del av naturgasen som förbrukas inom Höganäsanläggningen används för att producera den reduktionsgas som används som reduktionsmedel tillsammans med kol och koks i järnsvampproduktionen. Därför bör en del av emissionerna som härrör från naturgasförbrukning betraktas som processutsläpp och allokeras till CRF/NFR 2C1. Inom EU:s utsläppshandelssystem (ETS) betraktas den del av naturgasen som används för produktion av reduktionsgasen som processrelaterad. För att få samstämmighet mellan rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP och ETS bör allokeringen av emissioner från naturgas korrigeras.

## Resultat

I Tabell 36 och Tabell 37 redovisas kvoterne mellan vad som rapporteras internationellt (IR) och vad företagen redovisar i sina miljörapporter (MR) för åren 2001 och 2003-2006 av samtliga utsläpp..

**Tabell 36. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för totala energimängder, gaser samt partiklar uttryckt som procent.**

Företag	Källa	År	Energi**	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	NO <sub>x</sub>	CO	NMVOC	SO <sub>x</sub>	NH <sub>3</sub>	TSP	PM10	PM <sub>2.5</sub>
			%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Höganäs	IR/MR	2001	107%	121%	*	*	72%	*	213%	99%	*	102%	*	*
Höganäs	IR/MR	2002	104%	102%	*	*	97%	*	224%	76%	*	102%	*	*
Höganäs	IR/MR	2003	100%	97%	*	*	88%	*	198%	75%	*	102%	*	*
Höganäs	IR/MR	2004	94%	102%	*	*	83%	*	297%	75%	*	102%	*	*
Höganäs	IR/MR	2005	101%	101%	*	*	95%	*	288%	71%	*	102%	*	*
Höganäs	IR/MR	2006	73%	94%	*	*	64%	*	176%	69%	*	102%	*	*

\*Uppgift saknas i MR

\*\*I jämförelsen ang. rapporterade/redovisade energimängder ingår endast energislaget naturgas vilket står för ungeför 99% av energimängden i samtliga utnyttjade bränslen.

**Tabell 37. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för metaller, dioxin och PAH1-4.**

Företag	Källa	År	Pb	Cd	Hg	Dioxin	PAH Total 1-4*	As	Cr	Cu	Ni	Zn
			%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Höganäs	IR/MR	2001	100%	98%	101%	100%	**	105%	99%	101%	100%	101%
Höganäs	IR/MR	2002	134%	67%	40%	100%	**	104%	101%	96%	99%	100%
Höganäs	IR/MR	2003	167%	93%	104%	100%	**	96%	98%	104%	101%	100%
Höganäs	IR/MR	2004	98%	90%	100%	100%	**	96%	102%	97%	39%	100%
Höganäs	IR/MR	2005	100%	100%	100%	100%	**	100%	100%	100%	100%	100%
Höganäs	IR/MR	2006	100%	100%	100%	100%	**	100%	100%	100%	100%	100%

\*benzo(a)pyrene, benzo(b)fluoranthene, benzo(k)fluoranthene och Indeno(1,2,3-cd)pyrene rapporteras ej separat i MR

\*\*ej fullständig tidsserie för underkoden CRF/NFR 2C12 (Primära järn- och stål. Processrelaterade PAH-emissioner rapporteras därför ej.

## **Energiförbrukning**

I Tabell 36 kan man utläsa att energiinnehållet i naturgasen som utnyttjas vid anläggningen har god överensstämmelse med den mängd som inhämtas ur energistatistiken för samtliga år utom för 2006. Förklaringen till att energimängden i energistatistiken för 2006 endast motsvarar 73% av den mängd som rapporteras i miljörapporten är att bränsleuppgifter för 2006 avseende naturgas är felaktigt angiven i energistatistiken.

## **CO<sub>2</sub>**

Från Tabell 36 kan utläsas att god samstämmighet mellan rapporterade totala CO<sub>2</sub>-emissioner till UNFCCC och miljörapportuppgifter finns för åren 2002 till 2005. Avvikelsen för 2006 beror till största del på en felaktiga bränsleuppgift avseende naturgas i energistatistiken. Avvikelsen för 2001 beror på att mängden naturgas hämtad från energistatistiken är högre än vad företaget redovisar i sin miljörapport.

I dagsläget rapporteras samtliga utsläpp från naturgasanvändning för Höganäs AB, Höganäs, under CRF/NFR 1A2a vilket inte är i överensstämmelse med fördelningen av naturgasanvändning för företaget inom EU:s utsläppshandelssystem (ETS) och inte heller med IPCC guidelines 2006<sup>29</sup>. Inom ETS betraktas den mängd naturgas som används för produktion av vätgas (reduktionsgas) vid reformern som processrelaterad, medan övrig mängd betraktas vara energirelaterad.

Den mängd emitterad CO<sub>2</sub> som härstammar från övriga reduktionsmedel skall enligt IPCC guidelines 2006<sup>29</sup> rapporteras under CRF/NFR 2C1 vilket överensstämmer med Sveriges rapportering till UNFCCC. Avvikelserna mellan rapporterade CO<sub>2</sub>-emissioner till UNFCCC och redovisade emissioner i miljörapporterna beror till viss del på att företaget för sina beräkningar av CO<sub>2</sub>-emissioner från reduktionsmedlen kol och koks använder en betydligt högre emissionsfaktor än den nationella emissionsfaktorn som används för emissionsberäkningarna till UNFCCC.

## **CH<sub>4</sub>**

Företaget redovisar inte CH<sub>4</sub> i sina miljörapporter (Tabell 36). Troligen ligger emissionerna långt under tröskelvärdet för krav på rapportering. Enligt riktlinjerna för IPCC<sup>29</sup> skall CH<sub>4</sub> från naturgas rapporteras. Den emissionsfaktor som anges i riktlinjerna (1 kg/TJ) överensstämmer med den nationella emissionsfaktor för naturgas som används för emissionsberäkningarna.

---

<sup>29</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>

## N<sub>2</sub>O

I miljörapporterna finns inga uppgifter om N<sub>2</sub>O-emissioner från anläggningen (Tabell 36). Enligt riktlinjerna för IPCC förväntas emissionerna av N<sub>2</sub>O vara begränsade för järn och stålindustrin<sup>30</sup>, men länderna är fria att använda sig av nationellt framtagna emissionsfaktorer. Några sådana emissionsfaktorer har inte använts för att uppskatta N<sub>2</sub>O-emissionerna från Höganäs AB i Höganäs. En livscykelanalys inkluderad i Ekdahl, Å (2001)<sup>31</sup> antyder att N<sub>2</sub>O-emissionerna från tillverkningen av stålpulver (PNC 30) i Höganäs ligger på en mycket låg nivå.

En beräkning av emissioner av N<sub>2</sub>O från använda mängder naturgas, eldningsolja 1 samt gasol indikerar att ungefär 2 ton N<sub>2</sub>O skulle emitteras årligen från Höganäs-anläggningen om de nationella emissionsfaktorerna används. Naturgas står för nästan 100% av beräknad emission. I jämförelse med riktlinjerna för IPCC<sup>30</sup> förefaller den nationella emissionsfaktorn för N<sub>2</sub>O från naturgas använd inom industrin vara alltför hög, 2 kg/TJ jämfört med 0.1 kg/TJ. Beräkning av N<sub>2</sub>O-emissioner från Höganäs baserade på emissionsfaktor för naturgas från riktlinjerna för IPCC, skulle alltså resultera i en minskning av rapporterade N<sub>2</sub>O-emissioner från anläggningen med 95%.

## NO<sub>x</sub>

Företaget rapporterar emissioner av NO<sub>x</sub> från spraytorkor, tunnelugnar, torkor i svampverket, ugnar i pulver- och distalloyverken samt från hetvattenpannor i ångcentralen. Jämförelsen av rapporterade utsläpp till UNFCCC/CLRTAP och data i miljörapporterna åren 2001-2006 (se Tabell 36) visar att rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP är upp till 36% lägre än vad som företaget redovisar i sina miljörapporter. Anledningen till att redovisade data i MR inte överensstämmer med rapporteringen till UNFCCC beror till del på att NO<sub>x</sub>-emissionerna från tunnelugnarna i svampverket har inte inkluderats i rapporteringen av processemissioner. Då dessa NO<sub>x</sub>-emissioner inkluderas kommer istället rapporteringen att överstiga de NO<sub>x</sub>-emissioner som företaget redovisar i sina miljörapporter. Orsaken till detta är att de nationella emissionsfaktorer för NO<sub>x</sub> från naturgas som rapporteringen utnyttjar (0.05 kg NO<sub>x</sub>/GJ), är högre än de emissionsfaktorer som företaget använder för sina emissionsberäkningar.

## CO

Företaget redovisar inte CO i sina miljörapporter (Tabell 36). De nationella emissionsfaktorn har jämförts med "Default-EF" från EMEP/CORINAIR<sup>32</sup>. Den natio-

---

<sup>30</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>

<sup>31</sup> Ekdahl, Å. 2001. Life Cycle Assessment on SKF's Spherical Roller Bearing. Department of Environmental Systems Analysis. REPORT 2001:1. CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, Göteborg, Sweden 2001. ISSN 1400-9560

<sup>32</sup> [http://reports.eea.europa.eu/EMEP\\_CORINAIR4/en/page002.html](http://reports.eea.europa.eu/EMEP_CORINAIR4/en/page002.html)

nella emissionsfaktorn (0.015 kg/GJ) ligger inom intervallet för ”Default-EF” (0.002 – 0.5 kg/GJ).

## **SO<sub>2</sub>**

I miljörapporterna redovisar företaget SO<sub>2</sub>-emissioner från gasförbränning, från reduktion av järnslig och mangansulfat samt från produktion av MnS-E. Till UNFCCC/CLRTAP rapporteras ungefär 25 - 30% ägre emissioner för åren 2002 till 2006 (Tabell 36). Anledningen till detta är att de SO<sub>2</sub>-emissioner som företaget redovisar från gasförbränning ej är inkluderade i rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP.

## **NMVOG**

Enligt riktlinjerna för IPCC<sup>33</sup> och EMEP/CORINAIR<sup>34</sup> skall NMVOG rapporteras. I miljörapporterna anges emissioner av aceton från pilotanläggningen för ytbelagda pulver. Inga övriga emissioner av NMVOG anges. I rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP rapporteras interaktionellt aceton-emissionerna i CRF/NFR 2C1 samt NMVOG från förbränning av naturgas i CRF/NFR 1A2a. Jämfört med de emissioner som presenteras i miljörapporterna rapporterar SMED dubbelt till tre gånger så mycket NMVOG för åren 2001 till 2006 (Tabell 36). Enligt riktlinjerna skall de utsläpp som härrör från lösningsmedels- och produktanvändning rapporteras i CRF/NFR 3. Vid utvecklandet av ”Lösningsmedelsmodellen” gjordes valet att emissioner från lösningsmedelsanvändning inom industri där övriga processemisioner rapporteras inom CRF/NFR 2, skall rapporteras tillsammans med övriga emissioner för respektive anläggning. Därför rapporteras Höganäs emissioner från acetonanvändning i pilotanläggningen för ytbelagda pulver i CRF/NFR i 2C1.

## **NH<sub>3</sub>**

Höganäs redovisar inga emissioner av NH<sub>3</sub> i sina miljörapporter (Tabell 36). Den nationella emissionsfaktorn för emissioner av NH<sub>3</sub> från förbränning av naturgas används av SMED och beräknade emissioner rapporteras i CRF/NFR 1A2a. Enligt EMEP/CORINAIR guidebook<sup>34</sup> förväntas ej NH<sub>3</sub> emitteras från järn- och stålindustrin.

De utsläpp som rapporteras till CLRTAP från anläggningen är energirelaterade.

## **TSP**

I miljörapporterna redovisar anläggningen emissioner av TSP från svampverk, pulververk, distaloyverk, kopierverk samt emissioner från tillsatsmaterial. Fram till och med 2002 rapporteras även emissioner från sprayverket.

---

<sup>33</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>

<sup>34</sup> <http://reports.eea.europa.eu/EMEPCORINAIR4/en/page002.html>



Det råder god överensstämmelse mellan vad som rapporteras i anläggningens miljörapporter och vad som rapporteras till CLRTAP (Tabell 36).

#### **PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub>**

I miljörapporterna rapporteras inte emissioner av PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> (Tabell 36). Fraktioneringen av TSP sker idag på samma sätt för Höganäs AB, Höganäs, som för SSAB Luleå och Oxelösund. I samband med att fraktionering för SSAB granskas bör även rapporteringen av PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> för Höganäs ses över.

#### **Pb**

I miljörapporterna redovisar anläggningen emissioner av Pb från svampverk, pulververk, distaloyverk, kopierverk samt emissioner från tillsatsmaterial. Fram till och med 2002 rapporteras även emissioner från sprayverket.

För 2001, 2005 och 2006 råder exakt överensstämmelse mellan vad som rapporteras i miljörapporter och det som rapporteras till CLRTAP (Tabell 37). För åren 2002, 2003 och 2004 uppdateras SMEDs uppgifter med data ur miljörapporter.

#### **Cd**

I miljörapporterna redovisar anläggningen emissioner av Cd från svampverk, pulververk, distaloyverk, kopierverk samt emissioner från tillsatsmaterial. Fram till och med 2002 rapporteras även emissioner från sprayverket.

För 2005 och 2006 råder exakt överensstämmelse mellan vad som rapporteras i miljörapporter och det som rapporteras till CLRTAP (Tabell 37). För övriga år uppdateras SMEDs uppgifter med data ur miljörapporter.

#### **Hg**

I miljörapporterna redovisar anläggningen emissioner av Hg från svampverk, pulververk, distaloyverk, kopierverk samt emissioner från tillsatsmaterial. Fram till och med 2002 rapporteras även emissioner från sprayverket.

Rapporteringen av Hg är i god överensstämmelse för samtliga år förutom 2002 då rapporteringen till CLRTAP kraftigt understiger vad som rapporteras i MR (Tabell 37). Värdet för 2002 korrigeras till att motsvara rapporteringen i miljörapporten.

#### **Dioxin**

I miljörapporterna redovisar anläggningen emissioner av dioxin från svampverkets tunnelugnar. Inga emissioner av dioxin rapporteras i 1A2a. Rapporteringen av dioxin till CLRTAP överensstämmer väl med vad som redovisas i miljörapporterna för samtliga år (Tabell 37).

#### **PAH**

I miljörapporterna redovisar anläggningen emissioner av PAH-4 från svampverkets tunnelugnar. Eftersom tidsserien inte är fullständig från anläggningen rapporteras inte dessa data till CLRTAP. (Tabell 37).

## **As**

I miljörapporterna redovisar anläggningen emissioner av As från svampverk, pulververk, distaloyverk, kopierverk samt emissioner från tillsatsmaterial. Fram till och med 2002 rapporteras även emissioner från sprayverket.

Överensstämmelsen mellan rapporterade uppgifter till CLRTAP och angivna uppgifter i miljörapporter är god (Tabell 37). Skillnaden mellan miljörapportsdata och rapporterade data till CLRTAP beror på att rapporterade värden avrundats. För 2005 och 2006 överensstämmer värdena helt. Avrundade värden korrigeras till att motsvara uppgifterna i miljörapporterna.

## **Cr**

I miljörapporterna redovisar anläggningen emissioner av Cr från svampverk, pulververk, distaloyverk, kopierverk samt emissioner från tillsatsmaterial. Fram till och med 2002 rapporteras även emissioner från sprayverket.

Överensstämmelsen mellan rapporterade uppgifter till CLRTAP och angivna uppgifter i miljörapporter är god (Tabell 37). Skillnaden mellan miljörapportsdata och rapporterade data till CLRTAP beror på att rapporterade värden avrundats. För 2005 och 2006 överensstämmer värdena helt. Avrundade värden korrigeras till att motsvara uppgifterna i miljörapporterna.

## **Cu**

I miljörapporterna redovisar anläggningen emissioner av Cu från svampverk, pulververk, distaloyverk, kopierverk samt emissioner från tillsatsmaterial. Fram till och med 2002 rapporteras även emissioner från sprayverket.

Överensstämmelsen mellan rapporterade uppgifter till CLRTAP och angivna uppgifter i miljörapporter är god (Tabell 37). Skillnaden mellan miljörapportsdata och rapporterade data till CLRTAP beror på att rapporterade värden avrundats. För 2005 och 2006 överensstämmer värdena helt. Avrundade värden korrigeras till att motsvara uppgifterna i miljörapporterna.

## **Ni**

I miljörapporterna redovisar anläggningen emissioner av Ni från svampverk, pulververk, distaloyverk, kopierverk samt emissioner från tillsatsmaterial. Fram till och med 2002 rapporteras även emissioner från sprayverket.

Överensstämmelsen mellan rapporterade uppgifter till CLRTAP och angivna uppgifter i miljörapporter är god för samtliga år förutom för 2004 (Tabell 37). I värdet för 2004 har emissionerna av nickel i stoftfri gas felaktigt ej inkluderats. Rapporterade värden för åren 2001 till 2003 är inte helt identiska med de värden som redovisas i miljörapporterna. Skillnaden mellan miljörapportsdata och rapporterade data till CLRTAP beror på att rapporterade värden avrundats. För 2005 och 2006 överensstämmer värdena helt. Värdena för 2001 - 2004 korrigeras/rättas till att motsvara uppgifterna i miljörapporterna.

## Zn

I miljörapporterna redovisar anläggningen emissioner av Zn från svampverk, pulververk, distaloyverk, kopierverk samt emissioner från tillsatsmaterial. Fram till och med 2002 rapporteras även emissioner från sprayverket.

Överensstämmelsen mellan rapporterade uppgifter till CLRTAP och angivna uppgifter i miljörapporter är god (Tabell 37). Skillnaden mellan miljörapportsdata och rapporterade data till CLRTAP beror på att rapporterade värden avrundats. För 2005 och 2006 överensstämmer värdena helt. Avrundade värden korrigeras till att motsvara uppgifterna i miljörapporterna.

## Diskussion

### Datakälla

I dagsläget utnyttjas för rapporteringen dels energistatistikens uppgifter om bränsleförbrukning och nationella emissionsfaktorer, dels emissionsuppgifter ur anläggningens miljörapporter. Föreliggande studie har visat att vissa nationella emissionsfaktorer som utnyttjas för de emissionsberäkningar som baseras på bränsle- eller råvaruförbrukning inte överensstämmer med de som företaget presenterar. Detta gäller framför allt emissionsfaktorn för CO<sub>2</sub> från koks samt emissionsfaktorerna för NO<sub>x</sub> och SO<sub>2</sub> från naturgas.

För att nå så god överensstämmelse som möjligt mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC/CLRTAP och uppgifter i anläggningens miljörapporter bör i så hög grad som möjligt data hämtas ur miljörapporterna eller om nödvändiga uppgifter saknas i miljörapporterna, direkt från företaget.

### Allockeringsförslag

För att nå överensstämmelse mellan rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP, IPCC guidelines 2006<sup>35</sup>, riktlinjerna till CLRTAP<sup>36</sup>, handelssystemet och uppgifterna i företagets miljörapporter krävs en omallokering av delar av naturgasförbrukningen och därtill hörande emissioner från 1A2a till 2C1.

Allokeringen av emissioner från användning av naturgas inom anläggningen bör göras så att bästa överensstämmelse erhålls i jämförelse med handelssystemet. Detta innebär att de emissioner som härrör från den del av naturgasen som används för produktion av reduktionsgas vid reformern, allokeras till 2C1. Denna omallokering mellan 1A2a och 2C1 kommer att påverka rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP avseende:

- energimängder (aktivitetsdata), 1A2a
- CO<sub>2</sub>, 1A2a och 2C1
- CH<sub>4</sub>, 1A2a och 2C1
- N<sub>2</sub>O, 1A2a och 2C1

---

<sup>35</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>

<sup>36</sup> <http://reports.eea.europa.eu/EMEPCORINAIR4/en/page002.html>

- NO<sub>x</sub>, 1A2a och 2C1
- CO, 1A2a och 2C1
- NMVOC, 1A2a och 2C1
- NH<sub>3</sub>, 1A2a och 2C1
- Partiklar, 1A2a och 2C1

Uppgifter om mängd naturgas till produktion av reduktionsgas inhämtas från företaget. I övrigt behöver inga omallokeringar göras av emissioner från Höganäs AB i Höganäs.

### Förslag på övriga förändringar

Förutom de förändringar som följer som ett direkt resultat av omallokering av delar av naturgasförbrukningen inom Höganäs listas nedan övriga förslag till övriga förändringar som kommer att påverka rapporteringarna till UNFCCC/CLRTAP.

### Energiförbrukning

Total naturgasförbrukning inom anläggningen samt andel naturgas som används för produktion av reduktionsgas inhämtas från företaget, antingen ur deras miljörapporter eller via kontakt per e-post eller telefon. Den del av naturgasen som är energirelaterad och vars emissioner skall rapporteras i CRF/NFR 1A2a ersätter tidigare uppgifter för anläggningen som inhämtats från energistatistiken.

### CO<sub>2</sub>

CO<sub>2</sub>-emissioner från användning av andra reduktionsmedel än naturgas föreslås i framtiden hämtas direkt ur miljörapporterna.

### CH<sub>4</sub>

Då företaget inte redovisar CH<sub>4</sub> i sina miljörapporter kan inte några jämförelser mellan rapporterade data och miljörapportsdata göras. Rimligheten i rapporterade data kontrolleras genom en jämförelse mellan de nationella emissionsfaktorerna för det helt dominerande bränsleslaget naturgas, som används inom anläggningen och IPCC defaultvärden. Jämförelsen i Tabell 38 visar att den nuvarande nationella emissionsfaktorn för naturgas ligger i nivå med IPCC 2006<sup>37</sup> defaultvärde varför inga behov av justeringar föreligger i dagsläget.

**Tabell 38. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC Default EF för naturgas avseende CH<sub>4</sub>**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	IPCC EF kg /GJ	IPCC EF intervall kg /GJ	Nationell EF inom IPCC intervall
Naturgas	0,001	0,001	0,0003-0,003	Ja

<sup>37</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>

## N<sub>2</sub>O

Företaget redovisar inte N<sub>2</sub>O i sina miljörapporter. En jämförelse av de nationella emissionsfaktorerna för det helt dominerande bränsleslaget naturgas som används inom anläggningen görs därför mot IPCC defaultvärden. Jämförelsen i Tabell 39 visar att den nuvarande nationella emissionsfaktorn för naturgas ligger långt över IPCC 2006 defaultvärde. Tidsserien för emissioner av N<sub>2</sub>O från naturgas föreslås därför omräknas med utnyttjande av defaultemissionsfaktor i riktlinjerna för IPCC<sup>38</sup>

**Tabell 39. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC Default EF för naturgas avseedne N<sub>2</sub>O**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	IPCC EF kg /GJ	IPCC EF intervall kg /GJ	Nationell EF inom IPCC intervall
Naturgas	0,002	0,0001	0,00003-0,0003	Nej

## NO<sub>x</sub>

NO<sub>x</sub> från spraytorkor i Kopierverket har tidigare ej inkluderats i rapporteringen. Denna del av anläggningens totala NO<sub>x</sub>-emissioner föreslås inkluderas i CRF/NFR 2C1. NO<sub>x</sub>-emissioner från naturgas föreslås beräknas med utnyttjande av emissionsfaktorer presenterade i miljörapporterna.

## CO

Jämförelsen mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC/CLRTAP och uppgifter i miljörapporterna föranleder inga omräkningar eller andra förändringar.

## SO<sub>2</sub>

Företaget redovisar SO<sub>2</sub>-emissioner från gasförbränning. Denna mängd har tidigare ej inkluderats i rapporteringen men föreslås framgent inkluderas i CRF/NFR 2C1.

## NMVOC

Företaget redovisar endast emissioner av NMVOC i form av aceton från pilotanläggningen för ytbelagda pulver i sina miljörapporter. Inga energirelaterade NMVOC-emissioner redovisas. Rimligheten i rapporterade data har därför kontrollerats genom en jämförelse mellan de nationella emissionsfaktorerna naturgas och defaultvärden angivna i EMEP/CORINAIR guidebook - 2006<sup>39</sup>. Jämförelsen i Tabell 40 visar att den nuvarande nationella emissionsfaktorn för naturgas ligger under intervallet i EMEP/CORINAIR guidebook. SMED föreslår dock att den nationella emissionsfaktorn för NMVOC från naturgas även fortsättningsvis används för Höganäs AB i Höganäs tills dess att ny information finns tillgänglig.

<sup>38</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>

<sup>39</sup> <http://reports.eea.europa.eu/EMEP/CORINAIR4/en/B332vs3.pdf>

**Tabell 40. Jämförelse Nationella EF respektive EMEP/CORINAIR GUIDEBOOK Default EF för naturgas avseende NMVOC**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	EMEP/CORINAIR EF (reheating furnaces) kg /GJ	Nationell EF inom EMEP/CORINAIR intervall
Naturgas	0,001	0,0025-0,004	Nej

### **NH<sub>3</sub>**

Ett arbete pågår med att gå igenom och eventuellt uppdatera emissionsfaktorer i EMEP/CORINAIR guidebook. I den "draft"-version som SMED fått tillgång till saknas "Default-EF" för NH<sub>3</sub>. Därför kan inga kontroller av rimligheten i de gällande nationella emissionsfaktorerna göras. SMED föreslår att samtliga nationella emissionsfaktorer för NH<sub>3</sub> ses över i ett separat projekt, alternativt avvakta tills EMEP/CORINAIR guidebook uppdateras avseende emissionsfaktorer för NH<sub>3</sub>.

### **TSP**

Jämförelsen mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC/CLRTAP och uppgifter i miljörapporterna föranleder inga omräkningar eller andra förändringar.

### **PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub>**

I samband med att fraktioneringen av TSP för SSAB Luleå och Oxelösund revideras föreslås att samma fraktionering av partiklarna antas gälla för Höganäs AB, Höganäs.

### **Metaller**

Rapporterade emissioner av samtliga rapporterade metaller uppdateras för 2001, 2002, 2003 och 2004 med uppgifter ur miljörapporter.

### **Dioxin**

Jämförelsen mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC/CLRTAP och uppgifter i miljörapporterna föranleder inga omräkningar eller andra förändringar.

### **PAH**

För att anläggningens processrelaterade PAH-emissioner skall kunna rapporteras till CLRTAP krävs en fullständig och konsistent tidsserie för samtliga anläggningar inom rapporteringskoden CRF/NFR 2C12 (Primära järn- och stål). I dagsläget föreslås inga förändringar av rapporteringen.

### **Rekommendationer**

- Mängden naturgas som används för produktion av reduktionsgas, exkluderas från mängden naturgas som ingår som aktivitetsdata i Sektor 1 (Energi).
- Samtliga emissioner som härrör från reduktionsgaser rapporteras under CRF/NFR 2C1
- CO<sub>2</sub> från andra reduktionsmedel hämtas ur miljörapporterna

- Ny anläggningsspecifik emissionsfaktor för N<sub>2</sub>O från naturgas (IPCC default)
- NO<sub>x</sub> från tunnelugnar inkluderas i 2C1
- Ny anläggningsspecifik emissionsfaktor för NO<sub>x</sub> från naturgas hämtas ur miljörapporter
- SO<sub>2</sub> från gasförbränning inkluderas i 2C1
- Reviderad fraktionering av TSP görs i enlighet med uppgifter från SSAB Luleå
- Uppdatering av i 2C1 rapporterade metallemissioner så att dessa exakt motsvarar emissionerna redovisade i miljörapporterna

# Järn- och stålindustrin – sekundär

Till skillnad från de primära stålverken som använder järnråvara i form av malm är de sekundära järn- och stålverkens produktion skrotbaserad. I Sverige tillverkas skrotbaserat råstål på 11 orter<sup>40</sup> och i föreliggande studie har åtta anläggningars uppgifter som ingår i rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP jämförts med uppgifter hämtade ur deras årliga miljörapporter.

Vid den skrotbaserade ståltillverkningen används ljusbågsugnar för smältning av skrotråvaran. I ljusbågsugnen leds en stark elektrisk ström till grafitelektroden varvid en ljusbåge bildas vilken smälter materialet i ugnen, dvs. skrot, legeringsämnen och slaggbildare, kalk. De legeringsämnena som tillsätts ger stålet de egenskaper som efterfrågas, t.ex. hårdhet, seghet, beständighet mot rost m.m. Exempel på legerade stålsorter är rostfritt stål, snabbstål, verktygsstål och kullagerstål medan olegerat stål är sk. handelsstål och kolstål.

Efter smältning i ljusbågsugn finjusteras materialet i skänkuugn där stålet renas ytterligare, legeringshalten justeras och rätt gjuttemperatur ställs in. Gjutningen sker vanligtvis genom så kallad stränggjutning men gjutning av stålet i formar till göt, förekommer också. De gjutna ämnena bearbetas ytterligare genom varmvalsning och eventuell efterföljande kallbearbetning eller smidning.

De åtta sekundära järn- och stålverk som omfattas av studien är Höganäs AB i Halmstad, Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn, Uddeholm Tooling AB i Hagfors, Outokumpu Stainless AB i Degerfors, Fundia Special Bar AB i Smedjebacken, Outokumpu Stainless AB i Avesta, Ovako Steel AB i Hofors samt Sandvik AB i Sandviken. Mängden information angående produktionsvolym, råvaruförbrukning och emissioner som kan hämtas ur anläggningarnas miljörapporter varierar kraftigt vilket leder till att jämförelserna mellan rapporterade uppgifter och miljörapportdata ibland varit svår att genomföra på ett fullständigt sätt.

I Tabell 41 redovisas uppgifter från miljörapporterna (MR) för anläggningarna avseende utsläpp av CO<sub>2</sub>, total energiförbrukning och procentuell fördelning av utnyttjad energi på energislagen eldningsolja 1, eldningsolja 2-5/WRD, gasol och naturgas samt även produktionsvolym och mängd kol eller koks använt som reduktionsmedel. För samtliga anläggningar förutom Höganäs i Halmstad och Uddeholm Tooling AB i Hagfors är gasol den dominerande energikällan men många av anläggningarna använder också betydande mängder olja. Förutom de bränslen som utnyttjas vid anläggningarna bidrar även de reduktionsmedel som används i produktionen till emitterade mängder av CO<sub>2</sub>.

---

<sup>40</sup> [www.jernkontoret.se](http://www.jernkontoret.se)



**Tabell 41. Uppgifter ur miljörapporter för åren 2001 samt 2003-2006.**

Anl.	År	CO <sub>2</sub> (Gg)	Energi* (TJ)	Prod. stålverk (Gg)	Andel av total mängd energi				CO <sub>2</sub> / energi (Gg/TJ)	CO <sub>2</sub> / Σ prod. (Gg)	Koks & Kol (Mg)
					EO1	EO2- 5, WRD	Gasol	Natur- gas			
Höganäs, Halmstad	2001	16	46	120	0%	0%	0%	100%	0.34	0.13	**
	2003	15	50	131	0%	0%	0%	100%	0.31	0.12	3.88
	2004	20	63	146	0%	0%	0%	100%	0.31	0.14	4.31
	2005	21	65	139	0%	0%	0%	100%	0.32	0.15	4.49
	2006	22	63	142	0%	0%	0%	100%	0.36	0.16	4.68
Scana Steel Björneborg AB, Kristinehamn	2001	18	**	**	**	**	**	**	-	-	**
	2003	17	251	49	5%	16%	79%	0%	0.07	0.34	**
	2004	16	241	55	6%	17%	77%	0%	0.07	0.29	**
	2005	16	257	60	5%	17%	78%	0%	0.06	0.28	**
	2006	19	274	65	6%	15%	79%	0%	0.07	0.29	**
Uddeholm Tooling AB, Hagfors	2001	48	613	72	2%	71%	27%	0%	0.08	0.67	0.18
	2003	36	473	71	1%	64%	36%	0%	0.08	0.51	0.13
	2004	39	495	84	0%	65%	35%	0%	0.08	0.47	0.17
	2005	40	508	85	1%	64%	35%	0%	0.08	0.47	0.20
	2006	37	455	76	1%	61%	38%	0%	0.08	0.49	0.20
Outokumpu Stainless AB, Degerfors	2001	**	456	173	4%	26%	70%	0%	-	-	**
	2003	**	591	84	4%	35%	61%	0%	-	-	**
	2004	**	582	0	3%	37%	60%	0%	-	-	**
	2005	**	485	0	4%	29%	67%	0%	-	-	**
	2006	**	493	0	3%	29%	68%	0%	-	-	**
Fundia Special Bar AB, Smedjebacken	2001	51	365	468	0%	0%	100%	0%	0.14	0.11	3.52
	2003	49	405	482	0%	0%	100%	0%	0.12	0.10	4.75
	2004	57	431	510	0%	0%	100%	0%	0.13	0.11	7.56
	2005	54	406	426	0%	0%	100%	0%	0.13	0.13	5.61
	2006	62	455	485	0%	0%	100%	0%	0.14	0.13	6.14
Outokumpu Stainless AB, Avesta	2001	126	1845	456	22%	0%	78%	0%	0.07	0.28	1.71
	2003	174	2451	423	19%	0%	81%	0%	0.07	0.41	1.24
	2004	182	2180	445	22%	0%	78%	0%	0.08	0.41	2.34
	2005	168	1925	410	24%	0%	76%	0%	0.09	0.41	2.97
	2006	151	1700	424	28%	0%	72%	0%	0.09	0.36	2.48

**Tabell 41. Forts.**

Anl.	År	CO <sub>2</sub> (Gg)	Energi* (TJ)	Prod. stålverk (Gg)	Andel av total mängd energi				CO <sub>2</sub> / energi (Gg/TJ)	CO <sub>2</sub> / Σ prod. (Gg)	Koks & Kol (Mg)
					EO1	EO2- 5, WRD	Gasol	Natur- gas			
Ovako Steel AB, Hofors	2001	**	732	384	0%	39%	61%	0%	-	-	7.60
	2003	76	802	417	0%	44%	55%	0%	0.10	0.18	9.80
	2004	77	803	451	0%	43%	57%	0%	0.10	0.17	10.70
	2005	88	887	488	0%	45%	55%	0%	0.10	0.18	12.80
	2006	**	**	459	**	**	**	**	-	-	**
Sandvik AB, Sandviken	2001	84	1068	206	9%	14%	77%	0%	0.08	0.41	**
	2003	113	1588	243	7%	32%	61%	0%	0.07	0.47	2.20
	2004	118	1436	275	8%	19%	73%	0%	0.08	0.43	2.26
	2005	121	1380	280	9%	17%	74%	0%	0.09	0.43	2.26
	2006	117	1321	317	9%	12%	79%	0%	0.09	0.37	2.59

\*Totalt energiinnehåll i förbrukade bränslen

\*\*Uppgift saknas i företagens miljörapporter.

Stålproduktionen vid Outokumpu Stainless AB i Degerfors lades ner under 2003 och verksamheten har under följande år endast innefattat värmning och valsning av ämnen levererade från bolagets övriga stålverk samt slipning, kapning och svarvning. I den följande analysen exkluderas därför denna anläggning.

Emissionerna från sekundär järn- och stålproduktion allokeras på samma sätt som för primär järn- och stålproduktion (se kapitel om SSAB). För de i studien inkluderade anläggningarna betyder detta att de energirelaterade emissionerna rapporteras till största delen i CRF/NFR 1A2a och att de processrelaterade emissionerna rapporteras i CRF/NFR 2C1. En liten del av de energirelaterade emissioner från Outokumpu Stainless AB i Avesta rapporteras under CRF/NFR 1B2c.

## Resultat

I Tabell 42 och Tabell 43 redovisas kvoterne mellan vad som rapporteras internationellt (IR) och vad företagen redovisar i sina miljörapporter (MR) för åren 2001 samt 2002 - 2006 av samtliga utsläpp.

**Tabell 42. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för totala energimängder, gaser samt partiklar.**

Företag	Källa	År	Energi %	CO <sub>2</sub> %	CH <sub>4</sub> %	N <sub>2</sub> O %	NO <sub>x</sub> %	CO %	NMVOC %	SO <sub>x</sub> %	NH <sub>3</sub> %	TSP %	PM10 %	PM <sub>2.5</sub> %
Höganäs, Halmstad	IR/MR	2001	102%	101%	*	*	114%	*	*	100%	*	100%	*	*
		2003	104%	113%	*	*	110%	*	*	100%	*	100%	*	*
		2004	124%	105%	*	*	113%	*	*	100%	*	100%	*	*
		2005	103%	98%	*	*	113%	*	*	100%	*	100%	*	*
		2006	102%	99%	*	*	112%	*	*	100%	*	100%	*	*
Scana Steel Björneborg AB, Kristinehamn	IR/MR	2001	*	112%	*	*	59%	*	*	182%	*	102%	*	*
		2003	97%	106%	*	*	59%	*	*	158%	*	103%	*	*
		2004	102%	113%	*	*	59%	*	*	153%	*	103%	*	*
		2005	102%	116%	*	*	59%	*	*	158%	*	103%	*	*
		2006	102%	109%	*	*	57%	*	*	149%	*	103%	*	*
Uddeholm Tooling AB, Hägfors	IR/MR	2001	100%	87%	*	*	46%	13%	22%	95%	*	149%	*	*
		2003	100%	101%	*	*	38%	7%	4%	222%	*	120%	*	*
		2004	100%	100%	*	*	51%	6%	34%	149%	*	118%	*	*
		2005	102%	100%	*	*	37%	9%	48%	150%	*	144%	*	*
		2006	76%	75%	*	*	43%	7%	36%	101%	*	125%	*	*
Fundia Special Bar AB, Smedjebacken	IR/MR	2001	116%	90%	*	*	105%	*	*	32%	*	95%	*	*
		2003	118%	105%	*	*	124%	*	51%	226%	*	92%	*	*
		2004	120%	117%	*	*	124%	*	*	114%	*	92%	*	*
		2005	122%	112%	*	*	121%	*	104%	111%	*	83%	*	*
		2006	116%	108%	*	*	102%	*	*	108%	*	79%	*	*

**Tabell 42. Forts**

Företag	Källa	År	Energi** %	CO <sub>2</sub> %	CH <sub>4</sub> %	N <sub>2</sub> O %	NO <sub>x</sub> %	CO %	NMVOC %	SO <sub>x</sub> %	NH <sub>3</sub> %	TSP %	PM10 %	PM <sub>2.5</sub> %
Outokumpu Stainless AB, Avesta	IR/MR	2001	102%	129%	*	*	98%	2%	110%	325%	*	*	*	*
		2003	101%	117%	*	*	107%	7%	146%	50%	153%	60%	*	*
		2004	102%	101%	*	*	108%	6%	141%	211%	45%	110%	*	*
		2005	108%	106%	*	*	112%	*	*	154%	*	111%	*	*
		2006	108%	106%	*	*	109%	3%	*	221%	*	112%	*	*
Ovako Steel AB, Hofors	IR/MR	2001	95%	*	*	*	48%	*	28%	133%	*	*	*	*
		2003	96%	114%	*	*	76%	*	105%	56%	*	107%	*	*
		2004	98%	109%	*	*	79%	*	105%	59%	*	105%	*	*
		2005	97%	105%	*	*	81%	*	105%	122%	*	106%	*	*
		2006	*	*	*	*	81%	*	105%	59%	*	*	*	*
Sandvik AB, Sandviken	IR/MR	2001	103%	116%	*	*	91%	*	213%	74%	*	107%	2860%	*
		2003	96%	117%	*	*	86%	*	155%	50%	*	134%	*	*
		2004	100%	110%	*	*	112%	*	205%	58%	*	88%	1607%	*
		2005	100%	103%	*	*	89%	*	194%	52%	*	79%	*	*
		2006	100%	102%	*	*	91%	*	175%	30%	*	99%	*	*

\*Uppgift saknas i MR

**Tabell 43. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för metaller, dioxin och PAH1-4.**

Företag	Källa	År	Pb %	Cd %	Hg %	Dioxin %	PAH Total 1-4* %	As %	Cr %	Cu %	Ni %	Zn %
Höganäs, Halmstad	IR/MR	2001	100%	77%	100%	100%	*	100%	100%	100%	100%	100%
		2003	100%	103%	99%	100%	*	152%	49%	73%	100%	100%
		2004	100%	100%	100%	100%	*	100%	100%	100%	100%	100%
		2005	100%	100%	100%	100%	*	100%	100%	100%	100%	100%
		2006	100%	100%	100%	94%	*	100%	100%	100%	100%	100%
Scana Steel Björneborg AB, Kristinehamn	IR/MR	2001	100%	102%	101%	*	*	*	100%	101%	200%	100%
		2003	102%	106%	18%	*	*	*	100%	101%	247%	100%
		2004	97%	104%	86%	*	*	*	100%	101%	243%	100%
		2005	102%	104%	101%	*	*	*	*	101%	*	100%
		2006	101%	101%	101%	*	*	*	*	101%	*	100%
Uddeholm Tooling AB, Hagfors	IR/MR	2001	151%	137%	106%	100%	*	*	101%	184%	3312%	101%
		2003	155%	108%	100%	100%	*	*	101%	106%	2648%	104%
		2004	151%	110%	100%	100%	*	*	101%	105%	1731%	103%
		2005	136%	234%	103%	100%	*	*	100%	119%	1254%	100%
		2006	127%	207%	103%	100%	*	*	100%	113%	883%	100%
Fundia Special Bar AB, Smedjebacken	IR/MR	2001	100%	101%	100%	89%	*	100%	100%	101%	101%	100%
		2003	100%	101%	100%	86%	*	101%	100%	101%	103%	100%
		2004	100%	101%	100%	104%	*	108%	100%	101%	103%	100%
		2005	101%	105%	100%	100%	*	121%	101%	106%	107%	100%
		2006	101%	104%	100%	100%	*	115%	101%	104%	105%	100%

**Tabell 43. Forts.**

Företag	Källa	År	Pb %	Cd %	Hg %	Dioxin %	PAH Total 1-4* %	As %	Cr %	Cu %	Ni %	Zn %
Outokumpu Stainless AB, Avesta	IR/MR	2001	105%	101%	100%	100%	*	*	100%	105%	131%	101%
		2003	126%	110%	100%	100%	*	*	101%	116%	276%	107%
		2004	120%	110%	100%	100%	*	*	100%	11%	159%	102%
		2005	108%	106%	100%	100%	*	*	100%	*	149%	101%
		2006	123%	119%	102%	100%	*	*	100%	*	150%	101%
Ovako Steel AB, Hofors	IR/MR	2001	105%	107%	100%	100%	*	108%	100%	105%	360%	100%
		2003	112%	114%	*	100%	*	130%	100%	105%	474%	101%
		2004	110%	114%	100%	25%	*	124%	100%	103%	256%	101%
		2005	111%	116%	100%	100%	*	115%	100%	103%	225%	101%
		2006	98%	103%	101%	100%	*	110%	79%	88%	260%	100%
Sandvik AB, Sandviken	IR/MR	2001	124%	191%	100%	100%	*	*	100%	119%	250%	107%
		2003	153%	171%	100%	100%	*	*	100%	122%	198%	103%
		2004	125%	141%	100%	100%	*	*	100%	112%	141%	101%
		2005	78%	155%	100%	100%	*	*	100%	109%	137%	101%
		2006	113%	119%	100%	100%	*	*	100%	106%	122%	115%

### **Energiförbrukning**

I Tabell 42 kan man utläsa att rapporterade mängder utnyttjad energi vid anläggningarna har för de allra flesta anläggningar och år god överensstämmelse med den mängd som rapporteras i miljörapporterna. Undantagen är Höganäs i Halmstad år 2004 där energistatistikdata felaktigt innehåller ett för högt värde på använd mängd naturgas samt Uddeholm Tooling AB i Hagfors år 2006 där energistatistiken anger för liten mängd använd eldningsolja och gasol.

### **CO<sub>2</sub>**

Från Tabell 42 kan utläsas att acceptabel samstämmighet föreligger mellan rapporterade totala CO<sub>2</sub>-emissioner till UNFCCC och miljörapportuppgifter för åren 2001 till 2006. Några av skillnaderna kan dock vara av intresse att kommentera.

Avvikelsen för Uddeholm Tooling AB i Hagfors för 2006 kommer att korrigeras då energistatistikens bränslemängder för detta år rättas med uppgifter ur anläggningens miljörapport. För Fundia Special Bas AB i Smedjebacken kan avvikelserna mellan miljörapportdata och rapporterade CO<sub>2</sub>-emissioner bero på att SMED för beräkning av de processrelaterade emissionerna som aktivitetsdata bland annat utnyttjar uppgifter om kolinnehållet i det skrot som företaget använder som råvara. Eventuellt ingår inte denna uppgift i den mängd CO<sub>2</sub> som företaget redovisar i sin miljörapport. Överensstämmelsen mellan miljörapportdata och rapporterade uppgifter till UNFCCC har för Outokumpu Stainless AB i Avesta god samstämmighet för åren 2004 till 2006. Eventuellt ingår inte de bränslerelaterade emissionerna i rapporterade CO<sub>2</sub>-emissioner innan 2004. För Sandvik AB i Sandviken kan den sämre överensstämmelsen för åren fram till 2005 bero på att det för dessa år finns sämre underlag för beräkning av processutsläpp. För 2005 och 2006 finns handelsdata att tillgå för beräkningarna.

### **CH<sub>4</sub>**

Företaget redovisar inte CH<sub>4</sub> i sina miljörapporter (Tabell 42). All rapporterad CH<sub>4</sub> härrör från förbränning av bränslen.

### **N<sub>2</sub>O**

I miljörapporterna finns inga uppgifter om N<sub>2</sub>O-emissioner från anläggningen (Tabell 42). All rapporterad N<sub>2</sub>O härrör från förbränning av bränslen.

### **NO<sub>x</sub>**

*Höganäs i Halmstad:* För samtliga undersökta år överskattas NO<sub>x</sub>-emissionerna i den internationella rapporteringen. SMED rapporterar till UNFCCC/CLRTAP dels processrelaterade emissioner där uppgifterna tas från miljörapporterna samt en mindre del NO<sub>x</sub> från naturgas. I miljörapporterna kan ej utläsas om avgivna mängder även inkluderar NO<sub>x</sub> från bränslen men troligen beror överskattningen av internationellt rapporterade data på att NO<sub>x</sub> från naturgas är dubbelrapporterat, dvs. ingår i rapporterade processemissioner samt även i rapporterade energirelaterade emissioner (Tabell 42).

*Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn:* NO<sub>x</sub> från anläggningen rapporterat till UNFCCC/CLRTAP motsvarar endast ungefär 60% av det som företaget redovisar i sina miljörapporter. Anledningen till denna underskattning av internationellt rapporterade data är att de nationella emissionsfaktorer som används för beräkningarna av de bränslerelaterade NO<sub>x</sub>-emissionerna är något lägre än företaget för EO 2-5 samt betydligt lägre än företaget för gasol (Tabell 42).

*Uddeholm Tooling AB i Hagfors:* NO<sub>x</sub> från anläggningen rapporterat till UNFCCC/CLRTAP motsvarar ofta mindre än hälften av det som företaget redovisar i sina miljörapporter. Precis som för Scana Steel förefaller de nationella emissionsfaktorerna som används för beräkning av bränslerelaterat NO<sub>x</sub> vara något för låga. För Uddeholm Tooling överensstämmer dock den nationella emissionsfaktorn för gasol väl med företaget medan nationella emissionsfaktorn för eldningsolja ger emissioner av NO<sub>x</sub> som ligger på 25% av det som företaget rapporterar. Vid anläggningen används enligt miljörapporterna även stora mängder diesel. Det är i nuläget inte klarlagt om emissioner från denna mängd skall inkluderas i 1A2a eller om hela mängden används som fordonsbränsle och därför rapporteras i CRF/NFR 1A3b. Dessutom beräknas i dagsläget processrelaterat NO<sub>x</sub> med utnyttjande av en emissionsfaktor från miljörapporten för år 2000 (0.55 kg NO<sub>x</sub>/ton stål från LB-ugnen). Denna emissionsfaktor bör ses över genom att kontakt tas med företaget (Tabell 42).

*Fundia Special Bar AB i Smedjebacken:* För åren 2003, 2004 och 2005 rapporteras till UNFCCC/CLRTAP ungefär 25% mer NO<sub>x</sub> än vad företaget anger i sina miljörapporter. Till skillnad från Uddeholm Tooling och Scana Steel verkar den nationella emissionsfaktorn för NO<sub>x</sub> istället vara för hög för beräkning av NO<sub>x</sub>-emissioner från Fundia Special Bar. De processrelaterade emissionerna som rapporteras i CRF/NFR 2C1 motsvaras av miljörapporternas redovisade emissioner från stålverkets LB- och LF-ugnar (Tabell 42).

*Outokumpu Stainless AB i Avesta:* De totala NO<sub>x</sub>-emissionerna från anläggningen överensstämmer väl med vad som redovisar i företaget miljörapporter. För 2001 saknas de processrelaterade NO<sub>x</sub>-emissionerna från kallbandsverkets betanläggning. Detta korrigeras till submission 2009 (Tabell 42)..

*Ovako Steel AB i Hofors:* För samtliga år rapporteras mindre mängder NO<sub>x</sub> till UNFCCC/CLRTAP från anläggningen jämfört med de totala redovisade NO<sub>x</sub>-emissionerna i miljörapporterna. För 2001 rapporteras endast emissioner från stålverket medan emissioner från rör- och ringverket inte är inkluderade. För 2003 och 2004 rapporteras inga emissioner från ringverket och för 2006 har emissionerna beräknats då specificerade emissionsuppgifter inte gick att hämta ur miljörapporten. Även om de ej inkluderade processemmissionerna inkluderas kommer den totala rapporterade emissionen av NO<sub>x</sub> från anläggningen ändå inte uppgå till mer än ungefär 80% av i miljörapporterna redovisade mängder. Detta måste betyda att även för Ovako Steel motsvarar de nationella emissionsfaktorerna för bränslen inte de faktiska energirelaterade emissionerna från anläggningen (Tabell 42).

*Sandvik AB i Sandviken:* De processrelaterade NO<sub>x</sub>-emissionerna hämtas från miljörapporternas uppgifter om utsläpp från stålverket och betningen. I övrigt redovi-



sas i miljörapporterna emissioner från kapning och förbränning av olja och gasol, vilka klassas som energirelaterade källor (Tabell 42).

## CO

*Höganäs AB i Halmstad, Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn, Fundia Special Bar AB i Smedjebacken, Ovako Steel AB i Hofors, Sandvik AB i Sandviken:* Företagen redovisar inte CO i sina miljörapporter. Någon jämförelse mellan miljörapportuppgifter och rapporterade data till UNFCCC/CLRTAP kan därför inte göras. Bränslerelaterade CO-emissioner rapporteras i sektor 1 (Tabell 42).

*Uddeholm Tooling AB i Hagfors, Outokumpu Stainless AB i Avesta:* Båda dessa anläggningar redovisar processrelaterade emissioner av CO i sina miljörapporter. Dessa emissioner har inte inkluderats i rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP under CRF/NFR 2C1 (Tabell 42).

## SO<sub>2</sub>

*Höganäs i Halmstad:* Rapporterade data till UNFCCC/CLRTAP överensstämmer helt med uppgifterna redovisade i miljörapporterna. Där redovisar anläggningen SO<sub>2</sub>-emissioner från stålverkets ugnar. Dessa emissioner rapporteras i CRF/NFR 2C1. Inga bränslerelaterade emissioner rapporteras då den nationella emissionsfaktorn för naturgas = 0 (Tabell 42).

*Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn:* I miljörapporterna rapporteras endast bränslerelaterade emissioner. Inga emissioner av SO<sub>2</sub> från reduktionsmedel rapporteras. Jämförelsen mellan miljörapportdata och uppgifter rapporterade till UNFCCC/CLRTAP visar att de senare överstiger uppgifterna i miljörapporterna med mellan 49 och 82%. Anledningen är att anläggningens emissionsfaktorer för beräkning av SO<sub>2</sub>-emissionerna inte överensstämmer med de nationella. För eldningsolja 1 är emissionsfaktorn som används av företaget ungefär dubbelt så hög som den nationella medan emissionsfaktorn för eldningsolja 3 endast är hälften så hög som den nationella (Tabell 42).

*Uddeholm Tooling AB i Hagfors:* Jämförelsen mellan miljörapportdata och till UNFCCC/CLRTAP rapporterade data tyder på att även för denna anläggning föreligger en skillnad mellan de emissionsfaktorer som företaget använder för sina SO<sub>2</sub>-emissionsberäkningar och de nationella emissionsfaktorer som används för den internationella rapporteringen. Störst skillnad mellan emissionsfaktorerna finner man för eldningsolja 3 där emissionsfaktorn är ungefär 60% lägre än den nationella emissionsfaktorn. Företaget presenterar också låga emissioner av SO<sub>2</sub> från gasol där den nationella emissionsfaktorn = 0. Dessutom finns uppgifter i vissa miljörapporter som tyder på att även processrelaterade emissioner av SO<sub>2</sub> förekommer. Dessa emissioner är inte inkluderade i de SO<sub>2</sub>-emissioner som rapporteras under CRF/NFR 2C1 (Tabell 42).

*Fundia Special Bar AB i Smedjebacken:* I miljörapporterna rapporteras emissioner av SO<sub>2</sub> från stålverket. Dessa rapporterar SMED under CRF/NFR 2C1. Den stora avvikelserna mellan miljörapportuppgifter och internationellt rapporterade data för 2003 beror på att processemissionerna från stålverket felaktigt har rapporterats för hög. Avvikelsen 2001 beror på att SO<sub>2</sub>-emissionerna för detta år har beräknats

baserat på produktionsuppgifter. Uppgifterna för 2001 och 2003 skall korrigeras till att motsvara miljörapportdata. För samtliga år beror en mindre del av avvikelserna på att SMED även rapporterar emissioner av SO<sub>2</sub> från eldningsolja vilka ej redovisas i miljörapporterna (Tabell 42).

*Outokumpu Stainless AB i Avesta:* Jämförelsen mellan miljörapportdata och rapporterade data visar på dålig överensstämmelse. För samtliga år rapporteras SO<sub>2</sub>-emissioner från stålverket i CRF/NFR 2C1 och bränslerelaterade emissioner i CRF/NFR 1A2a samt en liten del i CRF/NFR 1B2c. SO<sub>2</sub>-emissionerna från stålverket för 2003 som redovisas i miljörapporten är ungefär 600% högre än för åren 2001 och 2004 varför SMED har valt att för 2003 uppskatta de processrelaterade SO<sub>2</sub>-emissionerna baserat på uppgifter om produktionsmängder för 2003 och tidigare års emissions- och produktionsmängder. Resultatet av denna beräkning blir att det till UNFCCC/CLRTAP endast rapporteras 50% av i miljörapport för 2003 redovisade mängder. Övriga års avvikelser beror på att företagets beräkning av de energirelaterade SO<sub>2</sub>-emissionerna baseras på en emissionsfaktor som är 40 till 50% lägre än den som SMED använder för emissionsberäkningarna (Tabell 42).

*Ovako Steel AB i Hofors:* Avvikelserna mellan miljörapportdata och till UNFCCC/CLRTAP rapporterade SO<sub>2</sub>-emissioner varierar från underskattning (~-40%) till överskattning (~+30%) av internationellt rapporterade uppgifter. Variationen tycks bero på att anläggningens beräkningar av de energirelaterade emissionerna vilka baseras på bränslenas svavelhalter, inte överensstämmer med de nationella emissionsfaktorer som används för beräkningarna (Tabell 42).

*Sandvik AB i Sandviken:* Jämförelsen avseende SO<sub>2</sub> visar att till UNFCCC/CLRTAP rapporteras endast 30 till 74% av den mängd SO<sub>2</sub> som redovisas i miljörapporterna. Som för många av tidigare kommenterade anläggningars avvikelser mellan miljörapportdata och internationellt rapporterade data tycks avvikelserna framför allt bero på att de emissionsfaktorer som företaget nyttjar för emissionsberäkningarna inte överensstämmer med de nationella emissionsfaktorer som används för beräkningar av energirelaterade emissioner. SO<sub>2</sub>-emissioner från stålugn rapporteras i 2C1 (Tabell 42).

## NMVOC

*Höganäs i Halmstad:* Inga NMVOC-emissioner från anläggningen presenteras i miljörapporterna och till UNFCCC/CLRTAP rapporteras endast emissioner från bränslen i 1A2a (Tabell 42).

*Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn:* Inga NMVOC-emissioner från anläggningen presenteras i miljörapporterna och till UNFCCC/CLRTAP rapporteras endast emissioner från bränslen i 1A2a (Tabell 42).

*Uddeholm Tooling AB i Hagfors:* I miljörapporterna rapporteras emissioner från användning av färg och lösningsmedel. Samtidig färganvändning rapporteras under CRF/NFR 3a medan användningen av lösningsmedel skall ingå i 2C1. Dessa emissioner ingår inte i nuläget i rapporteringen och bör inkluderas framgent. I storleksordningen 200 kg lösningsmedel används vid anläggningen per år (Tabell 42).

*Fundia Special Bar AB i Smedjebacken:* I miljörapporterna rapporteras emissioner från stålverket. Dessa emissioner rapporteras i CRF/NFR 2C1. För 2003 ingår i

redovisad mängd NMVOC även emissioner från färg. Denna del av emissionerna rapporteras i CRF/NFR 3a. Övriga emissioner härrör från förbränning av bränslen vilka rapporteras i 1A2a (Tabell 42).

*Outokumpu Stainless AB i Avesta:* I miljörapporterna redovisas emissioner av NMVOC från stålugn. Dessa emissioner rapporteras till UNFCCC/CLRTAP under CRF/NFR 2C1. Övriga emissioner härrör från förbränning av gasol och eldningsolja och rapporteras i 1A2a (Tabell 42).

*Ovako Steel AB i Hofors:* Jämförelsen mellan miljörapportdata och rapporterade värden till UNFCCC/CLRTAP visar på mycket god överensstämmelse för samtliga år utom för 2001. För åren 2003 - 2006 rapporteras hela mängden NMVOC ur miljörapporterna i CRF/NFR medan endast andelen från ljusbågsugnen är inkluderad för 2001. I övrigt rapporteras även små mängder NMVOC från förbränning av bränslen (Tabell 42).

*Sandvik AB i Sandviken:* I miljörapporterna redovisas NMVOC-emissioner i form av lösningsmedel i använda kemikalier samt även emissioner av toluen och xylener. Dessa emissioner rapporteras summerade i CRF/NFR 2C1. Dessutom rapporteras NMVOC från förbränning av eldningsolja och gasol (Tabell 42).

### **NH<sub>3</sub>**

Av anläggningarna är det endast Outokumpu Stainless AB i Avesta som i sina miljörapporter redovisar emissioner av NH<sub>3</sub>. Dessa har felaktigt redovisats som processrelaterade emissioner för åren 2002 och 2003. Då det enligt IPCC Guideline<sup>41</sup> ej förväntas att NH<sub>3</sub> emitteras från järn- och stålindustrin skall dessa alltså exkluderas från de processrelaterade emissioner som rapporteras under NFR 2C1 (Tabell 42).

Övriga NH<sub>3</sub>-emissioner från sekundär järn- och stålindustri är förbränningsrelaterad och rapporteras i CRF/NFR 1A2a. För beräkningarna av de bränslerelaterade emissionerna används de nationella emissionsfaktorerna (Tabell 42).

### **TSP**

Ur Tabell 36 kan utläsas att överensstämmelsen generellt är god mellan redovisade mängder TSP i anläggningarnas miljörapporter och vad som rapporteras till CLRTAP. För Uddeholm Tooling AB i Hagfors finns signifikanta och konstanta avvikelser mellan miljörapportdata och internationellt rapporterade utsläpp av TSP. I miljörapporterna textdelar för 2005 och 2006 finns två olika TSP-emissioner givna. Skillnaden mellan dem är för båda åren ungefär 200 kg. Denna mängd motsvaras väl av uträknade energirelaterade emissioner. Således förefaller TSP-emissioner från förbränning av bränslen vara dubbelrapporterat för anläggningen och skall exkluderas ur rapporteringen under 2C1 (Tabell 42).

För Sandvik AB i Sandviken redovisas i miljörapporterna för 2001 till 2004 endast de processrelaterade TSP-emissionerna från stålverket och från mekanisk bearbet-

---

<sup>41</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/guidelin/ch2wb2.pdf>

ning, medan det för 2005 och 2006 även redovisas en del emissioner som skall rapporteras under NFR 1A2a (Tabell 42).

I miljörapporterna från Fundia Special Bar AB i Smedjebacken presenteras TSP-emissionerna från stålugnens LB-filter, från LF-filter samt från mediumvalsverkets ugn. Analysen visar att de beräknade bränslerelaterade emissionerna från mediumvalsverket är mellan 65 och 85% av de i miljörapporterna redovisade emissionerna (Tabell 42).

### **PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub>**

I miljörapporterna rapporteras inte emissioner av PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> (Tabell 42). Fraktioneringen av TSP sker idag på samma sätt för de sekundära järn- och stålindustrierna som för de primära. Processerna mellan primär och sekundär järn- och ståltillverkning skiljer sig väsentligt åt och därför bör fraktioneringen av TSP för de sekundära järn- och stålverken ses över i en separat studie.

### **Pb**

Ur Tabell 43 kan utläsas att överensstämmelsen är god mellan redovisade mängder Pb i miljörapporterna och vad som rapporteras till CLRTAP för Höganäs AB i Halmstad samt Fundia Special Bar AB i Smedjebacken. Dessa båda anläggningar använder naturgas respektive gasol som huvudsakligt bränsle.

För övriga anläggningar används gasol samt även större eller mindre mängder eldningsolja. Dessa anläggningar redovisar inte alltid sina Pb-emissioner i miljörapporterna tydligt specificerade med avseende på om emissionerna härrör från förbränning av bränsle eller om emissionerna är direkt processrelaterade. I de fall där det kan utläsas om bränslerelaterade emissioner ingår i de redovisade mängderna i miljörapporterna så exkluderas dessa mängder från det som rapporteras under NFR 2C1. I andra fall är det inte möjligt att avgöra om delar av de redovisade emissionerna även innehåller emissioner från de eldningsolja som används. Detta innebär att små mängder av Pb-emissioner med energirelaterat ursprung kan vara dubbelrapporterade, dvs. ingå i rapporterade mängder i NFR2C1 samt även beräknas med nationella emissionsfaktorer för de eldningsolja som används vid anläggningen och rapporteras under NFR 1A2a.

För Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn är överensstämmelsen god för samtliga undersökta år. Under jämförelsearbetet har upptäckts att Pb från diffus damning via lanterniner ej inkluderats i rapporteringen under NFR 2C1 för samtliga år. Detta korrigeras till submission 2009. Dessutom tillkommer Pb från bränslen som rapporteras i 1A2a.

### **Cd**

Ur Tabell 43 kan utläsas att överensstämmelsen även är god mellan redovisade mängder Cd i miljörapporterna och vad som rapporteras till CLRTAP för Höganäs AB i Halmstad. Anledningen till att utsläppen av Cd enligt miljörapporten för 2001 är högre än vad som rapporteras till CLRTAP är att Cd från stofffri gas ej inkluderats i rapporteringen.

Även för Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn, Fundia Special Bar AB i Smedjebacken, Outokumpu Stainless AB i Avesta och Ovako Steel AB i Hofors är överensstämmelsen mellan miljörapportdata och rapporterade mängder till CLRTAP god. För Uddeholm Tooling AB i Hagfors och Sandvik AB i Sandviken är avvikelserna större men förklaringen till avvikelserna är densamma för alla anläggningar. För dessa anläggningar gäller som för Pb, att det inte alltid ur miljörapporterna är möjligt att utläsa om energirelaterade emissioner är inkluderade i de rapporterade värdena. Risk finns då att en del energirelaterade Cd-emissioner dubbelrapporteras.

### **Hg**

För samtliga anläggningar är överensstämmelsen god mellan emissionsuppgifter i miljörapporterna och rapporterade värden till CLRTAP (Tabell 43). Endast emissionerna från Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn för 2003 och 2004 kräver en kommentar. I rapporterad emissionsuppgifter för dessa år har inte den stoftbundna andelen inkluderats i rapporteringen.

### **Dioxin**

För samtliga anläggningar är överensstämmelsen i de allra flesta fall mycket god mellan emissionsuppgifter i miljörapporterna och rapporterade värden till CLRTAP (Tabell 43). Emissionerna från Ovako Steel AB i Hofors för 2004 avviker dock kraftigt. Smed har för 2004 som processutsläpp valt att rapportera samma värde som för 2003. Detta beror på att enligt miljörapporten för 2004 man haft betydande störningar under mätningarna. Mätningarna visade på ett värde på 4 g/år Eadon vilket är fyra gånger mer än 2003 och nära dubbelt så mycket som 2005.

### **PAH**

I miljörapporterna från Uddeholm Tooling AB i Hagfors och Sandvik AB i Sandviken redovisas emissioner av PAH-6 från stålugnen. Till CLRTAP efterfrågas fullständiga tidsserier av PAH-4. På grund av att uppgifter om PAH-4 saknas rapporteras inte processrelaterade PAH-emissioner till CLRTAP. Emissioner från eldningsolja rapporteras i 1A2a (Tabell 43).

### **As, Cr, Cu**

Jämförelsen mellan miljörapportuppgifter och rapporterade emissioner till CLRTAP visar att överensstämmelsen är god för Höganäs i Halmstad förutom för 2003 (Tabell 43). Till CLRTAP rapporterade värden för As, Cr och Cu är för detta år beräknade och bör bytas ut mot miljörapportuppgifterna. Avvikelse för övriga anläggningar beror på att det förutom processrelaterade miljörapportdata även beräknas emissioner från de mängder eldningsolja som används inom anläggningarna. Dessa emissioner är vanligtvis inte specificerade i miljörapporterna (Tabell 43).

## **Ni**

Jämförelsen mellan miljörapportdata och rapporterade Ni-emissioner till CLRTAP visar på stora skillnader för flera av anläggningarna (Tabell 43). Precis som för ovan nämnda metallemissioner specificeras oftast inte Ni-emissionerna i miljörapporterna på ett så tydligt sätt att de process- respektive energirelaterade emissionerna lätt kan identifieras och separeras och i många fall redovisas endast de processrelaterade emissionerna. För de anläggningar som använder naturgas och gasol som huvusaklig energikälla är avvikelserna mellan miljörapportdata små, medan skillnaden för de som använder stora mängder eldningsolja kan vara betydande. Speciellt för de som nyttjar stora mängder eldningsolja 2-5, kommer de rapporterade uppgifterna att vida överskrida de uppgifter som företaget presenterat i miljörapporterna. Av de anläggningar som ingått i jämförelsen använder Uddeholm Tooling AB i Hagfors, Ovako Steel AB i Hofors, Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn, Outokumpu Stainless AB i Avesta samt Sandvik AB i Sandviken alla större eller mindre mängder eldningsolja andra än EO1 (Tabell 41).

## **Zn**

Överensstämmelsen mellan rapporterade uppgifter till CLRTAP och angivna uppgifter i miljörapporter är för samtliga anläggningar mycket god (Tabell 43).

# Diskussion

## **Datakälla**

I dagsläget utnyttjas för rapporteringen dels energistatistikens uppgifter om bränsleförbrukning och nationella emissionsfaktorer, dels emissionsuppgifter ur anläggningarnas miljörapporter. Föreliggande studie tyder på att vissa nationella emissionsfaktorer som utnyttjas för de emissionsberäkningar som baseras på bränsleförbrukning inte överensstämmer med de som företaget presenterar. Detta gäller framför allt emissionsfaktorerna för naturgas och gasol.

## **Energiförbrukning**

Energistatistikens uppgift om naturgasförbrukningen vid Höganäs AB i Halmstad för år 2004 korrigeras med uppgift ur anläggningens miljörapport. Även bränsleuppgifterna för Uddeholm Tooling AB i Hagfors för år 2006 korrigeras med uppgifter ur miljörapport.

## **CO<sub>2</sub>**

Rättade bränslemängder för Uddeholm Tooling AB i Hagfors kommer att leda till att beräknade energirelaterade CO<sub>2</sub>-emissioner korrigeras.

## CH<sub>4</sub>

Företagen redovisar inte CH<sub>4</sub> i sina miljörapporter och därför kan inte några jämförelser mellan rapporterade data och miljörapportdata göras. Rimligheten i rapporterade data kontrolleras genom en jämförelse mellan de nationella emissionsfaktorerna för bränsleslagen som används av anläggningarna och IPCC defaultvärden. Jämförelsen i Tabell 44 visar att den nuvarande nationella emissionsfaktorn för naturgas ligger i nivå med IPCC 2006<sup>42</sup> defaultvärde, varför inga behov av justeringar föreligger i dagsläget.

**Tabell 44. Jämförelse mellan nationella och IPCC Default-EF för aktuella bränsleslag avseende CH<sub>4</sub>.**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	IPCC EF kg /GJ	IPCC EF intervall kg /GJ	Nationell EF inom IPCC intervall
Naturgas	0,001	0,001	0,0003-0,003	Ja
Eldningsolja	0,002	0,003	0,001-0,01	Ja
Gasol	0,001	0,001	0,0003-0,003	Ja

## N<sub>2</sub>O

Möjlighet till jämförelse mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC och uppgifter i miljörapporter saknas. För att kontrollera rimligheten i de uppgifter som rapporteras till UNFCCC har de nationella emissionsfaktorerna jämförts mot IPCC defaultvärden. Jämförelsen i Tabell 45 visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna ligger avsevärt högre än IPCC "Default-EF"<sup>42</sup>.

**Tabell 45. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC "Default" EF per bränsle**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	IPCC EF kg /GJ	IPCC EF intervall kg /GJ	Nationell EF inom IPCC intervall
Naturgas	0,002	0,0001	0,00003-0,0003	Nej
Eldningsolja	0,005	0,0006	0,0002-0,002	Nej
Gasol	0,002	0,0001	0,00003-0,0003	Nej

I det pågående projektet "Uppdatering av klimatrelaterade emissionsfaktorer" som IVL utför på uppdrag av STEM föreslås en revidering av emissionsfaktorerna för N<sub>2</sub>O avseende eldningsolja och gasol i enlighet med de IPCC "Default-EF" som anges i Tabell 51. Därför föreslås att IPCC Default-EF ersätter nuvarande nationella emissionsfaktorer för bränsleslagen eldningsolja och gasol. Jämförelsen i Tabell 45 visar att den nuvarande nationella emissionsfaktorn även för naturgas ligger långt över IPCC 2006 defaultvärde. Tidsserien för emissioner av N<sub>2</sub>O från naturgas använd inom sekundär järn- och stålindustri föreslås därför omräknas med utnyttjande av defaultemissionsfaktor i riktlinjerna för IPCC<sup>42</sup>.

<sup>42</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>

## **NO<sub>x</sub>**

De nationella emissionsfaktorerna för beräkning av NO<sub>x</sub> från förbränning visar sig ofta inte stämma överens med de emissionsfaktorer som företagen använder eller som kan härledas ur företagens anläggningsuppgifter. Den nationella emissionsfaktorn för EO1 stämmer ganska ofta med den faktor som företagen använder medan den för EO2-5 oftast ligger alltför lågt. Den nationella emissionsfaktorn för gasol ligger ibland för högt och ibland för lågt då man jämför med bränsle- och emissionsuppgifter från företagens miljörapporter.

Anläggningsspecifika emissionsfaktorer för NO<sub>x</sub> är inte att föredra förutom för naturgas för Höganäs AB i Halmstad. En sammanställning och analys av emissioner, emissionsfaktorer och bränslemängder inom sekundär järn- och stål bör göras för att ta fram ett detaljerat och fullständigt underlag för att skapa branschspecifik emissionsfaktor för eldningsolja och gasol.

### ***Anläggningsspecifika korrigeringar:***

*Höganäs i Halmstad:* De eventuellt dubbelrapporterade energirelaterade NO<sub>x</sub>-emissionerna från anläggningen är mycket små, 2-3 ton per år. För att helt undvika risk för dubbelrapportering föreslår SMED att emissionsfaktorn för naturgas för anläggningen sätts till =0.

*Uddeholm Tooling AB i Hagfors:* Beräkning av processrelaterade emissioner av NO<sub>x</sub> från LB-ung bör ses över genom att ta kontakt med företaget.

*Outokumpu Stainless AB i Avesta:* Processrelaterade NO<sub>x</sub>-emissionerna från kallbandsverkets betanläggning för 2001 inkluderas i rapporteringen.

*Ovako Steel AB i Hofors:* Inkludera NO<sub>x</sub>-emissioner från rör- och ringtillverkningen för år 2001 samt små emissioner från ringverket för 2003 och 2004. Dessutom bör kontakt tas med företaget för att ersätta uppskattade processrelaterade emissioner för 2006 med uppgifter från företaget.

## **CO**

Inkludera processrelaterade CO-emissioner från Uddeholm Tooling AB i Hagfors och Outokumpu Stainless AB i Avesta i rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP.

## **SO<sub>2</sub>**

Precis som för NO<sub>x</sub> visar det sig att de nationella emissionsfaktorerna även för beräkning av SO<sub>2</sub> från förbränning inte stämmer överens med de emissionsfaktorer som företagen använder. En sammanställning och analys av emissioner, emissionsfaktorer och bränslemängder inom sekundär järn- och stål bör göras för att ta fram ett detaljerat och fullständigt underlag för att skapa branschspecifik emissionsfaktor för eldningsolja och gasol.

### ***Anläggningsspecifika korrigeringar:***

*Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn:* Kontakt bör tas med företaget för att utröna om svavelemissioner från reduktionsmedlen förekommer.

*Uddeholm Tooling AB i Hagfors:* Kontakt bör tas med företaget för att undersöka om processrelaterade emissioner förekommer.



*Fundia Special Bar AB i Smedjebacken:* Processrelaterade SO<sub>2</sub>-emissioner för 2001, 2003 och 2006 korrigeras till att motsvara uppgifter i miljörapporterna.

*Outokumpu Stainless AB i Avesta:* Kontrollera med företaget om angiven processrelaterad SO<sub>2</sub>-emission för 2003 är korrekt. Om värdet i miljörapporten är korrekt angiven bör värdet för 2003 uppdateras i rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP.

### **NMVOC**

*Uddeholm Tooling AB i Hagfors:* Inkludera mängden NMVOC i kristallolja i rapporteringen.

*Ovako Steel AB i Hofors:* Uppdatera NMVOC för 2001 till att även omfatta skrotsmältning och övrig kemikalieanvändning.

### **NH<sub>3</sub>**

*Outokumpu Stainless AB i Avesta:* Exkludera de NH<sub>3</sub>-emissioner som för närvarande rapporteras i NFR 2C1 då det enligt riktlinjerna för IPCC<sup>43</sup> ej förväntas att NH<sub>3</sub> emitteras från järn- och stålindustrin.

### **TSP**

*Uddeholm Tooling AB i Hagfors:* Exkludera de energirelaterade TSP-emissionerna som för närvarande ingår i NFR 2C1. Tag kontakt med företaget för att få information om storleksordningen av denna del av TSP-emissionerna för tidigare år.

### **PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub>**

Fraktioneringen av TSP för de sekundära järn- och stålverken bör ses över i en separat studie.

### **Pb**

*Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn:* Inkludera även Pb-emissioner från diffus damning i rapporteringen till CLRTAP.

### **Cd**

*Höganäs AB i Halmstad:* Inkludera Cd från stoftfri gas för 2001 i rapporteringen till CLRTAP.

### **Hg**

*Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn:* Inkludera den stoftbundna Hg-emissionen för 2003 och 2004 i rapporteringen till CLRTAP.

### **Dioxin**

Jämförelsen mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC/CLRTAP och uppgifter i miljörapporterna föranleder inga omräkningar eller andra förändringar.

---

<sup>43</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>

## **PAH**

Jämförelsen mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC/CLRTAP och uppgifter i miljörapporterna föranleder inga omräkningar eller andra förändringar.

## **As, Cr, Cu**

*Höganäs i Halmstad*: Uppdatera As, Cr, och Cu för 2003 med uppgifter ur anläggningens miljörapporter.

## **Ni**

Jämförelsen mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC/CLRTAP och uppgifter i miljörapporterna föranleder inga omräkningar eller andra förändringar.

## **Zn**

Jämförelsen mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC/CLRTAP och uppgifter i miljörapporterna föranleder inga omräkningar eller andra förändringar.

## **Rekommendationer**

- Korrigera energistatistikens uppgift för naturgas för Höganäs AB i Halmstad 2004
- Korrigera energistatistikens uppgift för naturgas för Uddeholm Tooling AB i Hagfors 2006
- Ersätt nationell emissionsfaktor för N<sub>2</sub>O-emissioner från förbränning av naturgas, eldningsolja och gasol med IPCC "Default-EF"
- Sammanställ och analysera emissioner, emissionsfaktorer och bränslemängder inom sekundär järn- och stål till ett detaljerat och fullständigt underlag för att skapa branschspecifik emissionsfaktor för NO<sub>x</sub> för eldningsolja och gasol
- Sätt emissionsfaktorn för NO<sub>x</sub> från naturgas =0 vid Höganäs AB i Halmstad för att undvika dubbelrapportering.
- Tag kontakt med Uddeholm Tooling AB i Hagfors för att kontrollera att den beräkningsmetod som SMED använder för processrelaterade NO<sub>x</sub>-emissioner ger en korrekt uppskattning av dessa emissioner
- Inkludera de processrelaterade NO<sub>x</sub>-emissionerna från Outokumpu Stainless AB i Avesta kallbandsverks betanläggning för 2001
- Inkludera Ovako Steel AB i Hofors NO<sub>x</sub>-emissioner från rör- och ringtillverkningen för 2001 samt emissioner från ringtillverkningen för 2003 och 2004. Tag dessutom kontakt med företaget för att kontrollera och eventuellt uppdatera de processrelaterade emissionerna för 2006
- Inkludera processrelaterade CO-emissioner från Uddeholm Tooling AB i Hagfors och Outokumpu Stainless AB i Avesta i rapporteringen
- Sammanställ och analysera emissioner, emissionsfaktorer och bränslemängder inom sekundär järn- och stål till ett detaljerat och fullständigt un-

derlag för att skapa branschspecifika emissionsfaktorer för SO<sub>2</sub> för eldningsolja och gasol

- Tag kontakt med Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn och Uddeholm Tooling AB i Hagfors för att undersöka om processrelaterade svavel-emissioner förekommer
- Korrigera processrelaterade SO<sub>2</sub>-emissioner för Fundia Special Bar AB i Smedjebacken för åren 2001, 2003 och 2006 till att motsvara uppgifter i miljörapporterna
- Kontrollera genom kontakt med Outokumpu Stainless AB i Avesta om miljörapportuppgift gällande angiven processrelaterad SO<sub>2</sub>-emission för 2003 är korrekt
- Inkludera NMVOC från kristallolja från Uddeholm Tooling AB i Hagfors
- Uppdatera NMVOC för 2001 till att även omfatta skrotsmältning och övrig kemikalieanvändning vid Ovako Steel AB i Hofors
- Exkludera NH<sub>3</sub>-emissioner från Outokumpu Stainless AB i Avesta från NFR 2C1
- Exkludera energirelaterade TSP-emissioner från Uddeholm Tooling AB i Hagfors från NFR 2C1
- Fraktioneringen av TSP för de sekundära järn- och stålverken bör ses över i en separat studie.
- Inkludera Pb från diffus dammning från Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn
- Inkludera Cd från stofffri gas från Höganäs AB i Halmstad för 2001
- Inkludera den stoftbundna Hg-emissionen för 2003 och 2004 från Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn
- Uppdatera As, Cr, och Cu för 2003 för Höganäs i Halmstad med uppgifter ur anläggningens miljörapporter

# Metallindustrin

Kubikenborg Aluminium AB, Kubal, i Sundsvall är Sveriges enda tillverkare av primäraluminium. Anläggningen består av två elektrolytverk, gjuteri och en fabrik för tillverkning av elektrodmassa till det äldre elektrolytverket (verk 2). Principen för tillverkningen bygger på att aluminiumoxid löses upp i saltsmälta vid en temperatur av ca 965°C och med utnyttjande av elektrisk ström omvandlas till metall. Ugnen består av en katod i form av en kolinfodrad stålplåtslåda och en kolanod. Ugnarna i verk 1 har anoder som utgörs av förbakade anodkol medan det till det äldre verket används anodkol i brikettform som består av petroleumkoks och stenkolstjärbeck vilka tillverkas i anläggningens elektrodmassafabrik.

I Tabell 46 redovisas uppgifter från miljörapporterna (MR) för Kubal avseende utsläpp av CO<sub>2</sub>, total energiförbrukning och producerad mängd aluminium. Utsläppen av CO<sub>2</sub> från Kubal enligt miljörapporten för 2006, motsvarar mindre än 0.5% av Sveriges totala utsläpp av CO<sub>2</sub> (exklusive LULUCF) som rapporteras till UNFCCC .

**Tabell 46. Uppgifter ur miljörapporter för åren 2001-2006.**

Anl.	År	CO <sub>2</sub>	Energi*	Aluminium	CO <sub>2</sub> /energi	CO <sub>2</sub> /Σ prod.
		(Gg)	(TJ)	(Gg)	(Gg/TJ)	(Gg)
Kubal	2001	171	153	102	1.11	1.68
Kubal	2002	157	156	101	1.00	1.56
Kubal	2003	151	167	101	0.90	1.50
Kubal	2004	150	159	101	0.95	1.49
Kubal	2005	152	165	103	0.92	1.49
Kubal	2006	153	182	102	0.84	1.51

\*Totalt energiinnehåll i förbrukade bränslen

**Tabell 47. Procentuell fördelning av utnyttjad energi (exklusive el-energi) inom aluminiumindustrin för åren 2001 - 2006.**

	Eldningsolja	Gasol
2001	14%	86%
2002	11%	89%
2003	8%	92%
2004	7%	93%
2005	9%	91%
2006	9%	91%

De energirelaterade emissionerna från anläggningen skall rapporteras under CRF/NFR 1A2b medan de processrelaterade emissionerna rapporteras under CRF/NFR 2C3. De energirelaterade emissionerna härrör främst från förbränning av

gasol men till viss del även från förbränning av eldningsolja. Tabell 47 visar total energiförbrukning procentuellt fördelad per bränsle för åren 2001 - 2006.

## Resultat

I Tabell 48 och Tabell 49 redovisas kvoterne mellan vad som rapporteras internationellt (IR) och vad företagen redovisar i sina miljörapporter (MR) för åren 2001 och 2001-2006 av samtliga utsläpp.

**Tabell 48. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för totala energimängder, gaser samt partiklar.**

Företag	Källa	År	Ener- gi**	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	CF <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> F <sub>6</sub>	PFC tot.	NO <sub>x</sub>	CO	NMVOC	SO <sub>x</sub>	NH <sub>3</sub>	TSP	PM10	PM <sub>2.5</sub>
			%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Kubal	IR/MR	2001	101%	87%	*	*	*	*	112%	*	61%	*	101%	*	100%	*	*
Kubal	IR/MR	2002	100%	100%	*	*	*	*	112%	56%	100%	*	100%	*	100%	*	*
Kubal	IR/MR	2003	108%	104%	*	*	*	*	112%	*	100%	*	100%	*	101%	*	*
Kubal	IR/MR	2004	117%	102%	*	*	*	*	112%	*	100%	*	100%	*	100%	*	*
Kubal	IR/MR	2005	101%	101%	*	*	*	*	112%	*	100%	*	101%	*	94%	*	*
Kubal	IR/MR	2006	101%	101%	*	*	*	*	112%	*	100%	*	101%	*	100%	*	*

\*Uppgift saknas i MR

\*\*Endast från bränslen

**Tabell 49. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för PAH, dioxin samt metaller.**

Företag	Källa	År	Pb	Cd	Hg	Dioxin	Benzo(a) pyrene	Benzo(b) fluoranthene	Benzo(k) fluoranthene	Indeno(1,2,3- cd)pyrene	PAH Total 1-4**	As	Cr	Cu	Ni	Zn
			%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%
Kubal	IR/MR	2001	*	*	*	*	100%	*	*	*	82%	*	*	*	*	*
Kubal	IR/MR	2002	*	*	*	*	99%	*	*	*	71%	*	*	*	*	*
Kubal	IR/MR	2003	*	*	*	*	99%	*	*	*	65%	*	*	*	*	*
Kubal	IR/MR	2004	*	*	*	*	100%	*	*	*	50%	*	*	*	*	*
Kubal	IR/MR	2005	*	*	*	*	98%	*	*	*	55%	*	*	*	*	*
Kubal	IR/MR	2006	*	*	*	*	100%	*	*	*	47%	*	*	*	*	*

\*Uppgift saknas i MR

\*\*I miljörapporten rapporteras PAH-6.

## **Energiförbrukning**

Ur Tabell 48 kan utläsas att den totalt utnyttjade energimängden angiven i företagets miljörapporter har för de flesta åren mycket god samstämmighet med energistatistikens angivna mängder. Endast för 2003 och 2004 överstiger den procentuella skillnaden 1%.

## **CO<sub>2</sub>**

I projektet har CO<sub>2</sub>-emissioner från Kubals miljörapporter (MR) jämförts med data rapporterade till UNFCCC. I jämförelsen ingår både process- och energirelaterade emissioner. De förbränningsrelaterade emissionerna som rapporteras till UNFCCC baseras på SCB:s kvartalsstatistik om energiförbrukning och nationella emissionsfaktorer, medan de processrelaterade CO<sub>2</sub>-emissionerna som rapporteras hämtas från företagets miljörapporter för alla år utom 2001. Resultaten (Tabell 48) visar att rapporterade CO<sub>2</sub>-emissioner till UNFCCC överensstämmer mycket bra för åren 2002 - 2006, medan den rapporterade uppgiften för 2001 ligger ca. 13% under uppgiften i miljörapporten. Fram till och med 2001 beräknades de processrelaterade CO<sub>2</sub>-emissionerna från primär aluminiumproduktion enligt metod i Revised 1996 IPCC Guidelines<sup>44</sup> medan SMED från 2002 hämtar motsvarande emissionsuppgifterna direkt från företagets miljörapporter.

## **CH<sub>4</sub>**

Företaget redovisar inte CH<sub>4</sub> i sina miljörapporter (Tabell 48). Emissioner av CH<sub>4</sub> förväntas inte från primär aluminiumproduktion enligt IPCC Guidelines 2006<sup>45</sup>. Små mängder av CH<sub>4</sub> från förbränning av bränslen rapporteras i CRF 1A2b.

## **N<sub>2</sub>O**

Företaget redovisar inte N<sub>2</sub>O i sina miljörapporter (Tabell 48). Emissioner av N<sub>2</sub>O förväntas inte från primär aluminiumproduktion enligt IPCC Guidelines 2006<sup>45</sup>. Små mängder av N<sub>2</sub>O från förbränning av bränslen rapporteras i CRF 1A2b.

## **CF<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>, PFC tot.**

I Kubals miljörapporter redovisar företaget summan PFC (CF<sub>4</sub> och C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>) som emitteras från elektrolysbaden i samband med att halten av aluminiumoxid blir för låg i elektrolyten. Kolet i anoderna reagerar då med fluor istället för med syre och bildar PFC. För samtliga år rapporterar Kubal en större mängd emitterad PFC jämfört med vad som rapporteras till UNFCCC (Tabell 48). Anledningen till detta är att SMED i samband med den "In Country Review" som genomfördes under våren 2007, frångick att rapportera PFC-emissioner från primäraluminium enligt Kubals beräkningsmetod utan istället på granskarens uppmaning valde att rapportera CF<sub>4</sub> och C<sub>2</sub>F<sub>6</sub> enligt Revised 1996 IPCC Guidelines<sup>44</sup>.

---

<sup>44</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/guidelin/ch2wb2.pdf>

<sup>45</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>

## **NO<sub>x</sub>**

Endast för 2002 har företaget rapporterat uppgifter om NO<sub>x</sub>-emissioner från anläggningen. Kontakt har tagits med företaget för att utröna om ytterligare mätningar eller uppskattningar av NO<sub>x</sub>-emissioner har gjorts, men några sådana uppgifter finns inte tillgängliga. Rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP av processrelaterade NO<sub>x</sub>-emissioner baseras på emissionsfaktorn 0.3 kg/Mg Al<sup>46</sup>. För 2002 blir uträknad IEF (Implied Emission Factor) ungefär 0.4 kg/Mg Al.

NO<sub>x</sub> från produktion av primäraluminium kan bildas i elektrolyprocessen eftersom den mängd kväve som finns i anodmassan kan oxideras till NO<sub>x</sub> enligt IPCC Reference Document on Best Available Techniques in the Non Ferrous Metals Industries<sup>47</sup>. I IPCC-dokumentet anges att om oxidationen av mängden kväve i anoderna är fullständig kan NO<sub>2</sub>-emissionerna ligga på mellan 0.5 till 2 kg/Mg Al. Man menar dock att mängden NO<sub>x</sub> som kan emitteras från elektrolyprocessen är osäker och hänvisar till att mätningar som gjorts vid norska PreBake-anläggningar visar på emissioner i storleksordningen 0.1 till 0.2 kg/Mg Al. I EMEP/CORINAIR Guidebook 2006<sup>48</sup> anges emissionsfaktorn 2.15 kg/Mg Al.

Förutom processrelaterade NO<sub>x</sub>-emissioner rapporteras även energirelaterade emissioner från anläggningen. Dessa rapporteras i CRF/NFR 1A2b och är i storleksordningen 10 ton per år och härrör från förbränning av olja och gasol.

## **CO**

Företaget har sedan 2001 rapporterat processrelaterade CO-emissioner i sina miljörapporter. För tidigare år beräknar SMED emissionerna med emissionsfaktorn 0.07 kg/Mg Al<sup>49</sup>. För åren 2002 till 2006 är rapporterade CO-emissioner till UNFCCC/CLRTAP helt i överensstämmelse med vad företaget redovisar i miljörapporterna (Tabell 48). Företagets rapporterade emission för 2001 är betydligt högre än för senare år och SMED har valt att beräkna emissionerna även för 2001 med EF 0.07 kg/Mg Al. Förutom processrelaterade emissioner rapporterar också SMED små mängder bränslerelaterade CO-emissioner som rapporteras i CRF/NFR 1A2b.

## **SO<sub>2</sub>**

Överensstämmelsen mellan miljörapportdata och till UNFCCC/CLRTAP rapporterade SO<sub>2</sub>-emissioner är god (Tabell 48). Emissionerna som redovisas i miljörapporterna härrör från elektrolysvärk 1 och 2. Precis som för emitterat NO<sub>x</sub> härrör SO<sub>2</sub>-emissionerna från anoderna i elektrolybaderna<sup>47</sup>. Mängden svavel i anodmassan är inte konstant och detta leder till att emissionerna av SO<sub>2</sub> kan variera mellan 8 och 30 kg/Mg Al beräknat på en anodkonsumtion på 0.4 Mg per Mg Al. Dessutom emitteras även svavel i form av COS, karbonylsulfid, i mängder runt 2 kg/Mg Al.

---

<sup>46</sup> Husamuddin Ahmadzai, Naturvårdsverket

<sup>47</sup> Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC). Reference Document on Best Available Techniques in the Non Ferrous Metals Industries December 2001

<sup>48</sup> <http://reports.eea.europa.eu/EMEP/CORINAIR4/en/B431vs3.1.pdf>

<sup>49</sup> Lena Wiig, Kubal, 2007-09-17



Genom gasrening med våtskrubber minskar SO<sub>2</sub>-emissionerna till mellan 1 och 3 kg/Mg Al<sup>50</sup>.

Rapporterade mängder SO<sub>2</sub> från Kubal motsvarar en emissionsfaktor på ungefär 2.6 kg/Mg Al vilket ligger väl i nivå med informationen funnen i IPCC-dokumentet<sup>47</sup>.

Förutom processrelaterade SO<sub>2</sub>-emissioner rapporteras även energirelaterade emissioner från anläggningen i CRF/NFR 1A2b. Dessa är i storleksordningen 1 ton per år och härrör från förbränning av olja och gasol.

### NMVOC

Företaget redovisar inte emissioner av NMVOC i sina miljörapporter (Tabell 48) men i miljörapporterna presenteras emissionerna av tjära från verk 1 och verk 2. Kontakt har tagits med Kubal för att utröna om företaget har gjort mätningar eller uppskattningar av NMVOC-emissionerna men några sådana uppgifter har dock inte gått att få fram. För SMEDs rapportering till UNFCCC/CLRTAP har antagits att 70%<sup>51</sup> av rapporterad tjära har ett ångtryck på 0.01 kPa eller mer och därför motsvarar definitionen av NMVOC<sup>52</sup>. Enligt IPCC Reference Document on Best Available Techniques in the Non Ferrous Metals Industries<sup>50</sup> emitteras endast små mängder från PreBake-processen medan Söderberg-processens ger emissioner av tjära från elektrolysen då anodbriketterna bakas till fasta anoder.

### NH<sub>3</sub>

Kubal redovisar inga emissioner av NH<sub>3</sub> i sina miljörapporter (Tabell 48). Enligt EMEP/CORINAIR Guidebook<sup>53</sup> förväntas ej NH<sub>3</sub> emitteras från produktion av primäraluminium. I "First Order Draft" EMEP/CORINAIR guidebook anges ingen emissionsfaktor för NH<sub>3</sub> utan "notation key" NE föreslås för Tier 2. Mycket små mängder av NH<sub>3</sub> från förbränning av bränslen rapporterar i NFR 1A2b.

### TSP

I Tabell 48 kan utläsas att överensstämmelsen mellan miljörapportdata och rapporterade TSP-emissioner till CLRTAP är god. För 2005 rapporteras cirka 6% lägre emissioner till CLRTAP jämfört med vad företaget redovisar i sin miljörapport. Anledningen till detta är att för 2001 - 2004 redovisar Kubal endast partikelemissioner från verk 1 och verk 2 medan det i miljörapporterna för 2005 och 2006 även rapporteras emissioner från andra delar av anläggningen, t.ex. från anodmassafabriken och gjuteriet. Rapporterade uppgifter till CLRTAP för 2005 innefattar endast emissionerna från verk 1 och verk 2 medan även TSP från övriga delar av

---

<sup>50</sup> Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC). Reference Document on Best Available Techniques in the Non Ferrous Metals Industries December 2001

<sup>51</sup> Husamuddin Ahmadzai, Naturvårdsverket

<sup>52</sup> European Commission (1999). Council Directive 1999/13/EC on the limitation of emissions of volatile organic compounds due to the use of organic solvents in certain activities and installations. 29.3.1999, L85/1.

<sup>53</sup> [http://reports.eea.europa.eu/EMEP\\_CORINAIR4/en/B431vs3.1.pdf](http://reports.eea.europa.eu/EMEP_CORINAIR4/en/B431vs3.1.pdf)

anläggningen ingår i rapporteringen för 2006. TSP från förbränning av bränslen inom primäraluminiumindustrin rapporteras i NFR 1A2b.

### **PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub>**

I miljörapporterna rapporteras inte emissioner av PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> (Tabell 48). Till CLRTAP rapporteras beräknade PM<sub>10</sub>- och PM<sub>2,5</sub>-emissioner baserade på uppgifter om fördelning från CEPMEIP<sup>54</sup>.

PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> från förbränning av bränslen inom primäraluminiumindustrin rapporteras i NFR 1A2b.

### **Pb**

Kubal redovisar inga emissioner av Pb i sina miljörapporter (Tabell 49). Enligt EMEP/CORINAIR Guidebook<sup>55</sup> förväntas ej Pb emitteras från produktion av primäraluminium. I "First Order Draft" EMEP/CORINAIR guidebook anges ingen emissionsfaktor för Pb utan "notation key" NE föreslås för Tier 2. Mycket små mängder av Pb från förbränning av bränslen rapporterar i NFR 1A2b.

### **Cd**

Kubal redovisar inga emissioner av Cd i sina miljörapporter (Tabell 49). Enligt EMEP/CORINAIR Guidebook<sup>55</sup> kan små mängder Cd emitteras vid produktion av primäraluminium (0.1 - 0.2 g/Mg Al). Om Cd-emissioner från primäraluminium beräknas med utnyttjande av angiven emissionsfaktor skulle de totalt rapporterade Cd-emissionerna för 2006 öka med mellan 2 och 4%. I "First Order Draft" EMEP/CORINAIR guidebook anges ingen emissionsfaktor för Cd utan "notation key" NE föreslås för Tier 2. Cd från förbränning av bränslen rapporterar i NFR 1A2b.

### **Hg**

Kubal redovisar inga emissioner av Hg i sina miljörapporter (Tabell 49). Enligt EMEP/CORINAIR Guidebook<sup>55</sup> förväntas ej Hg emitteras från produktion av primäraluminium. I "First Order Draft" EMEP/CORINAIR guidebook anges ingen emissionsfaktor för Hg utan "notation key" NE föreslås för Tier 2. Mycket små mängder av Hg från förbränning av bränslen rapporterar i NFR 1A2b.

### **Dioxin**

Kubal redovisar inga dioxin-emissioner i sina miljörapporter (Tabell 49). Enligt EMEP/CORINAIR Guidebook<sup>55</sup> förväntas ej dioxin emitteras från produktion av primäraluminium. I "First Order Draft" EMEP/CORINAIR guidebook anges ingen emissionsfaktor för dioxin utan "notation key" NE föreslås för Tier 2. Dioxin rapporteras inte från förbränning av bränslen inom produktion av primäraluminium i NFR 1A2b.

---

<sup>54</sup> <http://www.air.sk/tno/cepmeip/>

<sup>55</sup> [http://reports.eea.europa.eu/EMEP\\_CORINAIR4/en/B431vs3.1.pdf](http://reports.eea.europa.eu/EMEP_CORINAIR4/en/B431vs3.1.pdf)

### **Benzo(a)pyrene**

Jämförelsen mellan benzo(a)pyrene rapporterat i miljörapport och rapporterade data till CLRTAP (Tabell 49) har mycket god samstämmighet för alla år.

### **PAH-4**

Den gjorda jämförelsen mellan miljörapportuppgifter och rapporterade data till CLRTAP (Tabell 49) kan förefalla ha dålig överensstämmelse. Anledningen är att företaget i miljörapporter redovisar emissioner av PAH-6 medan det till rapporteringen till CLRTAP efterfrågas emissioner av PAH-4. I miljörapporterna redovisar företaget benzo(a)pyrene och med denna uppgift som bas beräknar SMED emissionerna av benzo(b)fluoranthene, benzo(k)fluoranthene och Indeno(1,2,3-cd)pyrene i enlighet med metod beskriven i EMEP/CORINAIR Guidebook<sup>56</sup>. Rapporterad mängd PAH-4 utgör summan av ovan angivna PAH-komponenter.

### **As**

Kubal redovisar inga emissioner av As i sina miljörapporter (Tabell 49). Enligt EMEP/CORINAIR Guidebook<sup>57</sup> förväntas ej As emitteras från produktion av primäraluminium. I "First Order Draft" EMEP/CORINAIR guidebook anges ingen emissionsfaktor för As utan "notation key" NE föreslås för Tier 2. Mycket små mängder av As från förbränning av bränslen rapporterar i NFR 1A2b.

### **Cr**

Kubal redovisar inga emissioner av Cr i sina miljörapporter (Tabell 49). Enligt EMEP/CORINAIR Guidebook<sup>57</sup> förväntas ej Cr emitteras från produktion av primäraluminium. I "First Order Draft" EMEP/CORINAIR guidebook anges ingen emissionsfaktor för Cr utan "notation key" NE föreslås för Tier 2. Mycket små mängder av Cr från förbränning av bränslen rapporterar i NFR 1A2b.

### **Cu**

Kubal redovisar inga emissioner av Cu i sina miljörapporter (Tabell 49). Enligt EMEP/CORINAIR Guidebook<sup>57</sup> förväntas ej Cu emitteras från produktion av primäraluminium. I "First Order Draft" EMEP/CORINAIR guidebook anges ingen emissionsfaktor för Cu utan "notation key" NE föreslås för Tier 2. Mycket små mängder av Cu från förbränning av bränslen rapporterar i NFR 1A2b.

### **Ni**

Kubal redovisar inga emissioner av Ni i sina miljörapporter (Tabell 49). Enligt EMEP/CORINAIR Guidebook<sup>57</sup> kan Ni emitteras vid produktion av primäraluminium (10 - 20 g/Mg Al). Om Ni-emissioner från primäraluminium beräknas med utnyttjande av angiven emissionsfaktor skulle de totalt rapporterade Ni-

---

<sup>56</sup> <http://reports.eea.europa.eu/EMEP/CORINAIR3/en/BPAH.pdf>

<sup>57</sup> <http://reports.eea.europa.eu/EMEP/CORINAIR4/en/B431vs3.1.pdf>

emissionerna för 2006 öka med mellan 5 och 11%. I "First Order Draft" EMEP/CORINAIR guidebook anges ingen emissionsfaktor för Ni utan "notation key" NE föreslås för Tier 2. Ni från förbränning av bränslen rapporterar i NFR 1A2b.

### Zn

Kubal redovisar inga emissioner av Zn i sina miljörapporter (Tabell 49). Enligt EMEP/CORINAIR Guidebook<sup>58</sup> kan Zn emitteras vid produktion av primäraluminium (15 - 25 g/Mg Al). Om Zn-emissioner från primäraluminium beräknas med utnyttjande av angiven emissionsfaktor skulle de totalt rapporterade Zn-emissionerna för 2006 öka med mellan 1 och 2%. I "First Order Draft" EMEP/CORINAIR guidebook anges ingen emissionsfaktor för Zn utan "notation key" NE föreslås för Tier 2. Zn från förbränning av bränslen rapporterar i NFR 1A2b.

## Diskussion

### Energiförbrukning

Jämförelser mellan de energimängder som ligger till grund för uppgifter rapporterade till UNFCCC/CLRTAP och uppgifter i miljörapporterna tyder på i huvudsak god överensstämmelse och föranleder inga omräkningar eller andra förändringar

### CO<sub>2</sub>

Jämförelsen mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC och uppgifter i miljörapporterna föranleder inga omräkningar eller andra förändringar.

### CH<sub>4</sub>

Möjlighet till jämförelse mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC och uppgifter i miljörapporter saknas. För att kontrollera rimligheten i de uppgifter som rapporteras till UNFCCC har de nationella emissionsfaktorerna jämförts mot IPCC default värden. Jämförelsen i Tabell 50 visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna ligger i nivå med IPCC 2006 "Default-EF"<sup>59</sup> varför inga behov av justeringar föreligger i dagsläget.

Tabell 50. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC "Default" EF per bränsle

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	IPCC EF kg /GJ	IPCC EF intervall kg /GJ
Eldningsolja	0,002	0,003	0,001-0,01
Gasol	0,001	0,001	0,0003-0,003

<sup>58</sup> <http://reports.eea.europa.eu/EMEP/CORINAIR4/en/B431vs3.1.pdf>

<sup>59</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>

## N<sub>2</sub>O

Möjlighet till jämförelse mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC och uppgifter i miljörapporter saknas. För att kontrollera rimligheten i de uppgifter som rapporteras till UNFCCC har de nationella emissionsfaktorerna jämförts mot IPCC default värden. Jämförelsen i Tabell 51 visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna ligger avsevärt högre än IPCC "Default-EF"<sup>60</sup>.

**Tabell 51. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC "Default" EF per bränsle**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	IPCC EF kg /GJ	IPCC EF intervall kg /GJ
Eldningsolja	0,005	0,0006	0,0002-0,002
Gasol	0,002	0,0001	0,00003-0,0003

I det pågående projektet "Uppdatering av klimatrelaterade emissionsfaktorer" som IVL utför på uppdrag av STEM föreslås en revidering av emissionsfaktorerna för N<sub>2</sub>O avseende eldningsolja och gasol i enlighet med de IPCC "Default-EF" som anges i Tabell 51. Därför föreslås att IPCC Default-EF ersätter nuvarande nationella emissionsfaktorer för bränsleslagen eldningsolja och gasol. Detta skulle leda till att de rapporterade små emissioner av N<sub>2</sub>O från Kubal kommer minska med mellan 300 och 400 kg årligen.

## CF<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>, PFC tot.

Jämförelsen mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC och uppgifter i miljörapporterna föranleder inga omräkningar eller andra förändringar. Företaget har efter kontakt under våren 2007 beslutat att framgent beräkna sina PFC-emissioner enligt Revised 1996 IPCC Guidelines<sup>61</sup>.

## NO<sub>x</sub>

Möjlighet till jämförelse mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC/CLRTAP och uppgifter i miljörapporter saknas då endast uppgifter avseende NO<sub>x</sub> utsläpp endast rapporteras i miljörapport för år 2002. Möjligheten att kontrollera rimligheten i de energirelaterade NO<sub>x</sub> utsläppen saknas också, då inga defaultfaktorer existerar för de relevanta bränsleslagen i EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook. Då underlagsdata saknas förespråkas i dagsläget inga omräkningar eller andra förändringar. Ytterligare kontroller bör utföras om/när valideringsdata finns tillgängligt.

## CO, SO<sub>2</sub>

Jämförelsen mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC/CLRTAP och uppgifter i miljörapporterna föranleder inga omräkningar eller andra förändringar.

<sup>60</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.htm>

<sup>61</sup> <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/guidelin/ch2wb2.pdf>

### **NMVOC**

Möjlighet till jämförelse mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC/CLRTAP och uppgifter i miljörapporter saknas. Möjlighet att kontrollera rimligheten i de energirelaterade NMVOC utsläppen saknas, då inga defaultfaktorer existerar för de relevanta bränsleslagen i EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook. Då underlagsdata saknas förespråkas i dagsläget inga omräkningar eller andra förändringar. Ytterligare kontroller bör utföras om/när valideringsdata finns tillgängligt.

### **NH<sub>3</sub>**

Möjlighet till jämförelse mellan rapporterade uppgifter till CLRTAP och uppgifter i miljörapporter saknas. Möjlighet att kontrollera rimligheten i de energirelaterade NH<sub>3</sub> utsläppen saknas, då inga defaultfaktorer existerar för de relevanta bränsleslagen i EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook. I enlighet med "First Order Draft" EMEP/CORINAIR guidebook ändras notation key i NFR 2C3 från NA till NE. Då underlagsdata saknas förespråkas i dagsläget inga ytterligare omräkningar eller andra förändringar. Ytterligare kontroller bör utföras om/när valideringsdata finns tillgängligt.

### **TSP**

För åren 2001 till 2005 rapporteras till CLRTAP endast TSP från verk 1 och verk 2. I miljörapporterna för 2005 och 2006 finns även uppgifter om TSP-emissioner från övriga delar av anläggningen. Ur dessa års miljörapporter kan man utläsa att ca. 94 - 95% av den totala mängden stoft som emitteras från Kubal, härrör från verk 1 och verk 2. Gjuteriet och anodmassa- och E-massaproduktionen står för resterande del. För att få konsistenta tidsserier för TSP bör inte endast stoft från verk 1 och verk 2 inkluderas. För åren innan 2005 bör en uppskattning av övriga källors TSP-emissioner göras och adderas till rapporterade uppgifter. 2005 års data uppdateras med utnyttjande av uppgifter i miljörapport för 2005.

### **PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub>**

Möjlighet till jämförelse mellan rapporterade uppgifter till CLRTAP och uppgifter i miljörapporter saknas. Fraktioneringen av de processrelaterade TSP-emissionerna görs i enlighet med uppgifter hämtade från CEPMEIP. Möjlighet att kontrollera rimligheten i de energirelaterade PM<sub>10</sub>- och PM<sub>2,5</sub>-utsläppen saknas, då inga defaultfaktorer existerar för de relevanta bränsleslagen i EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook. Ytterligare kontroller bör utföras om/när valideringsdata finns tillgängligt.

### **Pb, Hg, As, Cr, Cu**

Möjlighet till jämförelse mellan rapporterade uppgifter till CLRTAP och uppgifter i miljörapporter saknas. Möjlighet att kontrollera rimligheten i de energirelaterade utsläppen saknas, då inga defaultfaktorer existerar för de relevanta bränsleslagen i EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook. Ytterligare kontroller bör utföras om/när valideringsdata finns tillgängligt.

### **Cd, Ni, Zn**

Med anledning av att inga emissionsfaktorer för processrelaterad Cd, Ni eller Zn från primäraluminium anges i "First Order Draft" EMEP/CORINAIR guidebook förslås ingen förändring av rapporterade uppgifter till CLRTAP.

### **Dioxin, Benzo(a)pyrene, PAH-4**

Jämförelsen mellan rapporterade uppgifter till CLRTAP och uppgifter i miljörapporterna föranleder inga omräkningar eller andra förändringar.

### **Rekommendationer**

- Löpande kontakt hålls med företaget för att utröna om mätningar/uppskattningar av NMVOC- och NO<sub>x</sub>-emissioner gjorts eller planeras
- Nya emissionsfaktorer för N<sub>2</sub>O för eldningsolja och gasol (IPCC default)
- TSP från andra källor än verk 1 och verk 2 inkluderas i 2C1. För 2005 tas uppgifterna från miljörapport medan för tidigare år görs en uppskattning av dessa emissioner

# Skogsindustrin

Följande anläggningar omfattas av studien: Stora Enso Pulp AB i Skutskär, Södra Cell AB i Mönsterås, Korsnäs AB i Gävle, M-real Sverige AB i Husum och Smurfit Krappa Kraftliner i Piteå.

I Tabell 52 redovisas uppgifter från miljörapporterna (MR) för respektive anläggning för år 2006 avseende utsläpp av CO<sub>2</sub>, total energiförbrukning (både för de delar som räknas som energi och som process i rapporteringssystemet) och produktion. De totala utsläppen av CO<sub>2</sub> från skogsindustrin är ca 2 069 tusen ton vilket motsvarar ca 4 % av de svenska totala utsläppen av CO<sub>2</sub> (exklusive LULUCF) som rapporteras till UNFCCC .

**Tabell 52. Uppgifter ur miljörapporter för 2006.**

Anläggning	CO <sub>2</sub> -F	CO <sub>2</sub> -B	Biobränsle, inklusive returflutar	Fossila bränseln	Produktion, sulfatmassa
	Gg	Gg	TJ	TJ	kton
Stora Enso Pulp AB, Skutskärs Bruk	73	1489	12264	948	522
Södra Cell AB, Mönsterås	77	1736	18412	1017	697
Korsnäs AB, Korsnäsverken i Gävle	19	1417	13585	258	682
M-real Sverige AB, Husums fabrik	107	1865	14500	1428	716
Smurfit Kappa Kraftliner Piteå	85	1181	9606	1099	534

De energirelaterade emissionerna från skogsindustrin skall rapporteras under CRF/NFR 1A2d medan de processrelaterade emissionerna skall rapporteras under CRF/NFR 2D1. De energirelaterade emissionerna uppstår främst från förbränning av trädbränsle och eldningsolja i barkpannor och oljepannor, medan övriga emissioner betraktas som processutsläpp. Tabell 53 visar total energiförbrukning avseende de delar som rapporteras under energisektorn i CRF/NFR-tabeller, procentuellt fördelad per bränsle för åren 2003-2006.



**Tabell 53. Procentuell energiförbrukning inom skogsindustrin 2003-2006.**

År	Eldningsolja	Gasol	Naturgas	Kol	Trädbränslen	Tallolja	Övriga bränslen
2003	37%	3%	2%	1%	50%	5%	2%
2004	36%	3%	2%	1%	52%	4%	2%
2005	31%	3%	2%	1%	55%	5%	2%
2006	30%	3%	2%	1%	56%	7%	1%

## Resultat

I Tabell 54 och Tabell 55 presenteras kvoten för vad som rapporteras internationellt (IR) jämfört med vad företagen redovisar i sina miljörapporter (MR) för åren 2003-2006 av samtliga utsläpp.

**Tabell 54. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för gaser samt partiklar uttryckt som procent.**

Anläggning	Källa	År	CO <sub>2</sub> - F %	CO <sub>2</sub> -B %	CH <sub>4</sub> %	N <sub>2</sub> O %	NO <sub>x</sub> %	CO %	NMVOC %	SO <sub>x</sub> %	NH <sub>3</sub> %	TSP %	PM <sub>10</sub> %	PM <sub>2,5</sub> %
Stora Enso Pulp AB, Skutskär	IR/MR	2003	101%	75%	118%	157%	113%	*	37%	129%	99%	*	94%	*
Stora Enso Pulp AB, Skutskär	IR/MR	2004	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Stora Enso Pulp AB, Skutskär	IR/MR	2005	99%	79%	116%	147%	115%	*	36%	119%	104%	*	96%	*
Stora Enso Pulp AB, Skutskär	IR/MR	2006	100%	80%	127%	169%	119%	*	38%	143%	102%	*	98%	*
Södra Cell AB, Mönsterås	IR/MR	2003	93%	87%	452%	183%	119%	51%	41%	105%	118%	*	649%	*
Södra Cell AB, Mönsterås	IR/MR	2004	95%	100%	460%	187%	112%	51%	42%	100%	121%	*	745%	*
Södra Cell AB, Mönsterås	IR/MR	2005	100%	58%	428%	178%	114%	50%	42%	89%	116%	*	683%	*
Södra Cell AB, Mönsterås	IR/MR	2006	99%	57%	379%	134%	117%	50%	42%	107%	728%	110%	89%	107%
Korsnäs AB, Gävle	IR/MR	2003	76%	45%	*	178%	116%	1074%	88%	116%	170%	*	*	*
Korsnäs AB, Gävle	IR/MR	2004	108%	58%	*	124%	116%	933%	56%	114%	113%	*	*	*
Korsnäs AB, Gävle	IR/MR	2005	103%	168%	107%	122%	114%	1304%	56%	118%	114%	306%	301%	*
Korsnäs AB, Gävle	IR/MR	2006	102%	181%	107%	122%	116%	296%	55%	126%	111%	275%	284%	*
M-real Sverige AB, Husum	IR/MR	2003	101%	63%	278%	136%	118%	*	41%	119%	104%	128%	*	*
M-real Sverige AB, Husum	IR/MR	2004	90%	86%	225%	125%	112%	*	38%	118%	101%	115%	*	*
M-real Sverige AB, Husum	IR/MR	2005	100%	90%	271%	130%	113%	*	38%	112%	101%	118%	*	*
M-real Sverige AB, Husum	IR/MR	2006	96%	90%	259%	127%	113%	*	40%	118%	102%	129%	*	*
Smurfit Kappa Kraftliner, Piteå	IR/MR	2003	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Smurfit Kappa Kraftliner, Piteå	IR/MR	2004	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Smurfit Kappa Kraftliner, Piteå	IR/MR	2005	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Smurfit Kappa Kraftliner, Piteå	IR/MR	2006	98%	19%	269%	120%	109%	108%	60%	271%	100%	91%	86%	*

\*Uppgift saknas i MR

**Tabell 55. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för metaller, dioxin och PAH1-4 uttryckt som procent.**

Anläggning	Källa	År	Pb %	Cd %	Hg %	DIOX %	PAH Total 1- 4 %	As %	Cr %	Cu %	Ni %	Zn %
Stora Enso Pulp AB, Skutskär	IR/MR	2003	123%	89%	105%	99%	*	7%	86%	102%	615%	103%
Stora Enso Pulp AB, Skutskär	IR/MR	2004	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Stora Enso Pulp AB, Skutskär	IR/MR	2005	108%	85%	103%	101%	*	7%	81%	96%	427%	93%
Stora Enso Pulp AB, Skutskär	IR/MR	2006	106%	65%	106%	101%	*	8%	59%	78%	683%	79%
Södra Cell AB, Mönsterås	IR/MR	2003	547%	57%	238%	371%	*	7%	64%	100%	463%	*
Södra Cell AB, Mönsterås	IR/MR	2004	543%	55%	243%	377%	*	8%	62%	98%	464%	*
Södra Cell AB, Mönsterås	IR/MR	2005	459%	45%	235%	347%	*	7%	52%	83%	354%	*
Södra Cell AB, Mönsterås	IR/MR	2006	94%	41%	128%	308%	*	72%	35%	56%	372%	*
Korsnäs AB, Gävle	IR/MR	2003	50%	47%	154%	154%	*	9%	44%	50%	91%	49%
Korsnäs AB, Gävle	IR/MR	2004	65%	62%	99%	102%	*	6%	58%	66%	109%	64%
Korsnäs AB, Gävle	IR/MR	2005	58%	50%	100%	100%	*	6%	47%	55%	175%	54%
Korsnäs AB, Gävle	IR/MR	2006	74%	83%	984%	136%	*	636%	34%	373%	145%	73%
M-real Sverige AB, Husum	IR/MR	2003	109%	64%	99%	403%	*	7%	51%	65%	179%	558%
M-real Sverige AB, Husum	IR/MR	2004	108%	72%	88%	277%	*	7%	53%	66%	195%	425%
M-real Sverige AB, Husum	IR/MR	2005	121%	87%	92%	365%	*	7%	63%	74%	152%	526%
M-real Sverige AB, Husum	IR/MR	2006	116%	7%	93%	355%	*	68%	54%	66%	255%	512%
Smurfit Kappa Kraftliner, Piteå	IR/MR	2003	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Smurfit Kappa Kraftliner, Piteå	IR/MR	2004	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Smurfit Kappa Kraftliner, Piteå	IR/MR	2005	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
Smurfit Kappa Kraftliner, Piteå	IR/MR	2006	113%	110%	107%	316%	*	8%	108%	101%	144%	344%

\*Uppgift saknas i MR

## Energiförbrukning

Energiförbrukning enligt MR och ES har endast jämförts för 2006 mot bakgrund av att resultaten från jämförelse av CO<sub>2</sub>-utsläppen även ger en indirekt bild av överensstämmelsen i energiförbrukning. Tabell 56 visar resultatet av jämförelsen av 2006 års uppgifter.

**Tabell 56. Jämförelse procentuell energiförbrukning ES/MR 2006**

Anläggning	ES/MR	ES/MR
	Fossila bränslen %	Biobränslen %
Stora Enso Pulp AB, Skutskär	101%	94%
Södra Cell AB, Mönsterås	99%	51%
Korsnäs AB, Gävle	101%	80%
M-real Sverige AB, Husum	99%	454%
Smurfit Kappa Kraftliner, Piteå	100%	86%

Som framgår av tabellen ovan är överensstämmelsen vad avser energi från fossila bränslen mycket god. Överensstämmelsen vad avser energi från biobränslen är däremot sämre. En orsak till detta är troligtvis svårigheten att avgöra hur stor mängd av de biobränslen som rapporteras i MR som används för energiändamål respektive som processråvara. En annan trolig orsak till differensen kan vara det varierande energiinnehållet i biobränslen.

### CO<sub>2</sub>-F (fossil CO<sub>2</sub>)

CO<sub>2</sub>-emissioner rapporteras endast från förbränning. Merparten av de fossila CO<sub>2</sub> utsläppen härrör från förbränning av eldningsolja. Tabell 54 visar att fossil CO<sub>2</sub> rapporterad till UNFCCC stämmer väl överens med uppgifter hämtade ur anläggningarnas miljörapporter. Inventeringsdata för de enskilda anläggningarna utgör mellan 90-103% av miljörapportsdata för åren 2003-2006.

### CO<sub>2</sub>-B (biogen CO<sub>2</sub>)

Som framgår av Tabell 53 nyttjar skogsföretagen till stora delar biogena energiråvaror som trädbränsle och tallolja. De biogena utsläppen av CO<sub>2</sub> beräknade för den internationella rapporteringen stämmer relativt dåligt med uppgifter hämtade ur anläggningarnas miljörapporter. Orsaken till detta är troligtvis samma som de som nämns i anslutning till energidiskussionen ovan. Dessutom använder anläggningarna troligen schablon EF från branschorganisationen "Skogsindustrierna" för att beräkna utsläpp av CO<sub>2</sub>, vilka inte helt överensstämmer med de nationella EF som används för den internationella rapporteringen.

### CH<sub>4</sub>

Utsläppen av metan rapporterade till UNFCCC är sammantaget högre än de utsläpp som redovisas i företagens miljörapporter. Anläggningarna beräknar CH<sub>4</sub> och använder sannolikt schablonfaktorer från branschorganisationen "Skogsindustrierna", vilka är samma EF som SMED använder för processemissioner. Merparten av de

studerade anläggningarna tycks i sina miljörapporter endast redovisa processrelaterade emissioner då dessa stämmer relativt väl med de av SMED beräknade processemissionerna. Två anläggningar redovisar högre CH<sub>4</sub> emissioner och inkluderar därför sannolikt även CH<sub>4</sub> från förbränning i sina beräkningar (barkpanna mm). Trots detta stämmer inte heller deras utsläpp enligt MR särskilt väl med de utsläpp som rapporteras till UNFCCC.

Storleken på differenserna mellan MR och UNFCCC data beror av vilken typ av biobränsle anläggningarna förbrukar enligt SCB:s energistatistik. De emissionsfaktorer SMED använder för olika biobränslen skiljer med mer än en faktor 10 (trädbränsle 0.03, tallolja 0.002). De företag som förbrukar mycket trädbränsle (i jämförelse med tallolja) ligger på betydligt högre beräknade emissioner än från MR (ca 400% resp ca 250%) medan övriga ligger på ca 110-120% jämfört med MR-data.

### **N<sub>2</sub>O**

Utsläppen av N<sub>2</sub>O rapporterade till UNFCCC är genomgående högre än de utsläpp som presenteras i företagets miljörapporter. Anläggningarna använder sannolikt schablonfaktorer från branschorganisationen "Skogsindustrierna", vilka är samma EF som används av SMED för att beräkna processrelaterade emissioner.

Merparten av de studerade anläggningarna tycks i sina miljörapporter endast redovisa processrelaterade emissioner då dessa stämmer relativt väl med de av SMED beräknade processemissionerna. Två anläggningar redovisar något högre emissioner och inkluderar därför sannolikt även N<sub>2</sub>O från förbränning i sina beräkningar. Trots detta är även N<sub>2</sub>O emissionerna enligt MR från dessa anläggningar lägre än de utsläpp som rapporteras till UNFCCC.

### **NO<sub>x</sub>**

Utsläppen av NO<sub>x</sub> rapporterade till UNFCCC/CLRTAP från de studerade anläggningarna är genomgående högre än de utsläpp som presenteras i företagets miljörapporter. För NO<sub>x</sub> rapporterar SMED ca 115% av MR-data.

### **CO**

Endast ett par av de studerade anläggningarna redovisar utsläpp av CO i sina miljörapporter. De uppgifter som redovisas i MR är väldigt osäkra och utgör inte ett tillräckligt underlag för utvärdering av de uppgifter som rapporteras till UNFCCC/CLRTAP. Inga "Default-EF" finns att jämföra processemissioner med (utom en äldre uppgift från USEPA från 1985 med ett spann mellan 0.6-55, best estimate 5.5 och SMED använder 1.69 kg/ton massa för processemissionerna)

### **NMVOC**

Utsläppen av NMVOC som rapporteras till UNFCCC/CLRTAP från de studerade anläggningarna är genomgående lägre än de utsläpp som presenteras i företagets miljörapporter. För NMVOC rapporterar SMED ca 50 % av MR-data. SMED beräknar både process- och energiemiissioner med emissionsfaktorer. Skogsindustri-

ernas schablon-EF för processrelaterade emissioner är högre än de emissionsfaktorer som SMED använder i sina beräkningar.

### **SO<sub>x</sub>**

Utsläppen av SO<sub>x</sub> från de studerade anläggningarna rapporterade till UNFCCC/CLRTAP är genomgående högre än de utsläpp som presenteras i företagens miljörapporter. För SO<sub>2</sub> rapporterar SMED ca 125% av MR-data.

### **NH<sub>3</sub>**

Utsläppen av NH<sub>3</sub> från de studerade anläggningarna rapporterade till CLRTAP överensstämmer generellt sett väl med de uppgifter som presenteras i företagens miljörapporter.

### **Partiklar**

Utsläppen av TSP, PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> rapporterade till CLRTAP från de studerade anläggningarna är genomgående högre än de utsläpp som presenteras i företagens miljörapporter. För partiklar rapporterar SMED ca 120% av MR-data.

### **Metaller, Dioxin, PAH-4**

För samtliga metaller visar tabellen med jämförelser mellan rapporterade data och data hämtade från miljörapporter ovan att data är osäkra. För As rapporteras i princip genomgående endast ca 10% av de data som redovisas i MR. MR-data kan vara både högre och lägre än av SMED beräknade utsläpp, beroende på ämne och anläggning. SMED beräknar processutsläpp för metaller med EF baserade på partikelutsläppen (undantag för Hg och As som också emitteras i gasfas). Energiutsläpp av metaller, dioxin och PAH-4 räknas med EF per bränsleslag.

Kvaliteten på de uppgifter om metall och dioxinutsläpp som finns i MR är troligtvis dålig då det tydligt i vissa fall rapporteras samma (låga) utsläpp från år till år. PAH-4 anges inte i MR

## **Diskussion**

### **Energiförbrukning**

Inga behov av justeringar föreligger.

### **CO<sub>2</sub>-F (fossil CO<sub>2</sub>)**

Inga behov av justeringar föreligger.

## CO<sub>2</sub>-B (biogen)

Även om överstämelsen mellan data rapporterade till UNFCCC och uppgifter hämtade ur MR är dålig så föreslås inga justeringar i dagsläget. Biogen CO<sub>2</sub> är inte lika viktigt ur rapporteringssynvinkel och osäkerheter kring uppgifter om förbrukning, energiinnehåll och emissionsfaktorer gör att en eventuell översyn och justering bör göras i ett senare skede när om möjligt mer tillförlitliga data finns tillgängliga.

## CH<sub>4</sub>

Utsläpp rapporterade till UNFCCC bör även fortsättningsvis vara högre för de företag som endast förmodas ange processrelaterad CH<sub>4</sub> i MR. För att kontrollera rimligheten i de förbränningsrelaterade uppgifter som rapporteras till UNFCCC har de nationella emissionsfaktorerna jämförts mot IPCC default värden. Jämförelsen i Tabell 57 visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna ligger i nivå med IPCC 2006 "Default-EF" varför inga behov av justeringar föreligger i dagsläget. I Skogsindustriernas schabloner är emissionsfaktorerna för EO1 och EO5 lägre än både de nationella och UNFCCCs defaultvärden. Denna skillnad i emissionsfaktorer kan också delvis förklara att SMED beräknar och rapporterar högre värden än vad som anges i miljörapporter.

**Tabell 57. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC "Default" EF samt Skogsindustriernas schablon per bränsleslag**

Bränsleslag	Skogsindustriernas schablon EF kg/GJ	Nationell EF kg/GJ	IPCC EF kg /GJ	IPCC EF intervall kg /GJ
Eldningsolja	0.0005	0,002	0,003	0,001-0,01
Naturgas		0,001	0,001	0,0003-0,003
Trädbränsle	0.005 (barkpanna)	0,03	0,03	0,01-0,1
Tallolja*		0,002	0,003	0,001-0,01

\* Other liquid biofuels i IPCC guidelines

I det pågående projektet "Uppdatering av klimatrelaterade emissionsfaktorer" som IVL utför på uppdrag av STEM föreslås troligtvis en revidering av emissionsfaktorerna för CH<sub>4</sub> avseende eldningsolja och trädbränsle. Resultatet av detta projekt kommer att användas i den internationella rapporteringen och därigenom påverka beräkningarna av energirelaterade emissioner av CH<sub>4</sub> för skogsindustrin, även om inga ändringar föreslås här.

## N<sub>2</sub>O

Utsläpp rapporterade till UNFCCC bör även fortsättningsvis vara högre för de företag som endast förmodas ange processrelaterad N<sub>2</sub>O i MR. För att kontrollera rimligheten i de förbränningsrelaterade uppgifter som rapporteras till UNFCCC har de nationella emissionsfaktorerna jämförts mot IPCC default värden. Jämförelsen i Tabell 58 visar att de nuvarande nationella emissionsfaktorerna ligger i nivå med IPCC 2006 "Default-EF" för trädbränsle och naturgas, varför inga behov av justeringar föreligger i dagsläget.

ingar föreligger för dessa bränslen. De nationella EF för eldningsolja och tallolja ligger däremot högt och bör eventuellt justeras. Skogsindustriernas schablon för N<sub>2</sub>O från eldningsolja ligger i nivå med IPCC default.

**Tabell 58. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC "Default" EF samt Skogsindustriernas schablon per bränsleslag**

Bränsleslag	Skogsindustriernas schablon EF kg/GJ	Nationell EF kg/GJ	IPCC EF kg /GJ	IPCC EF intervall kg /GJ
Eldningsolja	0.0005	0,005	0,0006	0,0002-0,002
Naturgas		0,002	0,001	0,0003-0,003
Trädbränsle	0.005 (barkpanna)	0,005	0,004	0,0015-0,015
Tallolja*		0,005	0,0006	0,0002-0,002

\* Other liquid biofuels i IPCC guidelines

I det pågående projektet "Uppdatering av klimatrelaterade emissionsfaktorer" som IVL utför på uppdrag av STEM föreslås troligtvis en revidering av emissionsfaktorerna för N<sub>2</sub>O avseende eldningsolja. Resultatet av detta projekt kommer att användas i den internationella rapporteringen och därigenom påverka beräkningarna av energirelaterade emissioner av N<sub>2</sub>O för skogsindustrin. Därför föreslås att EF för eldningsolja ändras i enlighet med resultat från projektet. EF för tallolja föreslås ändras i enlighet med resultat från samma projekt utifall detta bränsle behandlas där, alternativt till IPCC default då nuvarande EF saknar dokumentation.

## NO<sub>x</sub>

Utsläppen av NO<sub>x</sub> tycks överskattas systematiskt i rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP. NO<sub>x</sub> emissioner mäts på anläggningarna och SMED har en bra redovisning från "Skogsindustrierna" där fördelning på process och energi framgår. Istället för att beräkna utsläpp baserat på generella emissionsfaktorer bör tillgängliga mätdata från MR/Skogsindustrierna användas för både energi- och processrelaterade emissioner.

## CO

Möjlighet till jämförelse mellan rapporterade uppgifter till UNFCCC/CLRTAP och uppgifter i miljörapporter saknas. För att kontrollera rimligheten i de uppgifter som rapporteras till UNFCCC har de nationella emissionsfaktorerna jämförts mot default värden från first order draft EMEP/CORINAIR Guidebook. Jämförelsen i Tabell 59 visar att den nuvarande nationella emissionsfaktorn för trädbränsle ligger avsevärt högre än EMEP/CORINAIR "Default-EF".



**Tabell 59. Jämförelse Nationella EF respektive EMEP/CORINAIR "Default" EF per bränsleslag**

Bränsleslag	Nationell EF kg/GJ	EMEP/CORINAIR EF kg /GJ	EMEP/CORINAIR EF intervall kg /GJ
Eldningsolja	0,015	0,020	0,010-0,4
Naturgas	0,015	0,03	0,015-0,06
Trädbränsle	0,3	0,01	0,005-0,02

På grund av att det saknas möjligheter att kontrollera utfallet av en förändring av EF för trädbränsle förordas ingen sådan justering i dagsläget. För en eventuell generell justering av EF CO för trädbränsle bör utfallet inom andra branscher undersökas först.

### NMVOG

De emissionsfaktorer SMED använder för processberäkningarna från sulfatmassa-tillverkning är 0.555 kg/ton massa då svaggassystem finns (i de flesta fall) och 0.855 kg/ton i de fall svaggassystem saknas. I Skogsindustriernas schablontabell för emissionsfaktorer kan en motsvarande emissionsfaktor för sulfatprocessen beräknas till 1.555 där emissioner från sodapanna, mesaugn, fiberlinje (med svaggassystem) och flishantering innefattas. Om flishantering exkluderas är motsvarande emissionsfaktor 0.755 kg/ton. Dessa skillnader i emissionsfaktorer kan förklara skillnaden i rapporterade data mot de betydligt högre miljörapportsdata.

I first order draft EMEP/CORINAIR Guidebook anges en default EF på 0.2 kg NMVOG/ton massa, men här är avgränsningen mellan process och energi inte jämförbar.

De verkliga emissionerna av NMVOG från massaindustrier är inte väl kända eller väl definierade. Vid en enkätundersökning IVL genomförde på uppdrag av Skogsindustrierna/SSVL 2006 sammanställdes uppgifter om mätdata från anläggningarna i syfte att uppdatera Skogsindustriernas scablontabell då dessa data hade ifrågasatts, särskilt avseende uppgifterna för NMVOG. I enkätundersökningen kom dock inte in en enda uppgift med resultat för NMVOG, varför ingen uppdatering kunde göras.

Mot bakgrund av detta, och att de faktorer SMED använder ligger mellan den defaultfaktor som finns i first order draft EMEP/CORINAIR Guidebook och de osäkra schablonfaktorer som Skogsindustrierna använder, föreslås att de faktorer SMED använder behålls tills ytterligare kunskap finns tillgänglig.

### SO<sub>x</sub>

Utsläppen av SO<sub>2</sub> överskattas systematiskt i rapporteringen till UNFCCC/CLRTAP. SO<sub>2</sub> emissioner mäts på anläggningarna och SMED har en bra redovisning från "Skogsindustrierna" där fördelning på process och energi

framgår. Istället för att beräkna utsläpp baserat på generella emissionsfaktorer bör tillgängliga mätdata från MR/Skogsindustrierna användas för både energi och processrelaterade emissioner.

### NH<sub>3</sub>

Inget behov av justeringar föreligger.

### Partiklar

Partikelemissioner mäts på industrierna och SMED har en bra redovisning från "Skogsindustrierna" där fördelning på process och energi framgår. Istället för att beräkna utsläpp baserat på generella emissionsfaktorer bör tillgängliga mätdata från MR/Skogsindustrierna användas för både energi och processrelaterade emissioner.

### Metaller

Möjlighet att jämföra utsläpp av metaller rapporterade till CLRTAP med uppgifter ur miljörapporter saknas, då uppgifter i miljörapporter inte håller tillräckligt hög kvalitet för att utgöra underlag för en bedömning av kvaliteten CLRTAP data.

För att kontrollera rimligheten i de uppgifter som rapporteras till CLRTAP har de nationella emissionsfaktorerna för förbränning jämförts mot first order draft EMEP/CORINAIR Guidebook default värden för trädbränsle. För övriga bränslen eller för processemissioner finns inga defaultfaktorer att tillgå. Jämförelsen i Tabell 60 visar att den nuvarande nationella emissionsfaktorerna för trädbränsle i de flesta fall ligger inom intervallet för EMEP/CORINAIR "Default-EF". Däremot måste man också konstatera att intervallen för EMEP/CORINAIR "Default-EF" i de flesta fall är mycket stora, vilket pekar på de stora osäkerheterna i default data.

**Tabell 60. Jämförelse Nationella EF för resp. first order draft EMEP/CORINAIR "Default" EF för förbränning av trädbränsle**

Ämne	Nationell EF kg/GJ	EMEP/CORINAIR EF kg /GJ	EMEP/CORINAIR EF intervall kg /GJ
As	0,0000004	0,000001	0,0000001-0,00001
Cd	0,000001	0,000002	0,000002-0,000002
Cr	0,0000033	0,000007	0,0000007-0,00007
Cu	0,00001	0,000005	0,0000005-0,00005
Hg	0,0000003	0,0000007	0,0000001-0,00001
Ni	0,0000045	0,000002	0,000002-
Se	0,0000022	0,000001	0,0000001-0,000005
Pb	0,000013	0,00002	0,00002-0,00003
Zn	0,0001	0,0001	0,00001-0,0011

Mot bakgrund av den stora osäkerheten emissionsfaktorer och jämförelsedata får, trots de stora skillnaderna, en vidare undersökning eller justering av beräkningar får bedömas som överflödig. En förbättring av emissionsberäkningarna för metal-

ler, dioxin och PAH kan först göras när mer tillförlitliga emissionsfaktorer finns tillgängliga alternativt bättre underlagsmaterial än miljörapporterna finns tillgängligt. Kvalitén i rapporterade miljörapportsdata är varierande och osäkerheten i default-EF från first order draft EMEP/CORINAIR guidebook är mycket hög. Därför bör man följa utvecklingen i framtiden och genomföra en översyn när mer tillförlitliga uppgifter finns tillgängliga.

### **Rekommendationer**

- Emissionsfaktorerna för CH<sub>4</sub> och N<sub>2</sub>O för eldningsolja och tallolja uppdateras i enlighet med ny information från det pågående projektet "Uppdatering av klimatrelaterade emissionsfaktorer" som IVL utför på uppdrag av STEM.
- De energirelaterade utsläppen av NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> och partiklar som beräknas med utnyttjande av nationella EF ersätts med mätdata ur miljörapporter.

# Sammanfattande rekommendationer

Nedan listas samtliga i rapporten föreslagna rekommendationer.

- Vid beräkning av förbränningsemissionerna bör handelsdata (ETS-data) användas som källa för energiförbrukning även för Preem Lysekil från och med år 2005.
- Emissionsfaktorerna för N<sub>2</sub>O för brännolja, raffinaderigas och petroleumkoks uppdateras i enlighet med IPCC 2006.
- Samtliga nationella emissionsfaktorer för NH<sub>3</sub> ses över i ett separat projekt alternativt avvaktar tills CORINAIR guidebook uppdateras avseende emissionsfaktorer för NH<sub>3</sub>.
- CORINAIR "Default-EF" ersätter nuvarande nationella emissionsfaktorer för TSP, PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> för bränsleslagen raffinaderigas och brännolja efter att "Default-EF" i "first order draft CORINAIR guidebook" uppnår officiell status.
- Avvakta framtida utveckling avseende emissionsfaktorer för metaller, PAH och dioxin för raffinaderisektorn.
- Emissionsfaktorerna för CH<sub>4</sub> för kol uppdateras i enlighet med IPCC 2006.
- Emissionsfaktorerna för N<sub>2</sub>O för eldningsolja, petroleumkoks och kol uppdateras i enlighet med IPCC 2006.
- Emissionsfaktorerna avseende NO<sub>x</sub> för de aktuella bränsleslagen som används inom cementindustrin nollas och de tidsserier som erhållits från anläggningarna ersätter tidigare rapporterade data. Vidare föreslås att NO<sub>x</sub> utsläppen i framtiden baseras på miljörapportsdata.
- Samtliga emissioner av stoft och partiklar rapporteras under sektor 2A1 och att samtliga emissionsfaktorer för aktuella bränslen avseende stoft och partiklar i cementindustrin nollas i 1A2f. Samtliga uppgifter avseende stoft och partiklar kommer i framtiden att grundas på miljörapportsdata.
- Avvakta framtida utveckling avseende emissionsfaktorer för metaller, PAH och dioxin för cementindustrin.
- I Tabell 34 sammanfattas den föreslagna framtida rapporteringsmetodiken för Oxelösundsanläggningen respektive Luleåanläggningen.
- Nuvarande emissionsfaktorer för koksugns-, masugns- och LD-gas avseende As, Hg, TSP, PM<sub>10</sub> och PM<sub>2,5</sub> sätts till 0 för Oxelösundsanläggningen och Luleåanläggningen i syfte att undvika dubbelrapportering.
- Nu gällande emissionsfaktorer för Oxelösundsanläggningens och Luleåanläggningens eldningsolja och Oxelösundsanläggningens gasol sätts till 0 för CO<sub>2</sub>, NH<sub>3</sub>, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, TSP, PM<sub>10</sub>, PM<sub>2,5</sub>, dioxin samt samtliga metaller (Pb, Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Zn) i syfte att undvika dubbelrapportering.

- Nuvarande metodik och emissionsfaktorer för 1A2a och 1B1b behålls avseende PAH-4 för SSAB Oxelösund och Luleåanläggningen.
- I det pågående projektet ”Uppdatering av klimatrelaterade emissionsfaktorer” som IVL utför på uppdrag av STEM föreslås en revidering av de nu gällande nationella emissionsfaktorerna för CO<sub>2</sub> och N<sub>2</sub>O avseende kokugns-, masugns- och LD-gas. Det rekommenderas att dessa emissionsfaktorer används vid beräkning av dessa gaser enligt Tabell 34.
- Mängden naturgas som används för produktion av reduktionsgas vid Höganäs ABs anläggning i Höganäs, exkluderas från mängden naturgas som ingår som aktivitetsdata i Sektor 1 (Energi).
- Samtliga emissioner som härrör från reduktionsgaser för Höganäs ABs anläggning i Höganäs rapporteras under CRF/NFR 2C1
- CO<sub>2</sub> från andra reduktionsmedel hämtas ur miljörapporterna för Höganäs ABs anläggning i Höganäs.
- Ny anläggningsspecifik emissionsfaktor för N<sub>2</sub>O från naturgas för Höganäs ABs anläggning i Höganäs (IPCC default)
- NO<sub>x</sub> från tunnelugnar för Höganäs ABs anläggning i Höganäs inkluderas i 2C1
- Ny anläggningsspecifik emissionsfaktor för NO<sub>x</sub> från naturgas för Höganäs ABs anläggning i Höganäs hämtas ur företagets miljörapporter
- SO<sub>2</sub> från gasförbränning för Höganäs ABs anläggning i Höganäs inkluderas i 2C1
- Reviderad fraktionering av TSP för Höganäs ABs anläggning i Höganäs görs i enlighet med uppgifter från SSAB Luleå
- Uppdatering av i 2C1 rapporterade metallemissioner så att dessa exakt motsvarar emissionerna redovisade i miljörapporterna för Höganäs ABs anläggning i Höganäs
- Korrigera energistatistikens uppgift för naturgas för Höganäs AB i Halmstad 2004
- Korrigera energistatistikens uppgift för naturgas för Uddeholm Tooling AB i Hagfors 2006
- Ersätt de nationella emissionsfaktorerna för N<sub>2</sub>O-emissioner från förbränning av naturgas, eldningsolja och gasol inom sekundär järn- och stålindustri med IPCC "Default-EF"
- Sammanställ och analysera emissioner, emissionsfaktorer och bränslemängder inom sekundär järn- och stålindustri till ett detaljerat och fullständigt underlag för att skapa branschspecifik emissionsfaktor för NO<sub>x</sub> för eldningsoljor och gasol
- Sätt emissionsfaktorn för NO<sub>x</sub> från naturgas =0 vid Höganäs AB i Halmstad för att undvika dubbelrapportering.
- Tag kontakt med Uddeholm Tooling AB i Hagfors för att kontrollera att den beräkningsmetod som SMED använder för processrelaterade NO<sub>x</sub>-emissioner ger en korrekt uppskattning av dessa emissioner
- Inkludera de processrelaterade NO<sub>x</sub>-emissionerna från Outokumpu Stainless AB i Avesta kallbandsverks betanläggning för 2001

- Inkludera Ovako Steel AB i Hofors NO<sub>x</sub>-emissioner från rör- och ringtillverkningen för 2001 samt emissioner från ringtillverkningen för 2003 och 2004. Tag dessutom kontakt med företaget för att kontrollera och eventuellt uppdatera de processrelaterade emissionerna för 2006
- Inkludera processrelaterade CO-emissioner från Uddeholm Tooling AB i Hagfors och Outokumpu Stainless AB i Avesta i rapporteringen
- Sammanställ och analysera emissioner, emissionsfaktorer och bränslemängder inom sekundär järn- och stålindustri till ett detaljerat och fullständigt underlag för att skapa branschspecifika emissionsfaktorer för SO<sub>2</sub> för eldningsolja och gasol
- Tag kontakt med Scana Steel Björneborg AB i Kristinehamn och Uddeholm Tooling AB i Hagfors för att undersöka om processrelaterade sva-velemissioner förekommer
- Korrigera processrelaterade SO<sub>2</sub>-emissioner för Fundia Special Bar AB i Smedjebacken för åren 2001, 2003 och 2006 till att motsvara uppgifter i miljörapporterna
- Kontrollera genom kontakt med Outokumpu Stainless AB i Avesta om miljörapportuppgift gällande angiven processrelaterad SO<sub>2</sub>-emission för 2003 är korrekt
- Inkludera NMVOC från kristallolja från Uddeholm Tooling AB i Hagfors
- Uppdatera NMVOC för 2001 till att även omfatta skrotsmältning och övrig kemikalieanvändning vid Ovako Steel AB i Hofors
- Exkludera NH<sub>3</sub>-emissioner från Outokumpu Stainless AB i Avesta från NFR 2C1
- Exkludera energirelaterade TSP-emissioner från Uddeholm Tooling AB i Hagfors från NFR 2C1
- Se över fraktioneringen av TSP för de sekundära järn- och stålverken i en separat studie.
- Håll löpande kontakt med Kubal för att utröna om mätningar/uppskattningar av NMVOC- och NO<sub>x</sub>-emissioner gjorts eller planeras
- Nya emissionsfaktorer för N<sub>2</sub>O för eldningsolja och gasol (IPCC default) för Kubal
- TSP från andra källor än verk 1 och verk 2 vid Kubal inkluderas i 2C1. För 2005 tas uppgifterna från miljörapport medan för tidigare år görs en
- Emissionsfaktorerna för CH<sub>4</sub> för eldningsolja och tallolja uppdateras i enlighet med ny information från det pågående projektet "Uppdatering av klimatrelaterade emissionsfaktorer" som IVL utför på uppdrag av STEM.
- Emissionsfaktorerna för N<sub>2</sub>O för eldningsolja och tallolja uppdateras i enlighet med ny information från det pågående projektet "Uppdatering av klimatrelaterade emissionsfaktorer" som IVL utför på uppdrag av STEM.
- De energirelaterade NO<sub>x</sub> utsläpp för skogsindustrin som beräknas med utnyttjande av nationella EF ersätts med mätdata ur miljörapporter.
- De energirelaterade SO<sub>x</sub> utsläpp för skogsindustrin som beräknas med utnyttjande av nationella EF ersätts med mätdata ur miljörapporter.

- De energirelaterade partikel utsläppen för skogsindustrin som beräknas med utnyttjande av nationella EF ersätts med mätdata ur miljörapporter.

# Tabeller

Tabell 1. Uppgifter ur miljörapporter för år 2006.....	7
Tabell 2. Procentuell energiförbrukning för raffinaderier för åren 2001-2006.....	8
Tabell 3. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för gaser samt partiklar uttryckt som procent.....	9
Tabell 4. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för metaller, dioxin och PAH1-4 uttryckt som procent.....	10
Tabell 5. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC "Default-EF" per bränsleslag .....	13
Tabell 6. Jämförelse Nationella EF och IPCC "Default-EF" per bränsleslag.....	14
Tabell 7. Kvoten internationell rapportering (IR)/ miljörapportsdata (MR) med Nationella EF respektive IPCC "Default EF" avseende N <sub>2</sub> O uttryckt som procent.....	14
Tabell 8. Jämförelse för CO avseende Nationella EF respektive EMEP/CORINAIR "Default" EF per bränsleslag .....	15
Tabell 9. Jämförelse Nationella EF respektive "Default-EF" från "First order draft EMEP/CORINAIR" per bränsleslag.....	16
Tabell 10. Kvoten internationell rapportering (IR) /MR med Nationella EF respektive Default EF från "First order draft EMEP/CORINAIR guidelines" avseende TSP uttryckt som procent.....	17
Tabell 11 Jämförelse Nationella respektive EMEP/CORINAIR Default EF per bränsleslag.....	19
Tabell 12. Kvoten internationell rapportering (IR) /MR med Nationella EF respektive Default EF från "First order draft EMEP/CORINAIR guidelines" för raffinaderigas avseende metaller uttryckt som procent.....	20
Tabell 13. Uppgifter ur miljörapporter för år 2006.....	22
Tabell 14. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för gaser samt partiklar uttryckt som procent.....	24
Tabell 15. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för metaller, dioxin och PAH1-4 uttryckt som procent.....	25
Tabell 16. Procentuell energiförbrukning för cementindustrin för åren 2001-2006	27
Tabell 17. Jämförelse mellan nationella och IPCC Default-EF för aktuella bränsleslag avseende CH <sub>4</sub> .....	28
Tabell 18. Jämförelse mellan nationella och IPCC Default-EF för aktuella bränsleslag avseende N <sub>2</sub> O.....	29
Tabell 19. Jämförelse mellan nationella EF och "Default-EF" från "First order draft EMEP/CORINAIR guidebook" för aktuella bränsleslag avseende CO.....	30
Tabell 20. Indirekt beräknad emissionsfaktor beräknad utifrån klinkerproduktion 2004-2006 baserat miljörapportsdata.....	30
Tabell 21. Jämförelse mellan Nationella EF och "First order draft EMEP/CORINAIR "Default-EF" för aktuella bränsleslag avseende NMVOC. ....	31



Tabell 22. Jämförelse mellan nationella EF och Default-EF från "First order draft EMEP/CORINAIR guidebook" för aktuella bränsleslag avseende stoft och partiklar.....	32
Tabell 23. Ansatt andel PM <sub>10</sub> respektive PM <sub>2,5</sub> av TSP.....	33
Tabell 24. Uppgifter ur miljörapporter för åren 2003-2006.....	35
Tabell 25. Allokering för primär- järn och stålproduktion enligt IPCC guidelines 2006 och EMEP/CORINAIR.....	35
Tabell 26. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för gaser samt partiklar uttryckt som procent.....	37
Tabell 27. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för metaller, dioxin och PAH1-4 uttryckt som procent.....	38
Tabell 28. Beräknade fördelningskvoter för CO <sub>2</sub> för åren 2003-2006.....	46
Tabell 29. Fördelningsnyckel av NO <sub>x</sub> -utsläpp.....	48
Tabell 30. Fördelningsnyckel av SO <sub>2</sub> -utsläpp.....	48
Tabell 31. Källor för utsläpp av NO <sub>x</sub> för SSAB i Oxelösund 1990-2006.....	48
Tabell 32 Fördelningsnyckel av TSP-utsläpp.....	50
Tabell 33 Andel PM <sub>10</sub> och PM <sub>2,5</sub> av TSP.....	50
Tabell 34. Sammanfattande tabell avseende framtida rapporteringsmetodik.....	53
Tabell 35. Uppgifter ur miljörapporter för åren 2001-2006.....	55
Tabell 36. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för totala energimängder, gaser samt partiklar uttryckt som procent.....	56
Tabell 37. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för metaller, dioxin och PAH1-4.....	56
Tabell 38. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC Default EF för naturgas avseende CH <sub>4</sub> .....	63
Tabell 39. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC Default EF för naturgas avseende N <sub>2</sub> O.....	64
Tabell 40. Jämförelse Nationella EF respektive EMEP/CORINAIR GUIDEBOOK Default EF för naturgas avseende NMVOC.....	65
Tabell 41. Uppgifter ur miljörapporter för åren 2001 samt 2003-2006.....	68
Tabell 42. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för totala energimängder, gaser samt partiklar.....	70
Tabell 43. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för metaller, dioxin och PAH1-4.....	72
Tabell 44. Jämförelse mellan nationella och IPCC Default-EF för aktuella bränsleslag avseende CH <sub>4</sub> .....	82
Tabell 45. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC "Default" EF per bränsle... 82	82
Tabell 46. Uppgifter ur miljörapporter för åren 2001-2006.....	87
Tabell 47. Procentuell fördelning av utnyttjad energi (exklusive el-energi) inom aluminiumindustrin för åren 2001 - 2006.....	87
Tabell 48. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för totala energimängder, gaser samt partiklar.....	89
Tabell 49. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för PAH, dioxin samt metaller.....	89
Tabell 50. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC "Default" EF per bränsle... 95	95

Tabell 51. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC "Default" EF per bränsle...	96
Tabell 52. Uppgifter ur miljörapporter för 2006.....	99
Tabell 53. Procentuell energiförbrukning inom skogsindustrin 2003-2006. ....	100
Tabell 54. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för gaser samt partiklar uttryckt som procent. ....	101
Tabell 55. Kvoten internationellt rapporterade data (IR)/miljörapportsdata (MR) för metaller, dioxin och PAH1-4 uttryckt som procent. ....	102
Tabell 56. Jämförelse procentuell energiförbrukning ES/MR 2006 .....	103
Tabell 57. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC "Default" EF samt Skogsindustriernas schablon per bränsleslag .....	106
Tabell 58. Jämförelse Nationella EF respektive IPCC "Default" EF samt Skogsindustriernas schablon per bränsleslag .....	107
Tabell 59. Jämförelse Nationella EF respektive EMEP/CORINAIR "Default" EF per bränsleslag .....	108
Tabell 60. Jämförelse Nationella EF för resp. first order draft EMEP/CORINAIR "Default" EF för förbränning av trädbränsle .....	109