

Gemensamt genomförande

En landsstudie

Böcker och rapporter utgivna av Statens
energimyndighet kan beställas från
Energimyndighetens förlag.
Orderfax: 016-544 22 59
e-post: forlaget@stem.se

© Statens energimyndighet
Upplaga: 300 ex

ER 23:2002

ISSN 1403-1892

Förord

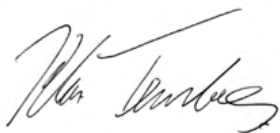
Regeringen tillkallade i januari 2002 en förhandlingsman, med uppgift att ta fram underlag och förslag till ramavtal mellan Sverige och aktuella länder för gemensamt genomförande enligt artikel 6 i Kyotoprotokollet. En av förhandlingsmannens uppgifter var att bedöma potentialen och kostanden för en lämpliga projekt för gemensamt genomförande. Energimyndigheten åtog sig att finansiera en sådan studie.

Föreliggande rapport på uppdrag av Statens Energimyndighet utarbetats inom ECON Centre for Economic Analysis. Rapporten har överlämnat till utredningen om gemensamt genomförande (N 2001:15).

Rapporten kan utgöra en bas för myndigheter och företag när det gäller att överväga framtidsutsikterna för att använda gemensamt genomförande för att uppfylla åtagandena i Kyotoprotokollet och att samarbeta med andra länder om gemensamt genomförande.

Åsikter och slutsatser i rapporten är utredarnas egna.

Eskilstuna den 9 december 2002



Klas Tennberg
Avdelningschef



Thomas Levander
Expert

Innehåll

Sammanfattning	7
1 Inledning	15
1.1 Rapportens omfattning.....	15
1.2 I huvudsak en skrivbordsstudie.....	17
2 Landprofiler och alternativ för Gemensamt genomförande	20
2.1 Bulgarien.....	22
2.2 Estland	23
2.3 Lettland	24
2.4 Litauen	24
2.5 Polen	25
2.6 Rumänien.....	26
2.7 Ryssland.....	26
2.8 Slovakien	27
2.9 Ukraina.....	28
3 Deltagande i Gemensamt genomförande	30
3.1 Alternativ och krav för deltagande	30
3.2 Indikatorer för att bedöma beredskapen	33
3.3 Bedömning av beredskap.....	35
4 Analys av åtgärds kostnader för utsläppsbegränsningar	41
4.1 Kyotoprotokollet.....	41
4.2 Faktorer på efterfrågesidan	42
4.3 Faktorer på utbudssidan.....	43
4.4 Projektcykel för Gemensamt genomförande och Mekanismen för ren utveckling.....	44
4.5 Konkurrens för Gemensamt genomförande från Mekanismen för ren utveckling.....	46
4.6 Pågående verksamhet inom Gemensamt genomförande och Mekanismen för ren utveckling	48
4.7 Beräknade kostnader för att uppfylla åtaganden.....	49
4.8 Det potentiella utbudet av projekt för Gemensamt genomförande.....	50
4.9 Effekter av anslutning till EU	54
BILAGA	56
A Bulgarien.....	56
B Estland	72
C Lettland	88
D Litauen	101
E Polen	112
F Rumänien.....	124

G	Ryssland.....	139
H	Slovakien	154
I	Ukraina.....	163

REFERENSER

176

Sammanfattning

Sammandrag

Alla östeuropeiska länder som har beaktats i denna studie har viss teknisk potential för projekt för Gemensamt genomförande som skulle vara konkurrenskraftiga med de förväntade priserna på en framtida marknad för utsläppsätter (0–10 US-dollar/ton CO₂). Förbättrade fjärrvärmesystem och insamling och utnyttjande av deponigas är möjliga alternativ i alla länder men de flesta projekten är små. Anslutningen till EU kan minska potentialen något för Gemensamt genomförande för avfallsdeponier för länderna i fråga. Ryssland och Ukraina har stora, billiga projekt för Gemensamt genomförande inom de flesta sektorer. Investeringsriskerna i dessa länder kan dock vara betydande.

Bakgrund

Enligt Kyotoprotokollet är det tillåtet för de länder som har åtagit sig att begränsa eller minska sina utsläpp (bilaga B-länderna) att uppfylla sina åtaganden genom de så kallade flexibla mekanismerna. Detta innebär att de kan genomföra projekt för utsläppsreduktion i andra bilaga B-länder med hjälp av Gemensamt genomförande, genom Mekanismen för ren utveckling i icke bilaga B-länder eller handla med utsläppsätter med andra bilaga B-länder. Eftersom många bilaga B-länder står i begrepp att genomföra de flesta av de billigaste inhemska utsläppsminskningalternativen, blir det allt mer intressant att fortsätta med mekanismerna. Denna rapport kan utgöra en bas för de svenska myndigheterna när de skall överväga framtidsutsikterna för att använda Gemensamt genomförande för att uppfylla åtagandena från Kyoto samt förbereda förhandlingar med möjliga värdländer för samarbete i projekt för Gemensamt genomförande.

Problemställning

I denna rapport beskrivs förhållandena för att tillämpa projekt för Gemensamt genomförande i Bulgarien, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Rumänien, Ryssland, Slovakien och Ukraina inom ramarna för Kyotoprotokollet. Rapporten behandlar utsläppsprofiler, energisystem, potentiella projektkategorier särskilt när det gäller ländernas energiförsörjningssystem och tänkbara kostnader för utsläppsreduktioner, ländernas potential att uppfylla behörighetskriterierna för att delta i Gemensamt genomförda åtgärder och konkurrensen om projekt för Gemensamt genomförande från andra industrialiserade länder och från Mekanismen för ren utveckling.

Slutsatser och rekommendationer

De tekniska potentialerna för att minska utsläppen enligt analysen av länderna är följande:

Tabell 1.1 Sammanfattning av de tekniska potentialerna för gemensamt genomförande (Pot.) och uppskattade kostnader för utsläppsreduktion. Miljoner ton/år och US-dollar/ton.

	Kraftproduktion		Fjärrvärme		Deponigas		Övrigt	
	<i>Pot.</i>	<i>Kostnad</i>	<i>Pot.</i>	<i>Kostnad</i>	<i>Pot.</i>	<i>Kostnad</i>	<i>Pot.</i>	<i>Kostnad</i>
Bulgarien	medelstor	i.u.	medelstor	i.u.	liten	<0-5	stor	3-
Estland	1-2.5	6-12	0.5-1.5	6-40	0.4	4-6	liten	i.u.
Lettland	ingen ¹	-	liten	6	0.7	4-6	liten	i.u.
Litauen	ingen ¹	-	liten	1-5	0.6	4-6	liten	i.u.
Polen	>10	1-14	stor	2-7	medelstor	<1	liten	i.u.
Rumänien	stor	<0-5	stor	<5-10	3-4	<0-5	stor	i.u.
Ryssland	stor	<0-5	stor	<0-5	stor	0-6	stor	<0-10
Slovakien	liten	<0-5	liten	<0-5	liten	<0-5	liten	i.u.
Ukraina	stor	1-	stor	<0-5	stor	4-6	stor	<0-5
Sverige	ingen ²	35-	liten	20-27	liten	>4-6	i.u.	i.u.

1) Förutsatt att Ignalina inte stängs helt. Om Ignalina stängs kan viss potential för Gemensamt genomförande förekomma.

2) Potentialen kan vara flera miljoner ton beroende på omfattningen och tidpunkten för stängning av kärnkraftverk.

Källa: ECON

Den tekniska potentialen anges enligt följande kriterier: liten (0–1 miljoner ton CO₂), medelstor (1–3 miljoner ton CO₂) och stor (mer än 3 miljoner ton CO₂).

Av tabellen framgår att alla länder har vissa möjligheter för investeringar i Gemensamt genomförande inom nästan alla sektorer med kostnader för utsläppsbegränsningar som skulle kunna vara konkurrenskraftiga enligt uppskattningar av priserna på en framtida marknad för utsläppsrätter av koldioxid (0–10 US-

dollar/ton CO₂ eller omkring 5 US-dollar som ett genomsnitt). Bland sektorerna verkar fjärrvärme och avfallsdeponier ha potential för konkurrenskraftiga projekt för Gemensamt genomförande i alla länder. Emellertid kommer många av dessa projekt troligen att vara ganska små och därför kan transaktionskostnaderna bli höga. Potentialen för projekt för Gemensamt genomförande inom kraftproduktionen är relativt låg i de flesta länder, på grund av överskottskapacitet och tillgänglig finansiering från andra källor.

Kostnaderna antas vara betydligt lägre än de flesta kostnader för utsläppsminskningar i Sverige, såsom framgår av tabellen. Sveriges möjligheter består av vindkraft i stället för nya naturgaseldade kraftverk och övergång från olja som nu används som topplast till biomassa i fjärrvärmenäten. Kostnaderna för att minska utsläppen av deponigaser i de nordiska länderna kan emellertid vara lika låga som i de flesta länder som analyserats i denna studie, dvs. 4–6 US-dollar/tonCO₂-ekvivalenter. Uppgifter från Danmark och Norge tyder också på att de inhemska åtgärderna inom de flesta sektorer skulle kosta betydligt mer än i de östeuropeiska länderna.

Resultaten av de pågående anslutningsförhandlingarna med EU (alla länder förutom Ryssland och Ukraina) kommer sannolikt att minska potentialerna för Gemensamt genomförande, särskilt för avfallsdeponier, på grund av att kandidatländerna måste göra betydande investeringar för att uppnå överensstämmelse med EG-direktiven. Dessutom finns det finansiella resurser från EU tillgängliga för kandidatländerna för dessa investeringar. Potentialerna i tabellen har justerats för att ta hänsyn till detta.

Av länderna har Ryssland och Ukraina de överlägset största potentialerna och de lägsta kostnaderna för att minska utsläppen. Dessa länder har potential för Gemensamt genomförande inom kraftproduktion, fjärrvärme, avfallsdeponier, kolbrytning, naturgasdistribution, industri etc. och det verkar osannolikt att potentialen kommer att minska kraftigt under de kommande åren. Många projekt i dessa länder är stora på grund av de stora enheterna medan andelen stora projekt i de andra länderna är mycket mindre. Detta gör det betydligt lättare att genomföra projekt för Gemensamt genomförande i Ryssland och Ukraina. Det kan dock finnas andra hinder för projekten för Gemensamt genomförande i dessa länder (brist på lagstiftning, ogynnsamt affärsklimat etc.) som kan försvåra genomförandet.

Priserna för utsläppsminskningsenheterna (ERUs – Emission Reduction Units) som genereras av det gemensamma genomförandet måste förhandlas mellan säljare och köpare och kan avvika från kostnaderna för utsläppsreduktioner i tabellen. De viktigaste faktorerna vid fastställandet av priset är tillgången och efterfrågan på ERUs, riskerna, konkurrensen från andra alternativ (särskilt Mekanismen för ren utveckling) och transaktionskostnaderna. Flera länder, särskilt Nederländerna, går aktivt in för att använda sig av flexibla mekanismer. Projekt inom ramen för Mekanismen för ren utveckling förväntas ha lägre

kostnader och större besparingspotentialer än projekt för Gemensamt genomförande. Inriktningen bland de västeuropeiska bilaga B-länderna verkar därför gradvis förskjutas mot Mekanismen för ren utveckling.

För Sverige skulle en strategi kunna vara att välja ut några av de analyserade länderna, exempelvis Ryssland eller Ukraina, och några av kandidatländerna och göra ingående studier av potentialerna och kostnaderna för projekt för Gemensamt genomförande, baserat på överenskommelser om framtida samarbete om investeringar i Gemensamt genomförande. Vidare bör utsikterna för en framtida investering i Mekanismen för ren utveckling också undersökas. Svenska myndigheter bör också försöka få den svenska industrin intresserad av att driva

projekt för Gemensamt genomförande. Företag kan hitta intressanta projekt inom sina ordinarie affärsverksamheter och är vana att hitta och utveckla nya projektmöjligheter. Lagg märke till att svensk industri inte är skyldig att utföra projekt för Gemensamt genomförande. Dessutom saknas incitament att bedriva projekt för Gemensamt genomförande och Mekanismen för ren utveckling.

Stora mängder "hot air" tillgängliga

Inget av de analyserade länderna kommer sannolikt att ha några problem med att uppfylla Kyotomålen, även om man inte genomför några åtgärder. Utsläppen har minskat kraftigt sedan 1990 beroende på minskad ekonomisk verksamhet på grund av övergången från centralplanerad ekonomi till marknadsekonomi. Även om ekonomierna återhämtar sig inom de närmaste åren kommer det att finnas ett betydande överskott på utsläppsrätter eller "hot air" tillgängligt från dessa länder under perioden 2008–2012. Därför verkar det som om inriktningen förskjuts från Gemensamt genomförande till handel med utsläppsrätter i vissa av dessa länder.

Stort behov av förbättrad energieffektivitet

De analyserade länderna är bland de mest energiintensiva och minst energieffektiva länderna i Europa. Energiintensiteten är ofta mer än dubbelt så stor som i de västeuropeiska länderna. Energiproduktionen är i de flesta fall mycket ineffektiv och nedgången, detsamma gäller distributionssystemen, och det finns ett stort behov av investeringar för att uppgradera alla delar av energisystemen och förbättra effektiviteten. Det förekommer problem med utebliven betalning för förbrukad energi efter avregleringen av energipriserna, särskilt i Ryssland och Ukraina, men inkasseringen är också ett problem i Bulgarien och Rumänien.

I de flesta länder har vissa reformer inom energisektorn genomförts, med inriktning på avreglering av energisektorn, minskad statlig påverkan på energipriserna, privatisering och konkurrens. Man har också riktat in sig på att förbättra energieffektiviteten och trygga energiförsörjningen. I de flesta länder har dock ganska få investeringar gjorts i förhållande till det enorma behovet.

Ett av de viktigaste hindren i alla länder är bristen på finansiella resurser för investeringar i nödvändiga åtgärder för energieffektivisering, modernisering av

energisektorn och investeringar för att förbättra avfallsdeponier etc. Vissa investeringar måste göras för att uppfylla kraven i EG-direktiven. Projekt för Gemensamt genomförande kan bidra till finansieringen av de förbättringar som är nödvändiga och påskynda rekonstruktionsprocessen.

För många länder kommer det att vara en utmaning att uppfylla behörighetskrakterna

För att få delta i Gemensamt genomförande måste parterna uppfylla vissa krav. I ett scenario med värsta möjliga situation kommer världsländer som inte lyckas med att uppfylla kraven, inte att kunna utfärda och överlåta utsläppsreduktionsenheter från projekt för Gemensamt genomförande. Ett land får överföra (eller förvärva) utsläppsreduktionsenheter om följande krav är uppfyllda:

- a) Landet är en part i Kyotoprotokollet.
- b) Landet har fastställt sin tilldelade mängd i enlighet med artikel 7.4.
- c) Landet har infört ett nationellt system för beräkning av utsläpp från källor och upptag i sänkor i enlighet med artikel 5.1.
- d) Landet har infört ett nationellt register i enlighet med artikel 7.4.
- e) Landet har varje år lämnat in den mest aktuella inventeringen i enlighet med artikel 5.2 och 7.1.
- f) Landet har lämnat ytterligare information om tilldelade mängder i enlighet med artikel 7.1 och 7.4.

Ett ”dubbelt angreppssätt” kommer att tillämpas för Gemensamt genomförande. Ett land som uppfyller alla behörighetskraven (första spåret) får direkt utfärda och överlåta utsläppsreduktionsenheter, och förfaringsättet för att kontrollera projekten är enbart en nationell fråga. Det är också världsländer som bestämmer om projektet är additionellt, dvs. att det inte hade kommit till stånd utan Gemensamt genomförande.

Som ett andra spår kan ett land som endast uppfyller kraven i punkt a), b) och d) fortfarande utfärda och överlåta utsläppsreduktionsenheter så länge projekten kontrolleras genom ett förfarande inom ramen för övervakningskommittén för Gemensamt genomförande. Enligt detta förfarande skall ett ackrediterat oberoende organ bland annat bestämma om projektet kommer att leda till ytterligare utsläppsreduktioner som går utöver vad som annars skulle ha uppnåtts (additionalt) och om en lämplig referensbana har valts och att projektet har en övervakningsplan. Det andra spåret är mycket mer komplicerat, tidskrävande och dyrare än det första spåret.

Även om alla de analyserade länderna, med tillräcklig nationell insats och internationellt stöd, kommer att kunna uppfylla behörighetskraven för att delta i Gemensamt genomförande (andra spåret) tyder vår analys på att länderna inte har samma förutsättningar att uppfylla kraven enligt det första spåret. Det är vår bedömning att det är mest sannolikt att Lettland, Polen och Bulgarien uppfyller alla behörighetskraven för Gemensamt genomförande. Dessa länder har redan

gjort vissa framsteg och prioriteringarna pekar mot ytterligare framsteg. Störst insats för att kunna använda det första spåret kommer att krävas av Litauen, Ukraina och Ryssland, där prioriteringarna är mindre tydliga och förberedelsearbetet måste ökas. Estland, Slovakien och Rumänien ligger någonstans mitt emellan, antingen på grund av begränsade framsteg hittills eller, som för Slovakien, på grund av en tydlig låg prioritering av Gemensamt genomförande.

Förhandlingarna om anslutning till EU kan minska potentialen för Gemensamt genomförande

Förhandlingarna om anslutning till EU och ett eventuellt medlemskap i EU kan minska potentialen för projekt för Gemensamt genomförande inom vissa sektorer i länderna i fråga. Följande direktiv är viktigast i detta hänseende:

- I *direktivet om stora förbränningsanläggningar* begränsas utsläppen av SO₂ och NO_x för både nya och befintliga förbränningsanläggningar med en kapacitet över 50 MW. Om det mest sannolika genomförandealternativet är att förse anläggningarna med extern reningsutrustning kommer inte potentialen för Gemensamt genomförande att påverkas nämnvärt. Om i stället övergång till annat bränsle är det alternativ som föredras kommer potentialen för projekt för Gemensamt genomförande, som är additionella till det som annars skulle ha uppnåtts, att minska markant för de stora förbränningsanläggningar.
- I *direktivet om samordnade åtgärder för att förebygga och begränsa föroreningar (IPPC)* krävs att bästa tillgängliga teknik (BAT) används i industrianläggningar, inklusive förbränningsanläggningar över 50 MW. Generellt innebär direktivet att föråldrad teknik måste ersättas med det bästa alternativet som är lönsamt ur ekonomisk och teknisk synvinkel. Om ett bättre alternativ i denna mening finns tillgängligt och det leder till att utsläppsnivåerna för växthusgaserna minskar kommer detta att utgöra en del av referensen för projekt för Gemensamt genomförande och minska antalet ytterligare utsläppsreduktionsenheter. Samma resultat kommer dock inte nödvändigtvis att krävas i alla länder, eftersom de nationella och till och med lokala förhållandena kan bestämma vad som är lönsamt ur teknisk och ekonomisk synvinkel. Direktivet kan därför ha en mindre inverkan beroende på den erforderliga tekniska prestation som fastställs för varje kandidatland.
- *Direktivet om deponering av avfall* kan också påverka potentialen för additionella utsläppsminskningar. Från och med 2009 krävs enligt direktivet insamling av deponigas vid alla avfallsdeponier som är i bruk. Den insamlade gasen måste som ett minimum facklas. Direktivet kan därför begränsa potentialen för Gemensamt genomförande till projekt för avfallsdeponier som tagits ur bruk och projekt där den insamlade gasen används för energiändamål i stället för att facklas.

Dessa tre direktiv kan minska potentialen kraftigt för Gemensamt genomförande i alla kandidatländerna. Direktiven kommer dock inte att ha samma inverkan i alla kandidatländerna. Bulgarien och Rumänien förväntas inte bli medlemmar i EU före 2007. Det är därför mindre troligt att kraven kommer att gälla hela perioden från 2008 till 2012.

Vidare kan kandidatländerna under anslutningsförhandlingarna beviljas övergångsperioder för genomförandet av kraven i direktiven. Förhandlingar pågår för Bulgarien och Rumänien men har avslutats för Estland, Lettland, Litauen, Polen och Slovakien. Exempelvis har Lettland, Polen och Slovakien beviljats övergångsbestämmelser när det gäller IPPC-direktivet.

Man bör lägga märke till att värdländer som uppfyller kraven för att delta i det första spåret för Gemensamt genomförande har möjlighet att bestämma vilka projekt som betraktas som additionella och godkänna sådana projekt.

Det bör också noteras att framtida EG-lagstiftning kan påverka potentialen för Gemensamt genomförande. Om man kommer överens om förslaget om handel med utsläppsrätter inom EU kan detta ha en stor inverkan på vilken roll Gemensamma genomförande kommer att få i kandidatländerna. Kandidatländer som träder in i EU innan system för handel med utsläppsrätter införs förväntas omfattas av systemet. Regeringar och företag i kandidatländerna kan i detta fall anse att handeln med utsläppsrätter är mer lockande än Gemensamt genomförande på grund av de transaktionskostnader som är förbundna med det senare. Om man förutsätter att ett sådant system införs 2005 såsom föreslagits skulle Estland, Lettland, Litauen, Polen och Slovakien omfattas av detta.

Man kan förvänta sig en betydande efterfrågan på krediter för Gemensamt genomförande ...

Enligt uppskattningar är det troligt att utsläppen i de flesta bilaga B-länderna, förutom de östeuropeiska länderna med övergångsekonomier, ökar kraftigt över deras mål för perioden 2008–2012. Deras inhemska möjligheter för utsläppsreduktioner till relativt låga kostnader börjar ta slut. Därför måste flertalet länder använda Kyotomekanismerna om de skall kunna uppfylla sina utsläppsåtaganden på ett kostnadseffektivt sätt. Ur en strikt kostnadseffektiv synvinkel kan man förvänta sig en betydande efterfrågan på krediter på grund av mekanismerna. För att undvika att köpa ”hot air” kan vissa länder övergå till Gemensamt genomförande och/eller Mekanismen för ren utveckling i stället för handel med utsläppsrätter.

... men även konkurrens från Mekanismen för ren utveckling

I studier ser man en stor potentiell tillgång på krediter för Mekanismen för ren utveckling i icke bilaga B-länder. Kina antas tillhandahålla en stor andel av krediterna för Mekanismen för ren utveckling på grund av en enorm potential för mer effektiv användning av kol och/eller övergång till naturgas till mycket låga (ofta negativa) kostnader. Kina skulle kunna stå för 50 procent av tillgången på globala växthusgaskrediter.

En av fördelarna med Mekanismen för ren utveckling jämfört med Gemensamt genomförande är att projekt kan tillgodoräknas från 2000, medan man måste vänta med att tillgodoräkna sig projekt för Gemensamt genomförande till 2008. Vidare kan Mekanismen för ren utveckling komma igång snabbare än Gemensamt

genomförande genom förhandlingsprocessen. Bland de länder som aktivt har drivit på användningen av Gemensamt genomförande och Mekanismen för ren utveckling, särskilt Nederländerna, verkar det finnas en ökad inriktning på användningen av Mekanismen för ren utveckling. Eventuella strikta additionalitetskrav och omfattande undersöknings- och godkännandeförfaranden för Mekanismen för ren utveckling kan emellertid öka transaktionskostnaderna och minska efterfrågan. Man bör ändå förvänta sig en hård konkurrens från Mekanismen för ren utveckling.

1 Inledning

1.1 Rapportens omfattning

I denna rapport beskrivs den tekniska potentialen och kostnaderna för att tillämpa projekt för Gemensamt genomförande i Bulgarien, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Rumänien, Ryssland, Slovakien och Ukraina inom ramarna för Kyoto-protokollet. Rapporten omfattar bedömningar av utsläppsprofiler, energisystem, potentiella projektkategorier med fokus på ländernas energiförsörjningssystem och tänkbara åtgärds-kostnader, ländernas potential att uppfylla behörighets-kriterierna för att delta i gemensamt genomförda åtgärder och konkurrensen från andra industrialiserade länder och från Mekanismen för ren utveckling.

Det allmänna investeringsklimatet, politiska och andra risker som är förknippade med investeringar i dessa länder, ländernas intresse av Gemensamt genomförande och deras kapacitet att vara värd för sådana investeringar står inte i centrum för denna rapport.

Tyngdpunkt: Analys av energisystemen och potentialen för att minska utsläppen av växthusgaser

Rapportens huvuddel består av en beskrivning land för land av de viktigaste källorna till utsläpp av växthusgaser i varje land, och referensscenariot, eller business-as-usual, för utsläppen fram till 2010 och därefter. Den anger utsikterna för länderna att uppfylla sina nationella utsläppsåtaganden i enlighet med Kyoto-protokollet och den eventuella tillgången på överskott av utsläppsrätter eller ”hot air”.

Behovet av omstrukturering av energisektorn analyseras för varje land. Tonvikten läggs på potentialen för projekt för Gemensamt genomförande inom följande områden:

- Övergång från fossila bränslen till biobränslen för fjärrvärme och pannor
- Uppsamling och användning av metan från avfallsdeponier
- Förbättra effektiviteten hos fjärrvärmesystem och andra system för uppvärmning
- Förbättringar av energieffektiviteten hos industrianläggningar, inklusive byte av bränsle
- Ökad produktionskapacitet baserad på biobränslen i kraftvärmeverk
- Förbättrad effektivitet inom kraftproduktion inklusive övergång från kol och olja till naturgas
- Förbättring av effektiviteten, reovering eller utökning av kraftproduktionskapacitet som är baserad på förnybar energi.

Målet har varit att uppskatta de tekniska potentialerna för utsläppsreduktioner för varje projektkategori, samt antalet och storleken på de potentiella projekten. Arbetet har försvarats på grund av bristen på tillförlitliga studier och statistik för vissa länder och sektorer. Den totala potentialen för Gemensamt genomförande har angivits där så har varit möjligt och exempel på potentiella projekt redovisas. Översikter över ländernas utsläpp av växthusgaser, energisektorstruktur, tekniska potentialer och kostnader för projekt för Gemensamt genomförande redovisas i kapitel 2 och bilagorna.

Hänsyn har tagits till projektens additionalitet (dvs. om de kommer att tillämpas med eller utan Gemensamt genomförande) baserat på referensscenarier för olika sektorer och de finansiella och institutionella faktorer som kan leda till utsläppsreduktioner genom inhemska åtgärder. Bristen på finansiering för nya investeringar är den viktigaste faktorn bakom projektens additionalitet i de länder studien omfattar.

Kandidatländer och additionalitet för Gemensamt genomförande

En annan viktig faktor för att bestämma potentialen för additionella projekt för Gemensamt genomförande är kandidatländernas planer på införandet av relevant EG-lagstiftning. Vi har särskilt tagit hänsyn till följande direktiv:

- I *direktivet om stora förbränningsanläggningar* begränsas utsläppen av SO₂ och NO_x för både nya och befintliga förbränningsanläggningar med en kapacitet över 50 MW.
- I *direktivet om samordnade åtgärder för att förebygga och begränsa föroreningar (IPPC)* krävs att bästa tillgängliga teknik (BAT) används i industrianläggningar, inklusive förbränningsanläggningar över 50 MW.
- I *direktivet om deponering av avfall* krävs insamling av deponigas vid alla deponier som är i bruk. Den insamlade gasen måste som ett minimum facklas.

Ett eventuellt medlemskap i EU kan innebära betydande investeringar för att uppfylla kraven i direktiven för vissa länder i fråga (i vår analys gäller det Bulgarien, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Rumänien och Slovakien) som kan minska potentialen för projekt för Gemensamt genomförande inom vissa sektorer. Detta behandlas för varje enskilt land i kapitel 2. I kapitel 4 redovisas en allmän diskussion om de potentiella effekterna som EG-direktiven har på Gemensamt genomförande.

Behörighet och eventuell konkurrens om projekt för Gemensamt genomförande är också viktiga delar i rapporten

I Kyotoprotokollet och Marrakech-avtalen ställs krav på parternas behörighet för att delta i användningen av Kyotomekanismerna. Dessa omfattar upprättandet av nationella utsläppsmål, nationella system för att uppskatta utsläppen av växthusgaser, nationella register över växthusgaser etc.

Ett land som uppfyller alla behörighetskraven får direkt utfärda och överlåta utsläppsreduktionsenheter och förfaringssättet för att kontrollera projekten är helt en nationell fråga. Det är också värdlandet som bestämmer om projektet är additionellt till business-as-usual. Å andra sidan kan ett land som endast uppfyller vissa av kraven fortfarande utfärda och överlåta utsläppsreduktionsenheter, så länge projekten kontrolleras genom förfarandet inom ramen för övervakningskommittén för Gemensamt genomförande. Värdländernas förmåga att uppfylla kraven bedöms i kapitel 3.

Den eventuella efterfrågan på projekt för Gemensamt genomförande från andra länder beaktas också. Det mesta tyder på att de flesta länder kommer att använda de flexibla mekanismerna (Gemensamt genomförande, Mekanismen för ren utveckling och handel med utsläppsrätter) för att uppfylla sina åtaganden enligt Kyotoprotokollet. Flera länder har redan aktivt gått in för att arbeta med projekt för Gemensamt genomförande i Östeuropa och det är sannolikt att andra följer efter. Den eventuella konkurrensen om projekt i särskilda sektorer och med särskild storlek (speciellt stora projekt) har studerats. Eventuell konkurrens från handel med utsläppsrätter och Mekanismen för ren utveckling har också analyserats. Dessa frågor redovisas och analyseras i kapitel 4.

1.2 I huvudsak en skrivbordsstudie

Huvudkällorna för studien är olika rapporter och analyser av relevanta frågor som rör växthusgaser som har tagits fram under de senaste åren. Viktiga källor i detta avseende är nationalrapporterna från varje land till FN:s ramkonvention om klimatförändringar (UNFCCC) om utsläppsinventeringar, utsläppsprognoser, strategier och åtgärder för att bromsa utsläppen. Rapporter från olika expertgrupper som har besökt länderna och bedömt deras strategier för olika sektorer och övergripande växthusgasstrategier etc. är också viktiga.

Vidare har också ett stort antal studier som omfattar olika delar av energisektorerna i länderna använts. Även vissa studier som är inriktade på potentiella åtgärder och projekt för att minska utsläppen av växthusgaser har funnits tillgängliga. Uppgifter från olika försöks- eller pilotprojekt har också varit viktiga bidrag.

Förutom att granska rapporter och annat skriftligt material har vi varit i kontakt med institutioner och personer som arbetar med dessa frågor i många av länderna. Vi har också besökt Bulgarien och Rumänien. Mot denna bakgrund anser vi att vi har fått en bra förståelse för den aktuella situationen och de utmaningar som länderna står inför vid omvandlingen från centralplanerade ekonomier till marknadsekonomi och omstruktureringen av energisektorerna.

Analysen omfattar ett stort antal länder och kan inte ersätta mer ingående bedömningar av möjligheterna för Gemensamt genomförande inom varje land. Syftet har varit att ge en kvalificerad översikt över förhållandena för projekt för Gemensamt genomförande som är jämförbara mellan länderna. Ett aktivt

engagemang i gemensamt genomförda åtgärder i något av de ingående länderna måste baseras på en noggrann bedömning av ramen för Gemensamt genomförande, omfattande exempelvis referensbanor, marknadsstruktur och additionalitet i landet i fråga.

Betydande osäkra uppgifter

Uppgifterna om potentialerna för projekt för Gemensamt genomförande och de uppskattade kostnaderna är förstås osäkra. Bristen på detaljerad statistik i många länder om utsläpp, energiförbrukning och många andra viktiga frågor har gjort det svårt att bedöma potentialen för utsläppsreduktionerna genom exempelvis övergång till annat bränsle. Fortsatt utveckling när det gäller utsläpp, omstrukturering och modernisering av energisektorn utan investeringar i Gemensamt genomförande, är i sig osäker beroende på en rad inhemska och internationella faktorer.

Det är också viktigt att betona att vi har bedömt den *tekniska* potentialen för projekt för Gemensamt genomförande i länderna. Flera praktiska hinder för genomförandet kan minska den tekniska potentialen avsevärt, även om projekten kan verka konkurrenskraftiga ur en kostnadseffektiv synvinkel. Återverknings-effekter (rebound effects), dvs. ökad energiförbrukning och därmed ökade utsläpp till följd av ökad intäkt från projekt för Gemensamt genomförande, kan minska de totala utsläppsreduktionerna. Dessa faktorer analyseras inte i rapporten.

Kostnadsuppskattningarna är en annan osäker del av uppgifterna. För de flesta potentiella projekt för Gemensamt genomförande har vi bara haft grova uppskattningar av vad det kommer att kosta att genomföra utsläpps begränsningarna. Det finns för få exempel där liknande investeringar har genomförts för att verkliga kostnader skall kunna användas. För att göra uppskattningarna jämförbara mellan olika sektorer och länder har vi företrädesvis använt 7 procent real diskonteringsränta och 20 års avskrivning. Olika investerare använder eventuellt en högre eller lägre diskonteringsränta än denna, beroende på risker, potentiella vinster från alternativa investeringar etc. Även avskrivningsperioden som tillämpas kan skilja sig från den som vi har använt för viss typ av utrustning. I vissa fall, då uppgifter om ökad intäkt och/eller minskade utgifter på grund av investeringen saknas, är de uppskattade kostnaderna överskattade. Transaktionskostnader, dvs. kostnaderna för att finna, utveckla och kontrollera projekten, ingår inte. Dessa kan vara betydande för vissa länder och projekttyper. Därför kan den verkliga kostnaden skilja sig från våra beräkningar.

Det verkliga priset på CO₂-krediterna som betalas av investerare kan också skilja sig från våra beräkningar, beroende på de förhandlingar om fördelningen av investeringskostnaderna och vinsterna som måste göras mellan värd och köpare. Eftersom de flesta av dessa investeringar kommer att ge avsevärda lokala vinster, kommer lokal finansiering och finansiering från olika donatorer etc. normalt att bidra med medel tillsammans med investerare i Gemensamt genomförande.

Sammanfattningsvis är de tekniska potentialerna för utsläppsreduktionerna och kostnaderna som redovisas i denna rapport relativt osäkra. Trots detta anser vi att de redovisade uppgifterna klart pekar på vilka länder och sektorer som verkar ha de lägsta kostnaderna för utsläppsreduktioner och hur dessa kostnader står i relation till liknande kostnader i Sverige eller andra ”köparländer”.

2 Landprofiler och alternativ för Gemensamt genomförande

De östeuropeiska länder som behandlas i denna rapport – Bulgarien, Estland, Lettland, Litauen, Polen, Rumänien, Ryssland, Slovakien och Ukraina – har många gemensamma drag. Tung industri utgör i allmänhet en viktig del av ekonomin, och med ett föråldrat och utslitet energisystem, på grund av otillräckliga investeringar under flera år, är energianvändningen ineffektiv jämfört med de flesta länder i Västeuropa. Dessutom är energiförsörjningen i de flesta fall mycket kolintensiv, där användning av kol utgör en stor andel i kraft- och värmeproduktion. På det stora hela är kolintensiteten hög, vilket stöder den allmänna uppfattningen att det finns gott om projekt för Gemensamt genomförande.

Länderna skiljer sig dock åt vad gäller potentialen och möjligheterna för Gemensamt genomförande. Ett lands storlek är naturligtvis i sig en betydelsefull faktor för att bestämma storleksordningen av utsläppsreduktioner. Men andra faktorer är också viktiga och har betydelse för tänkbara områden och möjligheter för Gemensamt genomförande i varje land. Det är tydligt att länderna inte nått lika långt i övergången till marknadsekonomi, och de har inte samma prioriteringar vad gäller omstrukturering och investeringsplaner. Fokuseringen på klimatpolitik är en annan viktig faktor. Gällande strategier och planer finns med i den referensbana som skall vara utgångspunkten för genomförande av projekt för Gemensamt genomförande. På samma sätt kommer tidsplanen och villkoren för kandidatländernas anslutning till EU att påverka möjligheterna.

Detaljerade landprofiler och bedömning av potentialen för projekt för Gemensamt genomförande finns i bilagan, medan sammanfattningar ges i detta kapitel. Möjligheterna för projekt för Gemensamt genomförande inom följande områden betonas:

- Övergång från fossila bränslen till biobränslen för fjärrvärme och pannor
- Uppsamling och användning av metan från avfallsdeponier
- Förbättra effektiviteten hos fjärrvärmesystem och andra system för uppvärmning
- Förbättringar av energieffektiviteten hos industrianläggningar, inklusive byte av bränsle
- Ökad produktionskapacitet baserad på biobränslen i kraftvärmeverk
- Förbättrad effektivitet inom kraftproduktion inklusive övergång från kol och olja till naturgas
- Förbättring av effektiviteten, renovering eller utökning av kraftproduktionskapacitet som är baserad på förnybar energi.

Tabell 2.1 Indikatorer för olika länder

ÅR: 1999	Bulgarien	Estland	Lettland	Litauen	Polen
Utsläpp av växthusgaser basåret (Mt CO ₂ -ekviv.)	157,1	43,5	31,1	50,9	565,2
Senaste utsläpp av växthusgaser (Mt CO ₂ -ekviv.)	77,7	19,7	11	35	386,2
Befolkning (miljoner)	8,2	1,4	2,4	3,7	38,7
Bruttonationalprodukt (miljarder USD 1995)	11,6	5,7	5,7	7,3	157,0
Primär energitillförsel (PJ)	762,1	190,8	160,0	331,1	3 909,7
Skogsareal	35 %	51 %	44 %	30 %	28 %
Utsläpp av växthusgaser per capita (ton CO ₂ -ekvivalenter) ¹	9,5	13,7	4,5	9,5	10,4
Bruttonationalprodukt per capita (i 1000 USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	4,7	7,9	5,8	6,3	8,7
Kolintensitet i energitillförseln (t CO ₂ per TJ)	57,4	77,0	42,4	39,4	79,3
Kolintensitet i bruttonationalprodukten (kg CO ₂ per USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	1,2	1,3	0,5	0,6	0,9
Kolintensitet i elproduktionen (g CO ₂ per kWh)	i.u.	674,8	212,6	186,9	662,8

Tabell 2.2 Indikatorer för olika länder

ÅR: 1999	Rumänien	Ryssland	Slovakien	Ukraina	Sverige
Utsläpp av växthusgaser basåret (Mt CO ₂ -ekviv.)	264,9	2 998,9	72,3	932,6	70,6
Senaste utsläpp av växthusgaser (Mt CO ₂ -ekviv.)	144,8	1 966,2	52,3	384,6	69,4
Befolkning (miljoner)	22,5	146,2	5,4	50,0	8,9
Bruttonationalprodukt (miljarder USD 1995)	28,5	323,2	22,0	41,8	267,3
Primär energitillförsel (PJ)	1 525,3	25 244,4	753,3	6 212,8	2 139,2
Skogsareal	27 %	45 %	41 %	18 %	52 %
Utsläpp av växthusgaser per capita (ton CO ₂ -ekvivalenter) ¹	6,4	13,2	9,7	7,7	7,8
Bruttonationalprodukt per capita (i 1000 USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	5,8	6,9	10,2	3,3	22,1
Kolintensitet i energitillförseln (t CO ₂ per TJ)	56,8	58,9	52,3	61,0	22,5
Kolintensitet i bruttonationalprodukten (kg CO ₂ per USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	0,7	1,5	0,7	2,3	0,3
Kolintensitet i elproduktionen (g CO ₂ per kWh)	358,2	323,3	304,2	368,3	40,4

1) Senaste utsläpp som använts för länderna är: Ryssland 1996, Rumänien 1998, Ukraina 1998, Bulgarien, 1999, Estland 1999, Slovakien 1999, Polen 1999, Lettland 2000, Litauen 2000 (planerade utsläpp), Sverige 2000

Källa: Nationalrapporter och inventeringar ingivna till UNFCCC, IEA:s CO₂-statistik 2001,

2.1 Bulgarien

Bulgariens utsläpp av växthusgaser har minskat med drygt 50 procent sedan 1988 (Bulgariens basår) till följd av en nedgången i ekonomin. Även om utsläppen enligt prognoserna kommer att öka, förväntas en potential på upp till 20 miljoner ton CO₂-ekvivalenter per år finnas tillgänglig för handeln med utsläppsrätter. Bulgarien kommer således inte att ha några problem med att uppfylla sina åtaganden enligt Kyotoprotokollet om att minska utsläppen med 8 procent under perioden 2008–2012 jämfört med nivån år 1988.

De nationella omständigheterna i Bulgarien tyder på att potentialen för utsläppsreducering av växthusgaser är mycket hög. Detta beror på att energitillförseln är starkt beroende av fossila bränslen, en mödosam övergång till marknadsekonomi och därmed otillräckliga investeringar under flera år och brist på kapital.

Trots bristen på tillgång till detaljerad information och uppskattningar rörande alternativ för Gemensamt genomförande, bedömer vi att det finns en betydande potential som uppgår till flera miljoner ton CO₂ per år.

De största potentiella projekten finns inom sektorerna för el och fjärrvärme. En ökning av effektiviteten genom renovering och effektivisering av befintliga anläggningar är ett viktigt område där det finns en hög potential för utsläppsreduktioner. Pågående investeringsprogram, som i stor utsträckning bygger på privata investeringar, medför en betydande sänkning av potentialen för Gemensamt genomförande, i synnerhet för stora värmekraftverk där stora investeringsavtal redan har slutits. De höga utsläppen av SO₂ innebär att det krävs investeringar för att uppfylla direktivet om stora förbränningsanläggningar och detta leder under alla omständigheter till minskning av CO₂-utsläppen. Därigenom reduceras ytterligare tillgängliga projekt för Gemensamt genomförande. Det samma gäller för fjärrvärme, även om det verkar mycket svårare att finna privata investeringar på grund av fjärrvärmeföretagens komplicerade ekonomiska situation. Med tanke på att de privata investeringarna inte är tillräckliga, finns det inom fjärrvärmesektorn möjligheter till övergång till andra bränslen och kraftvärmeverk. Möjligheterna att utnyttja biomassa och geotermisk energi bör noteras och måste undersökas vidare.

Vi anser att utsikterna för ytterligare utsläppsreduktioner är bättre när det gäller mindre projekt inom områdena för förnybar energi, industri och offentliga tjänster. Småskaliga vattenkraftverk, utbyte eller renovering av pannor, små kraftvärmeverk och eventuell bränsleövergång till biomassa eller jordvärme är områden med de mest lovande utsikterna.

Det finns också en betydande potential i avfallsdeponier för minskningar av utsläpp genom insamling av metan. I praktiken utnyttjas inte denna möjlighet i Bulgarien. Om direktivet om deponering av avfall genomförs i en nära framtid kan potentialen sjunka till en mycket låg nivå samtidigt som projektens konkurrenskraft reduceras. I fråga om avfallsförbränningen är det mer sannolikt att

projekten har en verkligt additionell karaktär. Det största hindret består av den höga kapitalkostnaden. Med beaktande av att investeringar kunde undvikas inom sektorn för el och uppvärmning och för uppförandet av deponier, kan detta dock vara ett genomförbart alternativ för ett Gemensamt genomförande.

2.2 Estland

Estlands utsläpp av växthusgaser har minskat med över 55 procent sedan 1990 till följd av en nedgång i den ekonomiska verksamheten, och ytterligare minskning förväntas fram till 2010. Estland kommer således inte att ha några problem med att uppfylla sina åtaganden enligt Kyotoprotokollet om att minska utsläppen med 8 procent under perioden 2008–2012 jämfört med nivån år 1990. Enligt prognoser som har lämnats in till FN:s ramkonvention om klimatförändringar kan det år 2010 finnas så mycket som 21 miljoner ton per år CO₂ i form av hot air.

Landets huvudsakliga energikälla är inhemsk oljeskiffer, som bidrog till 67 procent av de totala koldioxidutsläppen år 1999. Eftersom oljeskifferindustrin är viktig för såväl Estlands ekonomi som för sysselsättningen i vissa områden, har den ett starkt politiskt stöd. Det finns en önskan att industrin tillåts verka minst till år 2015 även om den inte kommer att vara konkurrenskraftig inom en eventuell framtida avreglerad elmarknad i EU och Nordeuropa. Under antagande att EU beviljar ett sådant tillstånd, kan renoveringen av de två berörda anläggningarna utgöra ett projekt för Gemensamt genomförande. Detta kan leda till minskningar av utsläpp inom området 1–2,4 miljoner ton CO₂ per år, beroende på vilken teknik som används. Kostnaderna för utsläppsreduktioner uppskattas till 6–12 US-dollar per ton CO₂.

Fjärrvärmenäten och de lokala värmecentralerna för uppvärmning av bostäder och byggnader är i dåligt skick. Bristen på kapital fördröjer sannolikt investeringarna inom denna sektor. Befintliga pannor som eldas med oljeskiffer, kol, torv eller eldningsolja kan ersättas med pannor som eldas med naturgas eller ved, i syfte att minska utsläppen av CO₂. Den totala tekniska potentialen för minskningar av utsläpp kan ligga kring 500 000 ton CO₂ per år om man övergår till eldnings med naturgas och kring 1 500 000 ton CO₂ per år om man övergår till biobränsle. Kostnaderna för utsläppsreduktioner kan ligga mellan 6 och 40 US-dollar per ton CO₂, beroende på vilket bränsle som byts ut, effektiviteten hos befintliga pannor osv.

Ett annat alternativ till projekt för Gemensamt genomförande är insamling och användning av deponigas för el- och/eller värmeproduktion. Uppfyllandet av direktivet om deponering av avfall som en del av ett potentiellt EU-medlemskap kan minska omfattningen av potentiella projekt, men omkring 400 000 ton CO₂-ekvivalenter kan fortfarande vara aktuella för Gemensamt genomförande. Kostnaderna kan ligga kring 4–6 US-dollar per ton CO₂.

Det kan också finnas vissa små och mycket billiga renoveringsprojekt för vattenkraftverk (högst 50 000 ton CO₂ per år) som kan vara aktuella för Gemensamt

genomförande. Åtgärder för att minska förlusterna i elnätet kan även ses som ett alternativ.

2.3 Lettland

Lettlands utsläpp av växthusgaser har minskat med cirka 65 procent mellan 1990 och 2000 till följd av en nedgången i ekonomin. En viss utsläppsökning förväntas fram till 2010, men Lettland kommer inte att ha några problem med att uppfylla sina åtaganden enligt Kyotoprotokollet om att minska utsläppen med 8 procent under perioden 2008–2012 jämfört med nivån år 1990. Enligt prognoser som har lämnats in till FN:s ramkonvention om klimatförändringar kan överskottet av tilldelad mängd år 2010 uppgå till omkring 16 miljoner ton när det gäller CO₂.

Fjärrvärmesystemen är välutvecklade men ineffektiva och mestadels baserade på olja, naturgas och fasta bränslen. Det bör finnas en potential för Gemensamt genomförande när det gäller omställning av värmecentraler för en övergång från eldningsolja till biobränsle, särskilt i områden som inte kommer att bli anslutna till gasnätet inom en förutsägbar framtid. Det finns inga uppgifter om denna potential, men resultaten från ett första projekt tyder på kostnader kring 6 US-dollar per ton CO₂.

Ett annat alternativ till projekt för Gemensamt genomförande är insamling och användning av deponigas för el- och/eller värmeproduktion. Även om möjligheterna till gemensamt genomförande minskar, eftersom EG-direktivet om deponering av avfall ska uppfyllas bedöms det ändå finnas möjligheter att hitta projekt som kan minska utsläppen med cirka 650 000 ton CO₂-ekvivalenter. Kostnaderna kan ligga kring 4–6 US-dollar per ton CO₂.

De övriga tillgängliga alternativen för Gemensamt genomförande tycks vara få. Vissa potentiella projekt kan leda till utsläppsreduktioner utomlands på grund av minskad elimport (om detta ger reduktioner överhuvudtaget), vilket kan komplicera arrangemangen för Gemensamt genomförande.

2.4 Litauen

Enligt officiella beräkningar minskade utsläppen av växthusgaser med ungefär 31 procent mellan 1990 och 2000, men minskningen var troligen större. Minskningen beror på nedgången i ekonomin på grund av övergången från centralplanerad ekonomi till marknadsekonomi. Om kärnkraftverket Ignalina fortfarande är i bruk år 2010 kommer de totala utsläppen av växthusgaser ligga under Kyotomålet för Litauen (minskning med 8 procent jämfört med 1990 under 2008-2012). Om Ignalina stängs kommer dock de totala utsläppen att överskrida Kyotomålet.

Fjärrvärmesystemen är i dåligt skick och i akut behov av modernisering. Bristen på finansiella resurser kommer troligen att leda till förseningar av nödvändiga investeringar inom sektorn, vilket innebär att projekt skulle kunna genomföras

med Gemensamt genomförande. Detta skulle kunna omfatta en effektivisering av existerande pannor som eldas med naturgas, eller omvandling av pannor som eldas med tung eldningsolja till eldning med naturgas eller biobränsle (inklusive ombyggnad till kraftvärmeverk). Den tekniska potentialen är osäker. De första projekten indikerar att kostnaden skulle kunna vara ca 1-5 US-dollar per ton CO₂. När till exempel Ignalina skall ersättas finns möjligheter för nya kraftvärmeverk i samband med fjärrvärmesystem eller modernisering av existerande värmekraftverk.

Ett annat alternativ till projekt för Gemensamt genomförande är insamling och användning av deponigas för el- och/eller värmeproduktion. Utvinning av deponigas har knappt ens påbörjats. När den nationella handlingsplanen för avfallshantering har fullföljts och EG-direktivet om deponering av avfall uppfyllts, minskar antalet möjliga projekt. Enligt konservativa uppskattningar skulle ungefär 600 000 ton koldioxidekvivalenter ändå kunna vara behöriga för Gemensamt genomförande, men potentialen kan vara större. Kostnaderna kan ligga kring 4–6 US-dollar per ton CO₂.

2.5 Polen

Polens utsläpp av växthusgaser har minskat med ca 32 procent mellan 1988 och 2000. Den huvudsakliga minskningen skedde före 1990 på grund av nedgången i ekonomin. Sedan 1997 har den totala utsläppsmängden börjat minska igen trots ganska stadig ekonomisk tillväxt. Den totala utsläppsmängden under 2000 var 10 procent under 1997 års nivå.

Beräkningar av utsläpp av växthusgaser inkluderar inte alla stora utsläppskällor, men Polen borde inte ha några problem med att uppfylla sina åtaganden enligt Kyotoprotokollet. Dessa innebär att minska utsläppen med 6 procent mellan 2008 och 2012 jämfört med 1988 års nivåer. Så mycket som 40 till 60 miljoner ton CO₂ i form av "hot air" skulle kunna finnas 2010. Polska experter anser att denna siffra till och med skulle kunna vara så hög som 100 miljoner ton.

Energiförsörjningen i Polen kännetecknas av ett högt beroende av kol och brunkol för kraft- och fjärrvärmeproduktion. Polen har därmed betydande möjligheter för Gemensamt genomförande till låga kostnader.

Att byta bränsle från kol till naturgas och förnybara energikällor i värmekraftverk, fjärrvärmesystem och pannor innebär stora potentiella utsläppsreduktioner, möjligen över 15 miljoner ton om året. Kostnaderna är över lag konkurrenskraftiga med en nivå på 1 till 14 US-dollar per ton CO₂.

Även för deponigasprojekt uppgår den tekniska potentialen till flera miljoner ton. Deponiprojekt genomförs dock redan utan Gemensamt genomförande, och dessa indikerar att kostnaden för utsläppsreduktioner kan vara negativa. Möjligheterna för att tillgodose kraven på additionalitet kommer därför att vara något begränsade.

2.6 Rumänien

De rumänska utsläppen av växthusgaser minskade med ca 45 procent mellan 1980 och 1997, och den fortsatta ekonomiska nedgången under följande år ledde till ytterligare minskningar av CO₂-utsläpp. Beräkningar av utsläpp av växthusgaser är ganska gamla och inaktuella, men Rumänien borde inte ha några problem med att uppfylla sina åtaganden enligt Kyotoprotokollet, som innebär att minska utsläppen med 8 procent mellan 2008 och 2012 jämfört med 1989 års nivåer. Så mycket som 40 miljoner ton per år CO₂ i form av "hot air" skulle kunna finnas år 2010.

Energiförsörjningen i Rumänien är diversifierad och bygger på värmekraftverk som eldas med kol och naturgas, kärnkraft, vattenkraft samt ett utvecklat fjärrvärmesystem med en stor andel kombinerad värme- och kraftproduktion.

Den mesta av tekniken i Rumäniens värmekraftverk är ifrån sextioalet och tidigt sjuttital, och upprustningsbehoven ökar. 60 procent är över 20 år gamla. Därutöver finns för närvarande ungefär 35 storskaliga vattenkraftprojekt med en totalkapacitet på runt 1 400 MW som har stoppats på grund av brist på finansiering. Dessutom har en potential på 1 060 MW småskalig vattenkraft identifierats av vilka runt 332 MW utnyttjas och 125 MW är under uppbyggnad.

De statligt ägda företagen som ansvarar för värmekraftverk och vattenkraftverk söker aktivt efter investerare. Ett vattenkraftprojekt håller på att avslutas som projekt för Gemensamt genomförande inom ramen för det nederländska programmet Erupt. Projektet indikerar att vattenkraftprojekt till ett pris av 5 Euro per ton CO₂ kan vara konkurrenskraftiga. Den totala potentiella utsläppsreduktionen från vattenkraftprojekt kan vara så hög som 4 miljoner ton årligen.

Renovering av fjärrvärmenät och värmeverk är andra möjliga projekt för Gemensamt genomförande. Nederländerna och Norge är redan inblandade i projekt som rör effektivitetsförbättringar vid användning, överföring och distribution av såväl el som värme. Kostnaderna verkar ligga på en nivå runt 9 Euro per ton koldioxid.

Om Rumänien beviljas den begärda övergångsperioden på tio år för direktivet om deponering av avfall kan projekt för utvinning av deponigas bli ett betydelsefullt alternativ för Gemensamt genomförande med årliga utsläppsreduktioner på upp till 3-4 miljoner ton. Uppmärksamhet bör också riktas på användning av biomassa, förbättrad energieffektivitet inom industrin, reducering av förluster i elnätet och begränsning av metanutsläpp från naturgasnätet och kolgruvor.

2.7 Ryssland

De totala utsläppen av växthusgaser minskade med ungefär 36 procent från 1990 till 1996 på grund av nedgången i ekonomin. Enligt prognoserna förväntas utsläppen öka till och med 2010 till följd av en ekonomisk återhämtning. I de flesta prognoser antar man dock att de kommer att ligga under Kyotomålet om att

stabilisera utsläppen på 1990 års nivå under perioden 2008–2012. Det kan finnas så mycket som 100–700 miljoner ton CO₂ i överskott på utsläppsrätter tillgängliga 2010, inklusive ungefär 120 miljoner ton i så kallade sänkkrediter som Ryssland beviljades 2001.

Behovet av nya investeringar i infrastruktur för energi uppskattas till 500–700 US-dollar år 2020. Det kommer att bli svårt för Ryssland att locka till sig sådana finansieringsbelopp. Gemensamt genomförande skulle kunna vara en möjlig väg att dra till sig investeringar för att förbättra energieffektiviteten. Några av de mest lovande sektorerna för Gemensamt genomförande diskuteras nedan, med inriktning på den nordvästra delen av Ryssland.

- *Ökad effektivitet i kolkraftverken.* Detta skulle kunna minska utsläppen med flera miljoner ton men kostnaderna är inte kända.
- *Ny uppgradering av befintlig vattenkraftkapacitet.* Det finns en okänd potential för sådana investeringar till en relativt låg kostnad.
- *Ökad användning av naturgas i kraftproduktionen* genom övergång från kolkapacitet eller genom stopp av eventuell omvandling av befintlig naturgaskapacitet till kol, genom att erbjuda investeringar i ny kapacitet i naturgaseldade kraftvärmeverk, exempelvis i samband med fjärrvärmesystem. Kostnaden är inte känd men är troligen låg.
- *Användning av associerad gasol för kraftproduktion.* Den tekniska potentialen för utsläppsreduktioner är betydande och kostnaderna bör vara mycket låga.
- *Förbättrade fjärrvärmesystem.* Alla delar av systemen behöver förbättras och den tekniska potentialen för utsläppsreduktioner bör vara enorm. Pilotprojektkostnader pekar på mycket låga eller till och med negativa kostnader.
- *Minskat läckage från naturgasdistribution.* Ökad effektivitet i kompressorstationerna, optimering av nettogasdistributionen etc. skulle kunna minska metanutsläppen avsevärt till en kostnad av 1 US-dollar/CO₂-ekvivalent eller lägre. De totala flyktiga metanutsläppen från olja och gas uppgår till mer än 235 miljoner ton/år.
- *Metanåtervinning från kolgruvor.* Det är bara i ett fåtal gruvor som sådana återvinningssystem finns installerade idag och potentialen för att använda metan som bränsle i gasturbiner eller som motorbränsle bör vara betydande. Projektplaner tyder på kostnader omkring 0,25–1 US-dollar/ton CO₂.
- *Insamling och användning av deponigas.* De totala utsläppen från avfallsdeponier uppgår till mer än 37 miljoner CO₂-ekvivalenter och det bör vara möjligt att samla in en betydande andel av dessa. Kostnaden för utsläpps begränsning skulle kunna ligga på omkring 0,01–5,65 US-dollar/ton CO₂-ekvivalenter.

2.8 Slovakien

De totala utsläppen av växthusgaser har minskat med 28 procent från 1990 till 1999 på grund av nedgången i ekonomin. En viss ökning av utsläppen förväntas till och med 2010 men Slovakien kommer inte att ha några problem med att nå

sina åtaganden i Kyotoprotokollet om att minska utsläppen med 8 procent 2008–2012 jämfört med 1990 års nivå. Enligt prognoserna som lämnats till UNFCCC kan det finnas överskott på utsläppsrätter på 13–18 miljoner ton CO₂ tillgängliga 2010.

Fjärrvärmesystemen är väl utvecklade och i huvudsak baserade på naturgas. Den ökade genomslagskraften för tekniken med kombinerade cykler och en ökad användning av biomassa och geotermisk energi ses som mycket lovande områden inom fjärrvärmesystemen. Potentialen för Gemensamt genomförande för dessa alternativ uppskattas till högst 1,2 miljoner ton CO₂.

Ett annat alternativ är att fortsätta utbyggnaden av mottrycksanläggningar inom industrin. Genom att dra fördel av Slovakiens industriella struktur, som domineras av energiintensiv produktion i tidiga produktionsled, förväntas en potential på 480 MW kunna nås till 2010. I hushållen och tjänstesektorn förväntas en utvidgning med småskaliga kraftvärmeverk på sammanlagt 320 MW vara möjlig.

För närvarande pågår ett slovakiskt projekt för Gemensamt genomförande inom ramen för det nederländska programmet Erupt. Projektet gäller utvinning av deponigas och omfattar gasinsamlingsystem vid 8 regionala avfallsdeponier. Projektet förväntas leda till en reduktion på 100 000–120 000 ton CO₂-ekvivalenter årligen. Priset har inte redovisats men det är troligen lägre än det genomsnittliga priset på 5 euro i Erupt-anbudet. Om projektet genomförs kommer det att innebära en betydande reduktion av de totala utsläppen från avfallsdeponier, vilket pekar på att den återstående potentialen för Gemensamt genomförande kommer att vara begränsad.

Uppmärksamhet bör också riktas mot potentialen för ytterligare användning av vattenkraftkapacitet. De eventuella utsläppsreduktionerna som kan uppnås och kostnader förknippade med detta bör också undersökas närmare.

2.9 Ukraina

De totala utsläppen av växthusgaser minskade med nästan 60 procent från 1990 till 1998 på grund av nedgången i ekonomin. Enligt prognoserna förväntas utsläppen öka något till och med 2010 till följd av en ekonomisk återhämtning. Landet kommer dock inte att ha några problem med att uppfylla sitt Kyotomål om att stabilisera utsläppen på 1990 års nivå under perioden 2008–2012. Det kan finnas så mycket som 250 miljoner ton CO₂ eller mer i form av ”hot air” tillgänglig år 2010.

På grund av omodern utrustning i alla delar av energisystemen och brist på investeringsmedel kan den totala potentialen för Gemensamt genomförande vara så hög som 100–123 miljoner ton CO₂ år 2012, till genomsnittliga kostnader på ungefär 7 US-dollar/ton CO₂ eller lägre. Följande områden verkar mest lovande för Gemensamt genomförande:

- Ökad effektivitet i kolkraftverken. Detta skulle kunna minska utsläppen med flera miljoner ton men kostnaderna är inte kända.
- *Ökad användning av naturgas i kraftproduktionen* genom övergång från kolkapacitet eller genom stopp av eventuell omvandling av befintlig naturgaskapacitet till kol, genom att erbjuda investeringar i ny kapacitet i naturgaseldade kraftvärmeverk, exempelvis i samband med fjärrvärmesystem. Kostnaden är inte känd men är troligen låg.
- *Användning av spillvärme* från kompressorstationer vid naturgasledningar för kraftproduktion. Den tekniska potentialen för utsläppsreduktioner är betydande och projektplaner pekar på kostnader omkring 1 US-dollar/ton CO₂ eller till och med lägre.
- *Förbättrade fjärrvärmesystem*. Alla delar av systemen behöver förbättras och den tekniska potentialen för utsläppsreduktioner bör vara enorm. Pilotprojektkostnader pekar på mycket låga eller till och med negativa kostnader.
- *Metanåtervinning från kolgruvor*. Det är bara i ett fåtal gruvor som sådana återvinningssystem finns installerade idag och potentialen för att använda metan som bränsle i gasturbiner eller som motorbränsle bör vara betydande. Projektplaner tyder på kostnader omkring 2 US-dollar/ton CO₂.
- *Insamling och användning av deponigas*. De totala utsläppen från avfallsdeponier uppgår till mer än 18 miljoner CO₂-ekvivalenter och det bör vara möjligt att samla in en betydande andel av dessa. Kostnaderna kan ligga kring 4–6 US-dollar per ton CO₂.
- *Reduktioner från industrikällor*. I den ukrainska databasen för Gemensamt genomförande anges flera potentiella projekt i olika anläggningar som skulle kunna leda till utsläppsreduktioner på flera miljoner ton till kostnader från ungefär 0, eller negativa kostnader, till 8–10 US-dollar/ton CO₂.

3 Deltagande i Gemensamt genomförande

För att få delta i Gemensamt genomförande måste parterna uppfylla ett antal krav enligt Kyotoprotokollet och uppgörelserna i Marrakech. Länder med övergångs-ekonomier som inte lyckas uppfylla kraven får i värsta fall inte utfärda och överföra utsläppsreduktionsenheter. Vid bedömning av potentialen och tänkbara kostnader i olika länder är det därför viktigt att beakta det faktum att länderna kanske inte har lika stor beredskap eller sannolikhet för att uppfylla kraven.

I detta kapitel behandlas de specifika krav som har avtalats under förhandlingarnas gång. Likaså ges förslag på beredskapsindikatorer, eftersom det för närvarande inte är möjligt att slutligt fastställa om länderna kommer att uppfylla kraven eller ej. Vi bedömer till slut ländernas resultat mot dessa indikatorer, vilket ger en uppfattning om sannolikheten för att de berörda länderna med övergångs-ekonomier klarar av att uppfylla kraven enligt Kyotoprotokollet och uppgörelserna i Marrakesh.

3.1 Alternativ och krav för deltagande

Behörighetskrav

Under förhandlingarna vid COP 7 i Marrakesh nåddes överenskommelse om kriterierna för deltagande i Kyotoprotokollets mekanismer. Enligt uppgörelserna i Marrakesh är en part som har ett åtagande och som finns med i bilaga B till Kyotoprotokollet behörig att överföra (eller utfärda) utsläppsreduktionsenheter i följande fall:

- a) Landet är en part i Kyotoprotokollet.
- b) Landet har fastställt sin tilldelade mängd i enlighet med artikel 7.4.
- c) Landet har infört ett nationellt system för beräkning av utsläpp från källor och upptag i sänkor i enlighet med artikel 5.1.
- d) Landet har infört ett nationellt register i enlighet med artikel 7.4.
- e) Landet har varje år lämnat in den mest aktuella inventeringen i enlighet med artikel 5.2 och 7.1.
- f) Landet har lämnat ytterligare information om tilldelade mängder i enlighet med artikel 7.1 och 7.4.

Ett land som deltar i ett projekt för Gemensamt genomförande måste även underrätta sekretariatet för FN:s ramkonvention om klimatförändringar om den instans som landet har utsett att godkänna projekt och vilka förfaranden som används för att godkänna projekt. Detta krav påverkar inte möjligheten att

överföra reduktionsenheter, men underlåtelse att uppfylla kravet innebär en överträdelse av Kyotoprotokollet.

Systemet med två spår

I Marrakesh beslöts även att ett *system med två spår* skall tillämpas för Gemensamt genomförande, vilket kan vara viktigt för att länderna med övergångs-ekonomi skall kunna delta i Gemensamt genomförande.

Ett land som uppfyller alla behörighetskraven (*första spåret*) kan direkt utfärda och överföra utsläppsreduktionsenheter. Proceduren för verifiering av projekt är en rent nationell fråga.

Det *andra spåret* innebär att även länder som endast uppfyller kraven a, b och d får utfärda och överföra utsläppsreduktionsenheter, förutsatt att projekten verifieras enligt proceduren under övervakningskommittén. Enligt denna procedur skall ett ackrediterat oberoende organ bland annat avgöra huruvida projektverksamheten resulterar i utsläppsreduktioner som är additionella till reduktioner som annars skulle ha skett, och att projektet har en lämplig referensbana och en övervakningsplan.

Såsom konstateras i Pretel (2002), är det *andra spåret* betydligt mer komplext, tidskrävande och kostsamt. Fördelen med det *andra spåret* är dock att reduktionsenheter som har tilldelats under detta spår inte påverkas av bestämmelser rörande reserven i åtagandeperioden (commitment period reserve) eller andra begränsningar av överföringarna. Utsläppsreduktionsenheter kan överföras även om trenden i utsläppsinventeringarna tyder på att landet sannolikt inte uppfyller sitt åtagande enligt Kyotoprotokollet. Ett land som är behörigt för det *första spåret* kan också vinna samma fördel genom att välja att tillämpa den striktare verifieringsproceduren. Det finns således inga skäl för länderna med övergångs-ekonomi att inte sträva efter att uppfylla alla kraven.

Redogörelse av de enskilda kraven

Part i protokollet

Kravet om att vara part i protokollet innebär att landet måste ha ratificerat protokollet.

Fastställandet av tilldelad mängd

Den tilldelade mängden fastställs genom en procedur där landet först ger in en rapport till UNFCCC-sekretariatet i vilken det påvisas att landet har kapacitet att redovisa för sina utsläpp och den tilldelade mängden. Rapporten granskas enligt kraven i artikel 8, och efter att eventuella frågor har lösts registreras den tilldelade mängden i en databas som upprätthålls av UNFCCC-sekretariatet. Efter att den tilldelade mängden har registrerats betraktas den som fastställd och kan inte ändras.

Rapporten måste ges in senast den 1 januari 2007 eller ett år efter att Kyoto-protokollet har trätt i kraft, beroende på vilket som sker senare. Detta medför att frågan om huruvida ett land uppfyller behörighetskriterierna inte med säkerhet kan avgöras före 2007.

Rapporten som landet ger in måste innehålla följande element:

- a) Fullständiga inventeringar från basåret till det senaste tillgängliga året, sammanställda enligt artikel 5.2.
- b) Angivelse av det basår som landet har valt för de tre industrigaserna (fluorkolväten, perfluorkolväten och svavelhexafluorid).
- c) Beräkningar av den tilldelade mängden.
- d) Beräkningar av reserven för åtagandeperioden (commitment period reserve).
- e) Redogörelse för de parametrar som landet har valt för redovisning av de verksamheter som berör upptag i sänkor (artikel 3.3 och 3.4).
- f) En beskrivning av landets nationella system i enlighet med artikel 5.1.
- g) En beskrivning av landets nationella register.

Nationellt system

En part är skyldig att senast den 1 januari 2007 ha ett nationellt system för inventeringar med beräkning av utsläpp per källa och upptag i sänkor i drift. Parten ska beskriva sitt nationella system och dokumentera sin kapacitet att redovisa för utsläpp.

Beroende på vilka riktlinjer som har avtalats enligt artikel 5.1 inbegriper genomförandet av ett nationellt system ett antal uppdrag. Exempel på sådana är följande:

- Ett särskilt nationellt organ bör utses med övergripande ansvar för den nationella inventeringen.
- De specifika ansvaren som ligger hos olika regeringsorgan och andra organ som deltar i eller bidrar till sammanställandet av inventeringen bör klart definieras och ges stöd genom nödvändiga institutionella, rättsliga och förfarandemässiga ordningar.
- Procedurer bör genomföras för intern kvalitetskontroll och extern kvalitetssäkring av en oberoende tredje part.
- Procedurer bör etableras för officiell bedömning och godkännande av inventeringen.

Nationellt register

Kravet att etablera och upprätthålla ett nationellt register över växthusgaser för kontoföring av transaktioner av utsläppskrediter för de flexibla mekanismerna är en ny skyldighet under FN:s ramkonvention om klimatförändring. Det finns inga tidigare erfarenheter att hänvisa till, eftersom det än så länge inte finns några nationella register för växthusgaser i funktion. Samtidigt är det ett väsentligt behörighetskriterium som krävs också för deltagande i det andra spåret av Gemensamt genomförande.

Utöver att etablera och underhålla ett nationellt register måste varje part, enligt riktlinjerna i artikel 7.4, utse en organisation som administrerar registret. Registret bör dessutom följa vissa tekniska standarder som gör det möjligt att utbyta information mellan register. Dessa tekniska standarder återstår att definiera vid de internationella förhandlingarna och står på dagordningen för COP 8.

Årligt inlämnande av den mest aktuella inventeringen

Kravet om att lämna in den mest aktuella inventeringen inbegriper användning av en gemensam rapporteringsmall, som bland annat underlättar ett smidigt elektroniskt utbyte och sammanställningen av uppgifter. Länderna måste också lämna in en nationell inventeringsrapport med beskrivning och dokumentering av uppskattningarna.

Inventeringarna skall vara fullständiga, exakta och baserade på IPPC:s reviderade riktlinjer för nationella förteckningar över växthusgaser från 1996. I annat fall bör justeringar göras i samarbete med expertgrupperna enligt artikel 5.2. Metoderna för justeringarna avtalades inte i Marrakesh, och förhandlingarna om ett beslut i denna fråga sköts upp till COP 9 år 2003.

Eftersom inget av länderna med övergångsekonomi kan sägas uppfylla dessa inventeringskrav, och justeringarna sannolikt i många fall måste göras på historiska uppgifter, verkar det som om nästan inget av länderna (eventuellt inget land), kommer att kunna producera en fullständig uppsättning inventeringar inom de nästkommande åren.

Ytterligare information

När det gäller att lämna in ytterligare information om utsläppsreduktionsenheter (ERU), certifierade utsläppsreduktioner (CER), tilldelade utsläppsenheter (AAU) och utsläppsrätter som alstras genom kolsänkor (RMU), i syfte att säkerställa uppfyllande av åtagande enligt Kyotoprotokollet, är det även osäkert vilka de specifika kraven kommer att bli. Kraven skall bli föremål för fortsatt arbete vid COP 8. Inga större svårigheter förväntas dock i denna fråga (J. Pretel, 2002).

3.2 Indikatorer för att bedöma beredskapen

Såsom konstateras i föregående avsnitt står länderna med övergångsekonomi inför en rad uppgifter som måste slutföras innan ländernas behörighet att delta i Gemensamt genomförande kan prövas. Vissa detaljer rörande de krav och metoder som ingår i ländernas beredskap, såsom tekniska standarder för nationella register, återstår att avtalas vid de internationella förhandlingarna. Dessutom är den rapport som behövs för det viktigaste behörighetskravet, dvs. etablerandet av tilldelade mängder, enligt planerna inte klar förrän tidigast år 2007. Få länder verkar kunna producera rapporten på betydligt kortare tid, med tanke på de uppdrag som först måste slutföras.

Hur kan vi bedöma ländernas beredskap att uppfylla kraven när alla detaljer ännu inte har fastställs och det fortfarande återstår flera år tills länderna står inför en behörighetsprövning?

I fråga om vissa kriterier är det möjligt att redan nu göra en bedömning av länderna. Vissa länder har redan ratificerat protokollet och vissa länder har etablerat en institutionell ram och en strategi för godkännandet av projekt för Gemensamt genomförande, eller har kommit rätt långt inom detta område.

I fråga om de återstående kriterierna rörande övervakning, rapportering och nationella register kan tidigare resultat när det gäller inventeringar och prioriteringar för Gemensamt genomförande vara användbara indikatorer.

Hur ofta länderna tidigare har lämnat in inventeringar och nationalrapporter utgör en indikation på landets prioritering av inventeringsarbetet och landets kapacitet, både när det gäller personresurser och institutionella arrangemang. Inventeringar som endast görs i samband med nationalrapporter vittnar inte om stabila förhållanden för att sammanställa årliga utsläppsinventeringar. Periodiska inventeringar tar inte i samma omfattning som årliga insamlingar hänsyn till konsistens i tids-serier och gradvisa förbättringar av nationella system för utsläppsinventeringar. En högre grad av konsistens och fullständighet, och således ett mindre behov av efterföljande justeringar, kan förväntas om inventeringar lämnas in oftare.

Den aktuella kvaliteten på ett lands nationella inventering är en god indikator på landets kapacitet att uppfylla kravet att ha ett fungerande nationellt system och en fullständig uppsättning inventeringar. Länder som redan producerar sin inventering med hjälp av en gemensam rapporteringsmall åtföljd av en nationalrapport är redan på väg att införa gradvisa förbättringar i inventeringen. För dessa länder görs en teknisk granskning av inventeringen, vilket ger dem nyttig feedback för förbättring av inventeringen. Detaljerade granskningar av nationalrapporterna ger även nyttig feedback. En fullständig serie inlämnade nationalrapporter är således också en positiv indikator.

Sammantaget kan konstateras att ett lands tidigare resultat i fråga om inventeringar och nationalrapporter är en god indikator på hur långt landet har kommit när det gäller att inom utsatt tid etablera ett pålitligt nationellt system och tillhandahålla en uppsättning fullständiga inventeringar.

Prioriteringarna som gäller för Gemensamt genomförande och Kyotoprotokollets mekanismer ger i allmänhet en indikation på huruvida man kan förvänta sig att landet gör de administrativa, politiska och ekonomiska satsningar som behövs för att uppfylla kraven. Bilateralt och multilateralt bistånd för kapacitetsuppbyggnad kan inte förväntas ha framgång om länderna inte aktivt definierar sina behov och driver de nödvändiga institutionella och rättsliga justeringarna vidare. Länder som redan deltar i Gemensamt genomförande bör även vara särskilt motiverade att uppfylla kraven.

3.3 Bedömning av beredskap

Ratifikationsläget

Lettland, Slovakien, Bulgarien och Rumänien har ratificerat protokollet. Ryssland är i nyckelställning när det gäller att få Kyotoprotokollet i kraft och kommer att bli föremål för betydande påtryckningar från EU. Det är dock mer sannolikt att EU:s kandidatländer kommer att ratificera protokollet än Ryssland, särskilt på kort sikt. På samma sätt som Ryssland är Ukraina positivt inställd till ratificering och håller på att bereda ett förslag, men det finns ingen fast tidsgräns.

Institutioner och procedurer för godkännande av projekt

Vissa institutionella arrangemang för godkännande av projekt för Gemensamt genomförande har redan gjorts i Bulgarien och Rumänien. Lettland håller på att bereda en strategi och en rättslig ram för Gemensamt genomförande i syfte att undvika den omfattande processen för godkännande på kabinettnivå, vilket var fallet för projektet för Gemensamt genomförande tillsammans med PCF. Polen etablerade en byrå för Gemensamt genomförande redan 1996 och var ett av de första länderna som hade en strategi för Gemensamt genomförande (E. Levina, 2002). Byrån för Gemensamt genomförande har dock inte fått behörighet att godkänna projekt för Gemensamt genomförande.

Tidigare resultat rörande inventeringar och nationalrapporter

Nedan görs en bedömning av tidigare resultat i de berörda länderna med övergångsekonomi. Det bör noteras att sannolikheten för att kandidatländerna uppfyller inventeringskraven väl kan visa sig vara högre än vad man kan förvänta sig på grundval av tidigare resultat.

När kandidatländerna ansluter sig till EU kommer de att delta i EG:s övervakningskommitté, vilket kommer att ge dem en möjlighet att förbättra sin utsläppsinventering. Med undantag av Polen är alla kandidatländer redan medlemmar i Europeiska miljöbyrån. Byrån tillhandahåller stöd för utvecklandet av inventeringar, särskilt metoder, programvaruverktyg och utbildning för dessa verktyg. Ett aktivt deltagande och skyldigheterna i EU-arbetet rörande inventeringar kan göra att inventeringarna utvecklas snabbare i kandidatländerna än i de övriga länderna med övergångsekonomi.

Bulgarien

Vi bedömer Bulgariens tidigare resultat som medelgoda. Bulgarien har lämnat in följande:

- Inventeringar för 1998–1999 enligt gemensam rapporteringsmall.
- En nationell inventeringsrapport med inventeringen för 1999.
- Alla nationalrapporter som krävs.

Inventeringarna för 1998 och 1999 är praktiskt taget fullständiga. Kvalitetskontroll tillämpas i viss omfattning och vissa delar av inventeringarna bedöms vara osäkra. Den tekniska granskningen tyder på möjliga inkonsekvenser vid analysen av utsläppstrender (FCCC, 2001). Utsläppsvärdena varierar i flera fall mer än 10 procent från år till år. Buchman och övriga (2001) konstaterar att svagheter på institutionell nivå står i vägen för ytterligare förbättringar i beredningen av inventeringar. Administrationens begränsade förmåga utgör en betydande begränsning och Ministry of Environment and Water skulle behöva utveckla den interna personalens kapacitet och sakkunnighet.

Estland

Vi bedömer tidigare resultat med avseende på övervakning och rapportering som medelgoda. Estland har lämnat in följande:

- Inventeringar för 1999–2000 enligt gemensam rapporteringsmall.
- Alla nationalrapporter som krävs.

Ingen nationell inventeringsrapport har lämnats in. Inventeringen för 2000 inbegriper en ny kalkyl för 1990 och 1995, och förbättringar har skett med avseende på fullständighet, även om det fortfarande finns luckor.

Lettland

Vi bedömer resultaten som goda. Lettland har lämnat in följande:

- Inventeringar för 1998–2000 enligt gemensam rapporteringsmall.
- Nationella inventeringsrapporter med redogörelser för metoder och uppskattningar för de två senaste åren.
- Alla nationalrapporter som krävs.

Allmänt taget verkar Lettland ha goda möjligheter att uppfylla kraven rörande övervakning och rapportering. De inlämnade utsläppsinventeringarnas fullständighet har gradvis förbättrats. Det återstår dock en del att rätta till innan fullständiga inventeringar kan presenteras. Till de framtida förbättringarna hör uppskattning av osäkerhet och att etablera procedurer för kvalitetskontroll och kvalitetssäkring. I Lettland ligger den största utmaningen i att säkerställa de ekonomiska resurserna och en kvalificerad personal.

Litauen

Vi bedömer de tidigare resultaten som svaga. Litauen har lämnat in följande:

- Delar av inventeringen för 1998 enligt gemensam rapporteringsmall.
- Första nationalrapporten.

Betydande förbättringar krävs i Litauens inventering, som är en av de sämsta bland de berörda ländernas inventeringar. Litauen har endast lämnat in uppgifter för 1990 och 1998, vilket gör det omöjligt att genomföra en trendanalys och kontroll av konsistens. Ett betydande arbete återstår för att fylla i luckorna. Det

bör ytterligare antas att sekundära uppdrag såsom kvalitetskontroll och -säkring inte har beaktats.

Polen

Vi bedömer Polens tidigare resultat som medelgoda. Polen har lämnat in följande:

- Inventeringar för 2000 enligt gemensam rapporteringsmall.
- Alla nationalrapporter som krävs.

En undersökning av Buchman och övriga (2001) tyder på att det finns kunnig och högt kvalificerad expertis i Polen. Även om det finns begränsningar med avseende på kunskap, personal och ekonomisk kapacitet, verkar det största hindret för en förbättring av inventeringarna vara av institutionell karaktär. Så många som 18 olika institutioner deltar i insamlandet av nationella statistiska uppgifter, och flera av dem samlar in liknande uppgifter med endast små innehållsmässiga skillnader. Att klart definiera och tilldela ansvar är således av största vikt.

Rumänien

Vi bedömer de tidigare resultaten som svaga. Rumänien har lämnat in följande:

- Första och andra nationalrapporten.

Inventeringar har endast lämnats in i anslutning till nationalrapporter. De senast inlämnade utsläppsuppgifterna gäller för 1994. Enligt Buchman och övriga (2001) lider Rumänien av stora brister på kapacitet när det gäller institutioner, mänskliga resurser, kunskap och ekonomisk kapacitet. Kapaciteten behöver utvecklas betydligt, och det förväntas dröja länge innan Rumänien kan producera inventeringar av god kvalitet.

Slovakien

Vi bedömer de tidigare resultaten som goda. Slovakien har lämnat in följande:

- Inventeringar för 1998–2000 enligt gemensam rapporteringsmall.
- Alla nationalrapporter.

I likhet med Lettland verkar Slovakien ha goda möjligheter att uppfylla övervaknings- och rapporteringskraven. Slovakiens senaste inventeringar är praktiskt taget fullständiga. Förbättringar är möjliga och verkar aktivt drivas vidare (FCCC, 2002 f). Tänkbara nästa steg är att tillhandahålla inventeringar för alla år, etablera kvalitetskontroll och kvalitetssäkring.

Ryssland

Vi bedömer de tidigare resultaten som svaga. Ryssland har lämnat in följande:

- Första och andra nationalrapporten.

Uppgifter har lämnats in för 1990 och 1994–1996, men inga av dem följer den gemensamma rapporteringsmallen. Även om de inlämnade uppgifterna är få, finns det ett antal påpekanden att göra. Enligt E. Levina (2002) är de ekonomiska resurserna det största hindret för insamling av uppgifter i Ryssland. Det råder särskilt en brist på klarhet när det gäller institutionernas ansvar. En särskild utmaning finns i förhållandet mellan inventeringarna på regional nivå (oblast) och på federal nivå. Ryssland strävar efter ett nedifrånperspektiv där den federala inventeringen produceras genom sammanställning av regionala inventeringar. Enligt experter blir uppdraget på så sätt betydligt mer komplext och tidskrävande. De regionala inventeringarna måste samlas in enhetligt över regioner, och fördelningen av ansvar och den institutionella ramen måste definieras strikt, eventuellt på rättslig väg. Om Ryssland i stället skulle utgå från ett uppifrånperspektiv med användning av befintlig centraliserad statistik, bedöms man kunna producera inventeringar av hög kvalitet på ett betydligt enklare sätt.

Ett antal kapacitetsuppbyggnadsprojekt med inriktning på inventeringar håller dessutom på att genomföras i Ryssland. USA ger för närvarande Ryssland ekonomiskt stöd när det gäller att utveckla utsläppsinventering på regional nivå. OECD har sponsrat en undersökning om den nationella inventeringen rörande växthusgaser i syfte att få fram behov och rekommendationer om hur de nationella inventeringarna kan utvecklas. Europeiska kommissionen har planer på ett biståndsprogram för identifiering av kapacitetsbehov när det gäller övervaknings- och rapporteringskrav enligt Kyotoprotokollet.

Trots bristerna i de tidigare utsläppsinventeringarna finns det en rätt hög sannolikhet för att Ryssland kommer att uppfylla kraven, eftersom det verkar finnas tillgång till uppgifter av hög kvalitet och betydande uppmärksamhet och bistånd från internationellt håll.

Ukraina

Vi bedömer de tidigare resultaten som svaga. Ukraina har lämnat in följande:

- Första nationalrapporten.

Även om inga inventeringar har lämnats in enligt gemensam rapporteringsmall finns det, i motsats till Ryssland och Litauen, fullständiga tidsserier för de viktigaste växthusgaserna och deras källor. Det återstår dock flera luckor, såsom konstaterat i den detaljerade granskningen av den första nationalrapporten (FCCC, 2000). En av de viktigaste utmaningarna är att höja medvetenheten på politisk och administrativ nivå såväl som hos intressegrupperna.

Prioriteringar och verksamhet inom Gemensamt genomförande

Lettland, Polen, Bulgarien och Rumänien har redan inlett specifika projekt för Gemensamt genomförande. Det finns dessutom förslag på gång inom det nederländska programmet Erupt och PCF för projekt i Estland och Slovakien.

Prioriteringarna i anknytning till Gemensamt genomförande är även klarare definierade för denna grupp av länder. I Bulgarien och Rumänien har Gemensamt genomförande hög prioritet. Polen har sannolikt gjort de största framstegen när det gäller att definiera en egen strategi för Gemensamt genomförande och projekturvalskriterier, och landet gör för närvarande en översyn av sin strategi. Det har dock uppstått osäkerhet rörande Polens prioriteringar. Det nederländska biståndet till uppbyggnad av kapaciteten för Gemensamt genomförande avbröts på grund av osäkerhet rörande den institutionella strukturen och den polska regeringens framtida planer för klimatpolitiken (E. Levina, 2002).

Även om ett projektförslag om insamling av gas från avfallsdeponier är på gång inom det nederländska programmet Erupt, verkar Gemensamt genomförande ha en rätt låg prioritet i Slovakien. I den tredje nationalrapporten konstateras att Gemensamt genomförande högst sannolikt inte kommer att nå upp till någon betydande volym, och dessutom är Slovakien veterligen intresserat av handel med utsläppsrätter.

Prioriteringarna rörande Gemensamt genomförande i de återstående länderna, särskilt Litauen och Ukraina, har inte klargjorts i någon större utsträckning och är mindre säkra. De baltiska länderna och Ryssland är dock del av Östersjöregionens testningsområde för Kyotoprotokollets mekanismer. Inom det finländska pilotprogrammet rörande CDM (Mekanismen för ren utveckling) och Gemensamt genomförande har man i samarbete med Estland definierat detaljerade regler för samarbetet inom Gemensamt genomförande (E. Levina, 2002).

Sammanfattning

Resultatet av vår granskning av beredskapen i länderna med övergångsekonomi när det gäller att uppfylla behörighetskraven för Gemensamt genomförande sammanfattas i avsnitt 3.1.

Resultatet av analysen tyder på att alla länder inte är i lika god ställning när det gäller att uppfylla behörighetskraven. Enligt vår bedömning har Lettland, Polen och Bulgarien den största sannolikheten för att uppfylla behörighetskraven för Gemensamt genomförande. Dessa länder har redan kommit en bit på väg, och prioriteringarna tyder på ytterligare framsteg. För Litauen, Ukraina och Ryssland gäller den lägsta sannolikheten för att kraven skall uppfyllas. I dessa länder är prioriteringarna mindre klara och takten när det gäller förberedelserna måste ökas. Estland, Slovakien och Rumänien ligger någonstans mitt emellan, antingen på grund av begränsade framsteg hittills eller, som för Slovakien, på grund av en tydlig låg prioritering av Gemensamt genomförande.

Det bör betonas att inget i vår analys tyder på något av länderna inte kommer att uppfylla behörighetskraven. Innan 2007, när rapporten om fastställandet av de tilldelande mängderna måste vara klar, har alla länder en möjlighet att uppfylla kraven. Samma slutsats dras i J. Pretel (2002), i vilken det dock konstateras att Ryssland och Ukraina eventuellt inte kommer att uppfylla alla krav.

Tabell 3.1 Indikatorer på beredskap att uppfylla behörighetskraven för Gemensamt genomförande

	Lettland	Estland	Litauen	Polen	Slovakien	Bulgarien	Rumänien	Ukraina	Ryssland
Ratificeringsläge	Ratificerat	Förväntas	Förväntas	Förväntas	Ratificerat	Ratificerat	Ratificerat	Osäkert	Osäkert
Tidigare resultat rörande inventeringar	Goda	Medelgoda	Svaga	Medelgoda	Goda	Medelgoda	Svaga	Svaga	Svaga
Inlämnade nationalrapporter	1-2-3	1-2-3	1	1-2-3	1-2-3	1-2-3	1-2	1	1-2
Tidigare deltagande i projekt för Gemensamt genomförande	Ja	Nej	Nej	Ja	Nej	Ja	Ja	Nej	Nej
Prioritering av projekt för Gemensamt genomförande (beredning av strategi, regeringens utlåtanden osv.)	Medelhög	Medelhög	?	Hög	Låg prioritering	Hög	Hög	?	?
Institutioner och procedurer för godkännande av projekt för Gemensamt genomförande	Under beredning	Nej	Nej	Ja	Nej	Ja	Ja	Nej	Nej

Källa: FCCC (2002 b–f), E. Levina (2002), J. Pretel, (2002), A. Buchman och övriga, (2001), ECON.

4 Analys av åtgärdskostnader för utsläppsbegränsningar

I detta kapitel analyseras det möjliga utbudet och efterfrågan på krediter för Gemensamt genomförande (utsläppsreduktionsenheter, ERU) som verktyg för att säkerställa överensstämmelse med Kyotoprotokollet. Hänsyn tas till de viktigaste faktorerna som bestämmer utbud och efterfrågan på krediter och utsläppsrätter från protokollets flexibla mekanismer, med tyngdpunkt på konkurrenskraften hos projekt för Gemensamt genomförande jämfört med projekt inom Mekanismen för ren utveckling. Hur vissa bilaga B-länder genomför projekt för Gemensamt genomförande (och inom Mekanismen för ren utveckling) för att uppfylla sina åtaganden beskrivs också. Till sist sammanfattas den tekniska potentialen för utsläppsreduktionsenheter och kostnaden för dessa utifrån landanalysen, och den möjliga prissättningen av utsläppsreduktionsenheter diskuteras.

4.1 Kyotoprotokollet

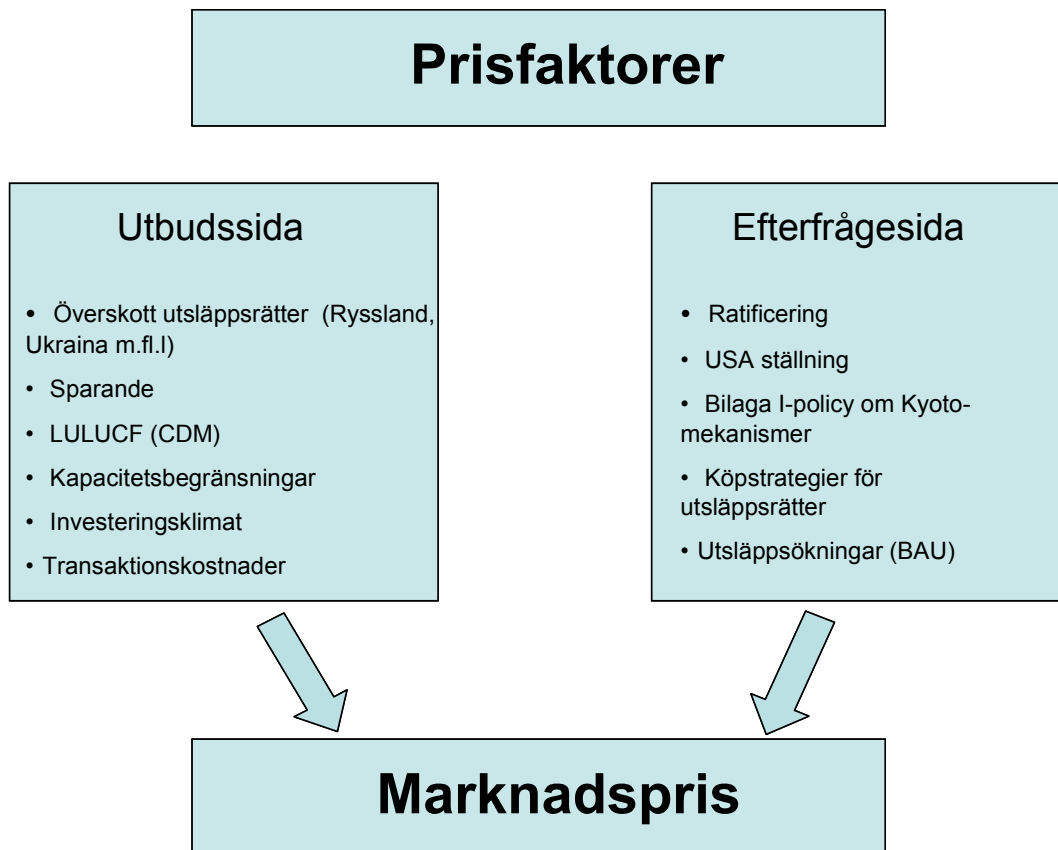
Enligt Kyotoprotokollets ursprungliga version åläggs industrialiserade länder (bilaga B-länder) att minska sina utsläpp av växthusgaser med i genomsnitt 5 procent under perioden 2008-2012 jämfört med 1990 års nivåer. Protokollet kommer dock inte träda i kraft förrän det ratificerats av åtminstone 55 länder som bidragit till minst 55 procent av den industrialiserade världens CO₂-utsläpp under 1990.

Sedan protokollet förhandlades 1997 har följande händelser inträffat som avsevärt förändrar marknadsläget (Böhringer 2002):

- I mars 2001 förklarade USA under president Bushs administration sin avsikt att inte tillträda protokollet, med motiveringen att kostnaderna för USA:s ekonomi skulle vara för höga och att undantag för utvecklingsländer från bindande utsläppsmål inte skulle vara godtagbara.
- Under förhandlingarna i Bonn i juli 2001 enades de återstående parterna om en kompromisskrivelse som tillät särskilt Australien, Kanada, Nya Zeeland, Japan och Ryssland att tillgodoräkna lagring av CO₂ i skog och i jordbruksmark.
- Vid COP7 i Marrakech i november 2001 dubblerades Rysslands sänkrätter från skogsbruk till en totalvolym på runt 120 miljoner ton CO₂.

Dessa förändringar har väsentligt bidragit till att urvattna protokollets ursprungliga föresatser och påverkar i hög grad kostnaderna för dess efterlevnad. De mest avgörande faktorerna för dessa kostnader och priserna på en framtida marknad för utsläppsrätter sammanfattas i figur 4.1.

Figur 4.1 Faktorer som avgör priset på utsläppsrätter



Källa: ECON (2002 b)

Några prisfaktorer på såväl utbuds- som efterfrågesidan diskuteras nedan.

4.2 Faktorer på efterfrågesidan

Utsläppsökningar

Trots att osäkerheten om framtida utsläppsnivåer är stor finns indikationer från ett flertal källor att utsläpp i de flesta bilaga B-länder, utom de östeuropeiska länderna med övergångsekonomier, troligen kommer att öka betydligt över målen för perioden 2008-2012 (ECON 2002 c).

I flera av länderna med underskott finns inhemska möjligheter att till en låg kostnad begränsa utsläpp som antingen genomförs eller väntas genomföras de närmaste åren. Trots detta kommer de flesta länder att vara tvungna att tillämpa Kyotomekanismerna för att efterlevnaden skall vara kostnadseffektiv. Med de förväntat låga internationella kostnaderna för att uppfylla åtagandena (se nedan) skulle länder vinna mycket på en heltäckande användning av mekanismerna istället för att genomföra dyrare åtgärder för utsläppsbegränsningar på hemmaplan. Ur en rent kostnadseffektiv synvinkel borde man kunna förvänta sig en stor efterfrågan på utsläppsrätter via mekanismerna.

Bilaga B-länders strategier för Kyotomekanismer

Enligt Kyotoprotokollet skall mekanismerna användas som komplement till inhemska åtgärder (artikel 6d). Vissa länder, särskilt inom EU, har tolkat detta som att minst 50 procent av utsläppsreduktionerna skall genomföras på hemmaplan. Efter förhandlingarna vid COP6 och COP7 finns inget sådant kvantitativt tak för användning av mekanismerna och EU verkar ha övergett denna inställning. Trots detta kan vissa länder tillämpa ett tak för sig själva, såsom Nederländerna (se nedan). Vi tror dock inte att bilaga B-länderna självmant kommer att ta på sig en alltför stor börda nu när USA dragit sig ur protokollet. Kostnadsskillnader för utsläpsbegränsningar är därför sannolikt den viktigaste faktorn som avgör efterfrågan på krediter från mekanismerna.

Av politiska skäl och/eller miljöskäl kan dock vissa regeringar tveka att förlita sig för mycket på ”hot air” för att uppfylla sina åtaganden enligt Kyotoprotokollet. De kan istället välja Gemensamt genomförande och Mekanismen för ren utveckling för att uppnå verkliga utsläppsreduktioner och försöka motverka handel av ”hot air”. Det kan därför finnas en efterfrågan på projekt inom dessa mekanismer även om kostnaderna är något högre än det nuvarande priset på utsläppsrätter.

Man bör dock ha i åtanke att kandidatländernas deltagande i ett framtida EU-system för handel med utsläppsrätter skulle kunna innebära stora mängder av ”hot air” i systemet. Frågan är komplex och beror på vilka regler som kommer att fastställas i direktivet.

Köpstrategier för utsläppsrätter

Institutionella köparens roller och strategier på marknaden för utsläppsrätter före åtagandeperioden har också betydelse för utvecklingen av utbud och efterfrågan. Nyckelfaktorer som påverkar priser och volymer av utsläppsrätter och krediter är regeringsinitiativ (t.ex. den Nederländska regeringens program ERUPT och CERUPT, se nedan), förvärv från de multilaterala utvecklingsbankerna (t.ex. Världsbankens PCF), och i viss mån företags agerande för att försäkra sig mot risken av framtida reduktionsåtaganden i bilaga B-länder.

4.3 Faktorer på utbudssidan

”Hot air” och sparande

En viktig slutsats från landanalysen i denna rapport är att utsläppen i östeuropeiska länder med övergångsekonomier troligen kommer att vara lägre än deras Kyotomål under 2008-2012. Jämvikten mellan utbud och efterfrågan kommer att vara mycket beroende av hur länder såsom Ryssland och Ukraina agerar, särskilt hur mycket av deras överskott på utsläppsrätter de väljer att sälja.

Effekten av att spara utsläppsrätter för senare användning eller försäljning påverkar starkt utbudet av krediter i och med det stora överskottet på utsläppsrätter. Ägare av överskjutande utsläppsrätter kan välja att spara utsläppsrätterna

för en senare åtagandeperiod (dvs. efter 2012) om priserna under Kyotos åtagandeperiod är relativt låga och priserna förväntas vara högre under följande perioder. Sparandet innebär dock avsevärda risker, både med avseende på om det ens blir någon vidare åtagandeperiod, och hur högt priset kommer att vara.

Åtgärder inom markanvändning och skogsbruk (LULUCF)

En annan nyckelfaktor som påverkar både utbud och efterfrågan på en Kyoto-baserad marknad är om Åtgärder inom markanvändning och skogsbruk tas med. Många bestämmelser och förfaranden bestämdes under COP-7 i Marrakech, medan vissa frågor fortfarande är öppna. Vad gäller Åtgärder inom markanvändning och skogsbruk är det viktigt att förstå att bestämmelserna för att ta med sådana åtgärder i bilaga B-länder kommer att påverka efterfrågan, medan sådana åtgärder i projekt under Mekanismen för ren utveckling kommer att påverka utbudssidan (t.ex. tillgången på projekt för utsläpps begränsningar till en låg kostnad).

4.4 Projektcykel för Gemensamt genomförande och Mekanismen för ren utveckling

Projektcykel

Projektcykeln för projekt för Gemensamt genomförande eller Mekanismen för ren utveckling består av fyra stadier som skall säkerställa den miljömässiga integriteten hos dessa projekt i sin helhet. Dessa stadier är (ECON 2002 b):

- **Steg 1:** Projektutveckling: Projektutvecklaren identifierar en projekttid och genomför en första utvärdering av om det är befogat och lämpligt att utveckla projektet. Detta innebär att utarbeta en referensbana för utsläpp, planer för uppföljning och verifiering, överensstämmelse med värdlandets krav, inbjudan och behandling av intressegruppers synpunkter.
- **Steg 2:** Granskning och registrering: Projektutvecklaren ger ett oberoende organ i uppdrag, enligt Mekanismen för ren utveckling eller enligt andra spåret för Gemensamt genomförande, att validera respektive bestämma (determination) projektet. Dessa organ skall ansvara för granskning av projekt eller verifiering och certifiering av utsläppsreduktioner. Granskade projekt kan registreras i projektregister för Mekanismen för ren utveckling respektive Gemensamt genomförande.
- **Steg 3:** Projektuppföljning: Uppföljning av projektets verksamhet under projektets löptid. Detta sker med hjälp av uppgifter om utsläppsreduktioner, miljöeffekter och sociala effekter, och annan information om verksamheten. Uppföljnings- och verifieringsrapporter kan utarbetas på månadsbasis och överlämnas till de oberoende organen för verifiering som underlag för ansökan om krediter.
- **Steg 4:** Verifiering, certifiering och utfärdande: Uppföljningsrapporter måste överlämnas till ett oberoende organ för verifiering av utsläppsreduktionerna. När de har verifierats kan utsläppsreduktionerna certifieras och krediter utfärdas till berörda parter.

Syftet med all gransknings-, verifierings- och certifieringsverksamhet är att säkerställa utsläppsreduktionernas trovärdighet och kvalitet. Parter måste följa de överenskomna ramarna för att garantera internationella investerare och andra intresserade parter att utsläppsreduktionerna uppfyller alla bestämmelser inom mekanismerna. Utsläppsreduktionerna måste vara verkliga och additionella för att de skall erkännas av den verksällande styrelsen eller övervakningskommittén, och krediterna utfärdas. Additionalitetskriteriet inom Gemensamt genomförande är dock endast relevant för projekt enligt andra spåret. I de fall där bilaga B-parter uppfyller samtliga behörighetskrav kan projekt för Gemensamt genomförande tillåtas enligt första spåret. Världandet avgör då om projektet är additionellt till referensbanan. För projekt enligt andra spåret är utsläppsreduktionernas additionalitet ett liknande nyckelkriterium som inom Mekanismen för ren utveckling.

För att reducera transaktionskostnader, minska risken för privata investerare och möjligen finansiera särskilt lovande projekt direkt förväntas världänderna rationalisera mekanismerna för att godkänna projekt. Offentliga myndigheter kan också behöva ge tekniskt bistånd för att genomföra lämplighetsstudier, förhandla godkännande, söka finansiering, uppföljning, samt att genomföra motsvarade institutionella och strategiska förändringar.

Transaktionskostnader

Transaktionskostnader kan definieras som kostnader i samband med processen att få ett projekt godkänt för Gemensamt genomförande eller Mekanismen för ren utveckling och att erhålla de resulterande utsläppsrätterna. Kategoriseringen av transaktionskostnader följer projektcykelmodellen, där kostnaderna indelas i förberedelsefas och en genomförandefas. Kostnaderna identifieras sedan utmed projektcykelns stadier.

Transaktionskostnader har diskuterats med fokus på kompromissen mellan lägre transaktionskostnader för att utvidga marknaden och att bibehålla den miljömässiga integriteten, dvs. att uppnå verkliga, mätbara och verifierade utsläppsreduktioner. Dessa kostnader är viktigast i ett tidigt skede av en ny marknad, men minskar normalt i och med att antalet transaktioner stiger.

Enligt en undersökning om transaktionskostnader som genomfördes av PriceWaterhouseCoopers stiger kostnader med antalet inblandade oberoende organ. Den visar även att transaktionskostnaderna per ton koldioxidreduktion är försumbara för större projekt (såsom nya gaskombikraftverk, projekt för byte av bränsle osv.), med är betydande för mindre projekt (särskilt förnybar energi).

För ett stort projekt som till exempel ger 3 miljoner US-dollar i CO₂-vinster är förhandsinvesteringen sannolikt i storleksordningen 3-4 procent. Löpande kostnader är sannolikt i storleksordningen 5 procent av avkastningsströmmen från utsläppsreduktionens enheterna (för att täcka uppföljning, certifiering och förvaltningskostnader).

Tabell 4.1 Uppskattade transaktionskostnader för Gemensamt genomförande. US-dollar.

Projektcykel för Gemensamt genomförande	Transaktionskostnad (US-dollar)
Förberedelsefas	
Undersökning	10 000 – 30 000
Förhandling	20 000 – 60 000
Granskning	15 000 – 35 000
Godkännande	5 000 - 15 000
Förberedelsefas totalt	50 000 – 140 000
Genomförandefas	
Uppföljning (årlig)	3 000 – 15 000
Certifiering	3-10 procent av utsläppsreduktionsenheternas värde
Verkställande (årlig)	1-3 procent av utsläppsreduktionsenheternas värde
Genomförandefas totalt	3 000 – 15 000

Källa: ECON (2002 b)

Många administrativa kostnader är inte proportionella med projektets CO₂-aspekt utan uppstår oavsett vid normalt genomförande av investeringsprojektet. På liknande vis uppstår en stor del av kostnaden för uppföljning som ett led i normalt genomförande. Man bör också notera att totalkostnaden under genomförandefasen inte inkluderar certifiering och verkställande och därför utgör en minimiuppskattning av kostnaderna.

De uppskattade transaktionskostnaderna är låga jämfört med typiska projekt inom Världsbankens kolfond (PCF) Enligt Mathias (2002) kan transaktionskostnaderna för flera projekt vara så höga som 10 procent av den totala investeringskostnaden. Dessa kostnader kommer i sinom tid att minska allt eftersom marknaden utvecklas, fler protokoll införs, och fler aktörer blir verksamma inom granskning, certifiering osv. Lägre kostnader skulle återspegla införandet av standardiserade referensbanor och andra procedurer, och att koldioxidvärderingar i större utsträckning införlivas i kommersiell projektutveckling.

4.5 Konkurrens för Gemensamt genomförande från Mekanismen för ren utveckling

De flesta undersökningar som har behandlat frågan förutser ett stor potentiellt utbud av krediter för Mekanismen för ren utveckling från icke bilaga B-länder. Kina antas tillhandahålla en stor andel av krediterna för Mekanismen för ren utveckling på grund av en enorm potential för mer effektiv användning av kol och/eller övergång till naturgas till mycket låga (ofta negativa) kostnader. Modellberäkningarna i Grütter (2001) visar att Kina skulle kunna stå för runt 50 procent av tillgången på globala växthusgaskrediter. Indien skulle kunna stå för runt 12 procent. Även andra länder skulle kunna tillhandahålla avsevärda mängder växthusgaskrediter. En expertutfrågning som Mathias (2002) hänvisar till rankade Kina som det mest attraktiva landet för projekt inom Mekanismen för ren

utveckling eftersom landet anses ha enorm potential för energiprojekt, ett gynnsamt investeringsklimat och en snabbt växande ekonomi.

En av fördelarna med Mekanismen för ren utveckling jämfört med Gemensamt genomförande är att projekt kan tillgodoräknas från 2000, medan man måste vänta till 2008 med att tillgodoräkna sig projekt för Gemensamt genomförande. Vidare kan Mekanismen för ren utveckling komma igång snabbare än Gemensamt genomförande på grund av förhandlingsprocessen. Den verkställande styrelsen för Mekanismen för ren utveckling är tillsatt och arbetar med att utveckla vidare riktlinjer för tillämpning av mekanismen. Detta arbete har knappt ens påbörjats för Gemensamt genomförande och övervakningskommittén för Gemensamt genomförande antas tillsättas sent under 2003.

Trots dessa förutsättningar verkar det för närvarande inte finnas någon större optimism rörande en bred tillämpning av Mekanismen för ren utveckling (Mathias 2002). Utvecklare och investerare kämpar med praktiska problem kring projektfinansiering, och den potentiella kreditvinsten verkar vara lättare och billigare att uppnå med andra medel, särskilt genom att köpa "hot air". Detta innebär dock att man måste göra en etisk värdering av miljömässig integritet. Tiden och ansträngningarna som går åt för att lokalisera, förhandla och avsluta en affär bidrar till ett projekts kostnader. Därför är ett snabbt godkännande ifrån värdlandets regering avgörande för att minska transaktionskostnaderna. Processen från att identifiera projektet till att det certifieras av den verkställande styrelsen kan vara den mest kostsamma delen av projektets utveckling (Mathias 2002). Dessutom tillkommer en anpassningsavgift på 2 procent som en "del av förtjänsten" på projekt inom Mekanismen för ren utveckling, för att finansiera anpassningsåtgärder i utvecklingsländer.

Investerare och projektutvecklare upplever också att bestämmelserna inom Mekanismen för ren utveckling är ganska stränga. Bestämmelserna har utformats för att bibehålla den miljömässiga integriteten i projekten och för att säkerställa att verkliga reduktioner av utsläpp av växthusgaser uppnås utöver "business-as-usual"-verksamhet, men de bidrar till ökade transaktionskostnader. Hur attraktiv Mekanismen för ren utveckling kommer att bli beror enligt experter i hög grad av hur bilaga B-regeringar införlivar mekanismen i sin klimatpolitik (Mathias 2002). Hittills har de flesta nationella regeringar ännu inte skapat strategiska ramverk för detta.

Enligt vår åsikt kan många av argumenten mot genomförande av projekt inom Mekanismen för ren utveckling även användas mot projekt för Gemensamt genomförande. Projektutveckling och godkännande kan dock vara något enklare och lättare för projekt för Gemensamt genomförande, särskilt då förfarandet enligt första spåret kan tillämpas. För projekt enligt andra spåret är utsläppsreduktionernas additionalitet ett liknande nyckelkriterium som inom Mekanismen för ren utveckling.

Sammanfattningsvis förväntas konkurrensen från Mekanismen för ren utveckling vara ganska hård, huvudsakligen på grund av förväntat låga kostnader för utsläppsbegränsningar. Transaktionskostnader och stränga additionalitetskrav för Mekanismen för ren utveckling kan dock minska konkurrensen avsevärt.

4.6 Pågående verksamhet inom Gemensamt genomförande och Mekanismen för ren utveckling

Många länder såväl som företag och andra institutioner tillämpar sedan någon tid aktivt de flexibla mekanismerna. Status för användandet av Gemensamt genomförande och Mekanismen för ren utveckling i några länder är följande:

- **Kanada.** Landet har (ännu) inte ratificerat protokollet, men kommer antagligen att vara en av de största köparna av utsläppsrätter på den internationella marknaden om man ratificerar. Enligt Nicholls (2002) måste Kanada kanske förvärva 240 miljoner ton CO₂ under 2012 för att efterleva protokollet. Landet har fört fram i klimatförhandlingarna att de vill tillgodoräkna sig ca 70 miljoner ton utsläppsreduktioner som härrör från export av naturgas och vattenkraft till Förenta Staterna. Detta har mött motstånd bland flera länder, därigenom i EU. Hittills har Kanada tillämpat mekanismerna genom bilaterala kontakter och kurser m.m., men inte gjort några större projektinvesteringar. Kanadensiska företag har dock aktivt sökt efter möjliga projekt.
- **Nederländerna** har varit det mest aktiva landet vad gäller att tillämpa Gemensamt genomförande och Mekanismen för ren utveckling. Nederländerna har signalerat att hälften av de utsläppsreduktioner som krävs för att efterleva protokollet kommer att härröra från Gemensamt genomförande och Mekanismen för ren utveckling. I ett första anbudsprogram under 2001 förvärvade regeringen 3,2 miljoner ton CO₂ från fyra projekt för Gemensamt genomförande med priser från 4,4 till 8,4 US-dollar per ton (Brodman 2002). Vid två anbudsprogram under 2001 och 2002 anmälde företag över hela världen sitt intresse för projekt för utsläppsreduktioner med Gemensamt genomförande (programmet ERUPT) och Mekanismen för ren utveckling (programmet CERUPT). Inom ERUPT väljs sex projekt i fem länder med en sammanlagd besparingspotential på 5 miljoner ton koldioxidekvivalenter till ett genomsnittspris på 4,8 euro/ton. Inom CERUPT väljs 26 projekt med en sammanlagd besparingspotential på 32 miljoner ton koldioxidekvivalenter till ett genomsnittspris på 4,7 euro/ton. Projekten skall utvecklas vidare och slutgiltiga kontrakt tecknas senare i år (JIN 2002). Den nederländska regeringen ingick tidigare i år en överenskommelse med IFC (tillhörande Världsbanksgruppen) om förvärv av 10 miljoner ton krediter för Mekanismen för ren utveckling (certifierade utsläppsreduktioner) under tre år för 40 miljoner US-dollar. Vidare har regeringen nyligen ingått en överenskommelse med IBRD om att investera 62 miljoner US-dollar i projekt inom Mekanismen för ren utveckling inom en tvåårsperiod, vilket antas leda till en total utsläppsreduktion på 16 miljoner ton koldioxidekvivalenter.

Slutligen undertecknade Nederländerna i år avsiktsförklaringar med fem sydafrikanska regeringar för en total överföring av 110 miljoner ton koldioxidekvivalenter. Fler anbud planeras. Än så länge verkar Nederländerna tillämpa projekt inom Mekanismen för ren utveckling i högre utsträckning än projekt för Gemensamt genomförande.

- **Österrike** meddelade nyligen planer på att uppnå minst 3,5 miljoner ton koldioxidekvivalenter av målet för utsläppsreduktioner på 17 miljoner genom förvärv av krediter för projekt för Gemensamt genomförande och Mekanismen för ren utveckling, med hjälp av ett liknande angreppssätt som de Nederländska anbudsprogrammen. De antar ett pris på runt 5 euro/ton koldioxidekvivalenter (Mathias 2002).
- **Belgien.** Statssekreteraren för energi ("Secretary of State of Energy") meddelade tidigare i år att landet avser att förvärva utsläppsrätter (AAU) från Ryssland för att täcka det förväntade gapet på runt 20 miljoner ton CO₂ mellan prognostiserade utsläpp av växthusgaser och Kyotomålet. Priset förväntas bli 20 euro/ton (JIN 2002).
- **Japan** har nyligen undertecknat en avsiktsförklaring att erhålla 62 000 ton koldioxidekvivalenter årligen från ett projekt för kombinerad kraft- och värmeproduktion i Kazakstan. Detta är den japanska regeringens första direkta användning av de flexibla mekanismerna, som man avser att tillämpa för att nå över 19 miljoner ton årligen (Environmental Finance 2002).
- **Danmark.** Regeringen har åtagit sig att investera 17,7 miljoner US-dollar i projekt för Gemensamt genomförande under 2003 (Environmental Finance 2002). Mekanismerna förväntas spela en central roll för att uppfylla åtagandena.
- **Italien** håller på att införa en ny strategi för klimatförändringar som även innehåller förutsättningar för projekt (Environmental Finance 2002).

Dessutom investerar flera fonder och företag aktivt i Gemensamt genomförande och Mekanismen för ren utveckling. Sju nya koldioxidfonder har startats de senaste nio månaderna enligt Nicholls (2002).

4.7 Beräknade kostnader för att uppfylla åtaganden

I flera undersökningar har uppskattningar gjorts av kostnaden för att uppfylla åtaganden enligt Kyotoprotokollet. I Hagem and Holtsmark (2002) bedöms att kostnaden för att uppfylla åtagandena kommer att minska från 15 till 5 US-dollar/ton CO₂, på grund av att USA:s inte kommer att ratificera protokollet. Detta kommer att leda till en minskad efterfrågan på utsläppsrätter och krediter för Mekanismen för ren utveckling och Gemensamt genomförande. De tar inte med den ökade mängden sänkrätter i sin analys. Nicholls (2002) hänvisar till uppskattningar på 3-4 US-dollar/ton CO₂ för den första åtagandeperioden.

Böhringer (2002) presenterar en omfattande analys av kostnaden under olika antaganden om deltagande och handel med utsläppsrätter för att uppfylla åtaganden enligt Kyotoprotokollet. Enligt denna analys reduceras Kyotoprotokollets miljömässiga verkan till praktiskt taget noll av att USA inte uppfyller några

åtaganden, om det inte finns några restriktioner för handel med ”hot air”. I detta fall är efterfrågan på utsläppsrätter från övriga bilaga B-länder så liten att priset på utsläppsrätterna pressas ned nära noll. Om Kyotomålen dessutom uppdateras med de nya sänkrätterna kommer priset på utsläppsrätter att vara noll enligt denna analys. Böhringer (2002) drar också slutsatsen att ett monopolistiskt utbud av utsläppsrätter från Ryssland, Ukraina och övriga Östeuropa kommer att förhindra att den miljömässiga verkan blir noll. Analysen täcker endast perioden 2008-2012 och tar därför inte hänsyn till möjliga effekter av att utsläppsrätter sparas till följande perioder. Vidare omfattar den endast CO₂ av växthusgaserna.

I Copenhagen Economics (2002) analyseras Kyotoprotokollets effekter på priset på utsläppsrätter internationellt. De ursprungliga åtaganden från 1997 antogs leda till priser på utsläppsrätter på runt 200 danska kronor/ton CO₂ (runt 25 US-dollar/ton). USA:s tillbakadragande borde leda till en prissänkning mellan 100 danska kronor (13 US-dollar) och 200 danska kronor/ton CO₂ om man beaktar möjligheten att utsläppsrätter sparas. Vad vi kan se inkluderar dessa bedömningar inte effekten av de ytterligare sänkrätter som beviljades bilaga B-länderna.

Enligt vår åsikt verkar det troligt att kostnaden för att uppfylla åtaganden kommer att vara ganska låg såsom förutsättningarna ser ut idag. Ryssland och Ukraina spelar en nyckelroll på den framtida marknaden för utsläppsrätter, och kan komma att samarbeta för att pressa upp priserna. Som dock påpekas i Grütter (2001) är det svårt att förverkliga en monopollösning när stora mängder utsläppsrätter från ”hot air” till ingen kostnad finns tillgängliga för fri handel och det också är ett troligt utbud av ganska billiga krediter för Mekanismen för ren utveckling från icke bilaga B-länder. Om priset på utsläppsrätter från ”hot air” sätts för högt kommer köpare att istället välja Mekanismen för ren utveckling (och Gemensamt genomförande). Det är därför troligt att priset på utsläppsrätter kommer att avgöras av de billigaste alternativen för utsläppsbegränsningar. Sparande kan pressa upp priserna, men kan begränsas av osäkerheten om det blir fler åtagandeperioder och om vad priset blir.

Detta indikerar att kostnaden för att uppfylla åtaganden skulle vara runt 5 US-dollar/ton CO₂, och sannolikt inte högre än 10 US-dollar/ton CO₂. Osäkerheten kring dessa bedömningar är dock avsevärd.

4.8 Det potentiella utbudet av projekt för Gemensamt genomförande

Kostnader för utsläppsbegränsningar och potentialen för utsläppsreduktioner

För de flesta länder kan den totala tekniska potentialen för utsläppsreduktioner inom de olika sektorerna endast uppskattas grovt. I tabell 4.2 anges potentialen enligt följande kriterier: liten (0–1 miljoner ton CO₂), medelstor (1–3 miljoner ton

CO₂) och stor (mer än 3 miljoner ton CO₂). Klassificeringen är osäker men ger en viss fingervisning om potentialen.

Kostnader för utsläppsbegränsningar har för vissa sektorer och länder angetts som låg (negativ - 5 US-dollar/ton CO₂) och medel (5-10 US-dollar/ton CO₂). Även denna klassificering är naturligtvis osäker. I den redovisade potentialen är den potentiella effekten av EU-medlemskapet inkluderat.

Av tabellen framgår att alla länder har vissa möjligheter för investeringar i Gemensamt genomförande inom nästan alla sektorer med åtgärdskostnader som skulle vara konkurrenskraftiga enligt uppskattningar av priserna på en framtida marknad för CO₂-utsläppsrätter (0–10 US-dollar/ton CO₂). Av länderna har Ryssland och Ukraina de överlägset största potentialerna och lägsta kostnaderna för att minska utsläppen. I övriga länder kan förhandlingar om EU-anslutning minska potentialen för Gemensamt genomförande, medan det verkar osannolikt att potentialen för Gemensamt genomförande i Ryssland och Ukraina kommer att minska i någon nämnvärd omfattning de närmaste åren. Många projekt i de sistnämnda länderna är stora på grund av de stora enheterna medan andelen stora projekt i de andra länderna är mycket mindre. Detta gör det betydligt lättare att genomföra projekt för Gemensamt genomförande i Ryssland och Ukraina. Det kan dock finnas andra hinder för projekten för Gemensamt genomförande i dessa länder (brist på lagstiftning, ogynnsamt affärsklimat etc.) som kan försvåra genomförandet.

Tabell 4.2 Sammanfattning av de tekniska potentialerna för gemensamt genomförande (Pot.) och uppskattade kostnader för utsläppsreduktion. Miljoner ton och US-dollar/ton.

	Kraftproduktion		Fjärrvärme		Deponigas		Övrigt	
	Pot.	Kostnad	Pot.	Kostnad	Pot.	Kostnad	Pot.	Kostnad
Bulgarien	medelstor	i.u.	medelstor	i.u.	liten	<0-5	stor	3-
Estland	1-2.5	6-12	0.5-1.5	6-40	0.4	4-6	liten	i.u.
Lettland	ingen ¹	-	liten	6	0.7	4-6	liten	i.u.
Litauen	ingen ¹	-	liten	1-5	0.6	4-6	liten	i.u.
Polen	>10	1-14	stor	2-7	medelstor	<1	liten	i.u.
Rumänien	stor	<0-5	stor	<5-10	3-4	<0-5	stor	i.u.
Ryssland	stor	<0-5	stor	<0-5	stor	0-6	stor	<0-10
Slovakien	liten	<0-5	liten	<0-5	liten	<0-5	liten	i.u.
Ukraina	stor	1-	stor	<0-5	stor	4-6	stor	<0-5
Sverige	Liten ²	35-	liten	20-27	liten	>4-6	i.u.	i.u.

¹ Förutsatt att Ignalina inte stängs helt. Om Ignalina stängs kan viss potential för gemensamt genomförande förekomma.

²) The potential could amount to several million tonnes depending on the extent and timing of nuclear power plant closure

Källa: ECON

Bland sektorerna verkar fjärrvärme och avfallsdeponier ha potential för konkurrenskraftiga projekt för Gemensamt genomförande i alla länder. Emellertid kommer många av dessa projekt troligen att vara ganska små och därför kan transaktionskostnaderna bli höga. Potentialen för projekt för Gemensamt genomförande inom kraftproduktionen är relativt låg i de flesta länder, på grund av över-skotts kapacitet och tillgänglig finansiering från andra källor.

Kostnaderna antas vara betydligt lägre än de flesta åtgärds kostnaderna i Sverige och övriga länder i Norden. Kostnaderna för att minska utsläppen av deponigas i de nordiska länderna kan vara lika låga som i de flesta länder som analyserats i denna studie, dvs. 4–6 US-dollar/ton CO₂-ekvivalenter. I Sverige uppskattas i SOU (2000:45) möjligheterna inom energisektorn och fjärrvärme att ligga på en nivå på 25-35 US-dollar/ton koldioxidekvivalenter och högre. Sveriges möjligheter består av vindkraft i stället för ny kraft baserat på naturgas och övergång från olja som spetslast till biomassa i fjärrvärmenäten. Uppgifter från Danmark och Norge tyder också på att åtgärder inom de flesta sektorer skulle kosta

betydligt mer än de i tabellen. Beräkningar från ECON (2002 d) visar att en skatt på koldioxidutsläpp på 100 danska kronor per ton (13 US-dollar) från nordisk energiproduktion kommer att minska de totala utsläppen i Norden med runt 5,2 miljoner ton under 2008. Endast 0,6 miljoner ton av dessa minskningar kommer dock att ske i Sverige, medan de största minskningarna kommer att ske i Danmark. Den angivna kostnaden indikerar att utsläppsreduktioner i de nordiska länderna kommer att vara dyrare än minskningar som uppnås med hjälp av Gemensamt genomförande (eller Mekanismen för ren utveckling).

Vad kan priset på krediter för Gemensamt genomförande bli?

Ovan har vi gjort en uppskattning av åtgärds-kostnader för potentiella projekt för Gemensamt genomförande i några världsländer. Priset på krediterna från dessa projekt kan dock avvika från kostnaderna. Priset måste förhandlas mellan säljare och köpare med hänsyn till projektets åtgärds-kostnader, transaktionskostnader, osäkerhet, projektens lokala nytta och priset på krediter för konkurrerande projekt inom Mekanismen för ren utveckling och utsläppsrätter. Priset kan därför vara såväl högre som lägre än de uppskattade åtgärds-kostnaderna.

Säljaren av krediter kommer att försöka få ett högt pris för sina krediter. Om projektet genererar stora lokala fördelar såsom minskning av lokala föroreningar kan säljaren vara beredd att minska priset något. Samma sak är fallet om det finns liten eller ingen efterfrågan på dessa krediter från andra köpare. Om efterfrågan är stor och kostnader för andra utsläppsbegränsande åtgärder är höga har säljarna en starkare ställning. Säljare kan också välja att ta de största riskerna med investeringen för att få ut ett högre pris. De flesta säljare är sannolikt företag, affärsverk och lokala ägare av fjärrvärmesystem, avfallsdeponier osv., men det kan också hända att världsländernas regeringar önskar delta och införa restriktioner för möjliga projekt som kan godkännas. Detta kan höja priset på krediterna.

Köpare, som sannolikt är företag och andra i bilaga B-länder som behöver krediter för att uppnå överensstämmelse med sina utsläppsåtaganden, kommer att välja det billigaste alternativet bland projekt för Gemensamt genomförande och Mekanismen för ren utveckling och köp av utsläppsrätter, med hänsyn till de olika risk-aspekterna (projektrisken, politisk risk osv.). De flesta köpare skulle värdesätta åtgärder från säljarnas sida för att begränsa riskerna, särskilt i länder där riskerna är stora, och kan vara beredda att betala en premie för detta om priset är konkurrenskraftigt jämfört med andra alternativ. Det är därför svårt att i dagsläget uppskatta de möjliga priserna i varje land och sektor.

I vissa projekt för Gemensamt genomförda åtgärder (AIJ) som genomförs av Globala miljöfonden och övriga har begreppet ”tillkommande kostnader” använts för att bestämma priset eller det ekonomiska bidraget från de investerare som investerar i projektet för att erhålla CO₂-krediter. Begreppet förutsätter att projekt är beroende av bidrag från investerare i Gemensamt genomförande för att vara livskraftiga, antingen för att de inte är lönsamma utan detta bidrag, eller för att projekten skulle kunna utformas på ett annat sätt som ger en större minskning av

CO₂-utsläpp, och de ytterligare kostnader detta innebär skulle öka proportionellt. I de flesta projekt är dock sådana beaktanden inte aktuella och ”tillkommande kostnader” kan inte tolkas på ett meningsfullt sätt. Sammanfattningsvis så tror vi att förhandlingar mellan köpare och säljare av krediter är det enda sättet att bestämma kreditpriserna.

4.9 Effekter av anslutning till EU

Förhandlingarna om anslutning till EU och ett eventuellt medlemskap i EU kan minska potentialen för projekt för Gemensamt genomförande inom vissa sektorer för de aktuella länderna. Följande direktiv är viktigast i detta hänseende:

- Direktivet om stora förbränningsanläggningar (LCP)
- Direktivet om samordnade åtgärder för att förebygga och begränsa föroreningar (IPPC)
- Direktivet om deponering av avfall

I *Direktivet om stora förbränningsanläggningar* begränsas utsläppen av SO₂ och NO_x för både nya och befintliga förbränningsanläggningar med en kapacitet över 50 MW. Om direktivet uppfylls genom att man använder sig av extern reningsutrustning utan att ändra bränslesammansättningen, kommer potentialen för Gemensamt genomförande inte att ändras. Om i stället övergång till annat bränsle är det alternativ som föredras kommer potentialen för projekt för Gemensamt genomförande att minska markant för de stora förbränningsanläggningarna.

I *direktivet om samordnade åtgärder för att förebygga och begränsa föroreningar (IPPC)* krävs att bästa tillgängliga teknik (BAT) används i industrianläggningar, inklusive förbränningsanläggningar över 50 MW. Generellt innebär direktivet att föråldrad teknik måste ersättas med det bästa alternativet som är lönsamt ur ekonomisk och teknisk synvinkel. Om ett bättre alternativ i denna mening finns tillgängligt och det leder till att utsläppsnivåerna för växthusgaserna minskar kommer detta att utgöra en del av referensen för projekt för Gemensamt genomförande och minska antalet ytterligare utsläppsreduktionsenheter. Samma resultat kommer dock inte nödvändigtvis att krävas i alla länder, eftersom de nationella och till och med lokala förhållandena kan bestämma vad som är lönsamt ur teknisk och ekonomisk synvinkel. Direktivet kan därför ha en mindre inverkan beroende på den erforderliga tekniska prestation som fastställs för varje kandidatland.

Direktivet om deponering av avfall kan också påverka potentialen för additionella utsläppsreduktioner. Från och med 2009 krävs enligt direktivet insamling av deponigas vid alla avfallsdeponier som är i bruk. Den insamlade gasen måste som ett minimum facklas. Direktivet kan därför begränsa potentialen för Gemensamt genomförande till projekt för avfallsdeponier som tagits ur bruk och projekt där den insamlade gasen används för energiändamål i stället för att facklas.

Dessa tre direktiv kan minska potentialen kraftigt för Gemensamt genomförande i alla kandidatländerna som ingår i vår analys förutom potentialerna i Ryssland och Ukraina. I Nondek et al (2001) uppskattas ett EU-medlemskap reducera potentialen för Gemensamt genomförande i Tjeckien med 29 procent till ca. 13 miljoner ton koldioxidekvivalenter årligen. Dessutom anser man att potentialen främst består av mycket små projekt under 1 000 ton koldioxidekvivalenter med höga transaktionskostnader, vilket ger en potentiell handelsvolym på endast 2,4 miljoner ton koldioxidekvivalenter.

Direktiven kommer dock inte att ha samma verkan i alla kandidatländerna. Bulgarien och Rumänien förväntas inte bli EU-medlemmar före 2007. Det är därför mindre troligt att kraven kommer att gälla hela perioden från 2008 till 2012, vilket lämnar ett visst utrymme för Gemensamt genomförande.

Vidare kan kandidatländerna under anslutningsförhandlingarna beviljas övergångsperioder för genomförandet av kraven i direktiven. Förhandlingar pågår för Bulgarien och Rumänien men har preliminärt avslutats för Estland, Lettland, Litauen, Polen och Slovakien. Övergångsbestämmelser har beviljats

- Lettland, Polen och Slovakien för IPPC-direktivet
- Estland, Lettland och Polen för Direktivet om deponering av avfall
- Slovakien för LCP-direktivet

Det bör noteras att värdländer som uppfyller kraven för att delta i det första spåret för Gemensamt genomförande har möjlighet att godkänna projekt oavsett om de är additionella eller ej.

Det bör också noteras att framtida EG-lagstiftning kan påverka potentialen för Gemensamt genomförande. Ny EG-lagstiftning om främjande av förnyelsebar energi och kombinerad värme- och kraftproduktion kan få betydelse för bedömning om projekten är additionella eller ej. Detta gäller särskilt ifall överenskommelser om bindande mål träffas. Förslaget om ett handelssystem för utsläppsrätter i EU kan få en stor om än indirekt effekt på betydelsen av Gemensamt genomförande. Kandidatländer som träder in i EU innan system för handel med utsläppsrätter införs förväntas omfattas av systemet. Regeringar och företag i kandidatländerna kan i detta fall anse att handeln med utsläppsrätter är mer lockande än Gemensamt genomförande på grund av de transaktionskostnader som är förbundna med det gemensamma genomförandet. Utbudet på krediter för Gemensamt genomförande från stora förbränningsanläggningar kommer i så fall att vara begränsat. Under antagandet att systemet i enlighet med förslaget tas i bruk under 2005 kan man inte bortse från detta för länderna i första anslutningsomgången: Estland, Lettland, Litauen, Polen och Slovakien.

BILAGA

A Bulgarien

Tabell A.1 Landfakta och indikationer – Bulgarien

ÅR: 1999	Bulgarien	Sverige
Utsläpp av växthusgaser 1988 (Mt CO ₂ -ekviv.)	157,1	70,6
Utsläpp av växthusgaser 1999 (Mt CO ₂ -ekviv.)	77,7	69,4
Befolkning (miljoner)	8,2	8,9
Bruttonationalprodukt (miljarder USD 1995)	11,6	267,3
Primär energitillförsel (PJ)	762,1	2139,2
Skogsareal	35 %	52 %
Utsläpp av växthusgaser per capita 1999 (ton CO ₂ -ekvivalenter)	9,5	7,8
Bruttonationalprodukt per capita (i 1000 USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	4,7	22,1
Kolintensitet i energitillförseln (t CO ₂ per TJ)	57,4	22,5
Kolintensitet i bruttonationalprodukten (kg CO ₂ per USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	1,2	0,3
Kolintensitet i elproduktionen (gCO ₂ per kWh)	i.u.	40,4

* Utsläppen av växthusgaser anges för Sveriges del för åren 1990 och 2000,

Källa: Nationalrapporter och inventeringar ingivna till UNFCCC, IEA:s CO₂-statistik 2001,

A.1 Utsläpp av växthusgaser

De totala utsläppen av växthusgaser och de huvudsakliga källorna visas i tabell A.2.

Bulgariens totala utsläpp av växthusgaser har minskat med drygt 50 procent mellan 1988 (Bulgariens basår) och 1999. Minskningen beror på en nedgång i ekonomin till följd av övergången från en centralplanerad ekonomi till en marknadsekonomi.

CO₂-utsläppen bidrog till 66 procent av de totala utsläppen av växthusgaser 1988. Fram till 1999 hade andelen minskat en aning och gått ned till 62 procent. Energisektorn ökade dock sin andel från 24 till 34 procent under samma period, medan industrisektorns andel minskade från 23 till 12 procent.

Tabell A.2 Utsläpp av växthusgaser 1988 och 1999, miljoner ton CO₂-ekvivalenter.

Gas och källa	1988	1999
CO₂-utsläpp totalt	103,856	48,440
Energianvändning	95,496	44,513
Energisektorn	37,823	26,322
Industri	35,756	9,488
Transport	12,639	6,212
Övriga sektorer*	9,278	2,491
Industriprocesser	8 360	3 927
Mineralprodukter	4,629	1,878
Kemisk industri	1,246	0,338
Metallproduktion	2,485	1,711
Metan	28,009	10,149
Avfall	16,616	4,884
Jordbruk	5,730	2,422
Energi (flyktiga utsläpp och bränsleförbränning)	5,662	2,843
Kväveoxid	2,225	18,957
Bränslen	4,734	2,449
Industriprocesser	2,421	0,732
Jordbruk	17,785	15,609
Avfall	0,285	0,167
Industrigaser	25,225	18,957
Utsläpp av växthusgaser totalt	157,090	77,692

* Jordbruk, skogsbruk, fiske, hushåll, handel, tjänster.

Källa: Ministry of the Environment (Miljödepartementet) (2002).

Avfallsdeponering är den största källan till metanutsläpp och bidrar till mer än 40 procent av de totala metanutsläppen 1999 och till 5 procent av de totala utsläppen av växthusgaser. En del av den stora ökningen av metanutsläpp från avfall beror på en ändring av metoden för redovisning av mängderna deponiavfall, vilket troligen har lett till en överuppskattning.

Enligt Kyotoprotokollet har Bulgarien ett åtagande om att minska utsläppen av växthusgaser med 8 procent under perioden 2008–2012 jämfört med nivån 1988, dvs. en nivå på 144,523 miljoner ton CO₂-ekvivalenter.

Av tabell A.3 framgår att den allmänna minskningen av CO₂-utsläppen är märkbar för alla fossila energikällor. Minskningen är större än genomsnittet för de importerade energikällorna stenkol och tung eldningsolja och mindre än genomsnittet för inhemsk lignit. De främsta energikällorna med avseende på CO₂ var år 1999 lignit, naturgas och kol.

Tabell A.3 CO₂-utsläpp per energikälla. miljoner ton CO₂

	1988	1999
Vätskeformiga fossila bränslen		
Tung eldningsolja	15,59	3,53
Dieselloja	8,9	4,11
Bensin	4,25	2,42
Kerosen (flygfotogen/annan)	0,68	0,15
Gasol (LPG)	0,5	0,3
Övriga oljeprodukter (nafta, smörjmedel osv.)	0,34	0,85
Fasta fossila bränslen		
Kol	12,07	4,76
Lignit (kol, koks, briketter)	24,87	17,72
Gasformiga fossila bränslen		
Naturgas	11,6	5,85
Koksugngas	0,41	0,28
Masugngas	3,14	2,53
Raffinaderigas	0	0,59
Fossila bränslen totalt	82,35	43,11

Observera: För basåret 1988 avviker IEA-uppgifterna om CO₂-utsläpp betydligt från uppgifterna i Bulgariens inventering rörande utsläpp av växthusgaser i den tredje nationalrapporten.

Källa: IEA (2001), ECON.

A.2 Nuvarande energitillförsel

Energitillförseln i Bulgarien bygger främst på koleldade värmekraftverk, kärnkraftverk och ett utvecklat fjärrvärmesystem. Bulgariens inhemska resurser består av lignit med hög svavelhalt, biomassa och en del vattenkraft.

Tabell A.4 Primär energitillförsel, procent

	1990	1999
Olja	34	25
Naturgas	19	15
Kol och lignit	32	35
Kärnkraft	13	23
Vattenkraft	1	1
Biomassa	1	2
El, nettoimport	1	-1
Totalt	100	100
Andel inhemska källor	33	50

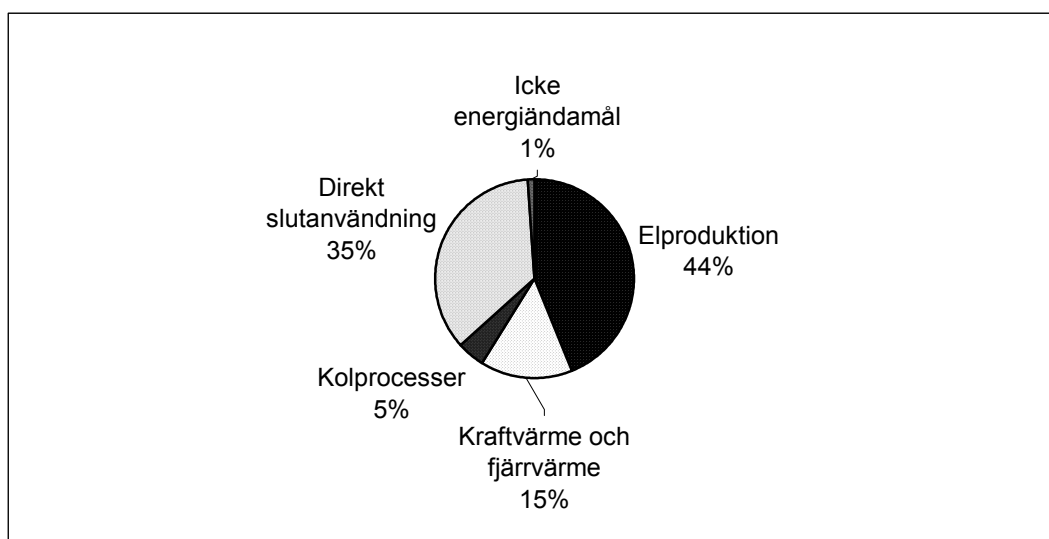
Källa: IEA (2001).

Under det senaste årtiondet har energitillförseln genomgått betydande förändringar, såsom framgår av tabell A.4. Kärnkraftens andel inom den primära energitillförseln har nästan fördubblats från 13 procent 1990 till 23 procent år

1999. Övergångsprocessen har också lett till ett mindre beroende av importerad olja och naturgas. I stället är den inhemska produktionen av lignit för närvarande den främsta energikällan. Sedan 1990 har andelen inhemska källor således ökat från 33 till 50 procent. Om man dessutom beaktar bränsletillförseln för kärnkraft som importerats från Ryssland, ökar denna andel till omkring 70 procent. Den lignit som bryts är lågvärdig med ett lågt värmevärde och hög svavelhalt. Produktionen sker främst vid en stor fyndighet, Maritza East, som representerar 95 procent av Bulgariens alla lignitreserver. Med den aktuella produktionstakten har reserven en livstid på 85 år.

Lignit och importerat stenkol används för el- och värmeproduktion (76 procent), slutanvändning (15 procent) och produktion och omvandling av kol (9 procent).

Figur A.1 Användning av primär energi 1999, procent



Källa: IEA (2001), ECON.

Den totala installerade elkapaciteten i Bulgarien ligger på strax över 13 000 MW. Den inhemska elförbrukningen låg år 1999 på 33,2 TWh, så det finns en betydande reservkapacitet även om nästan 2 600 MW för närvarande inte är i bruk (EIA, 2001).

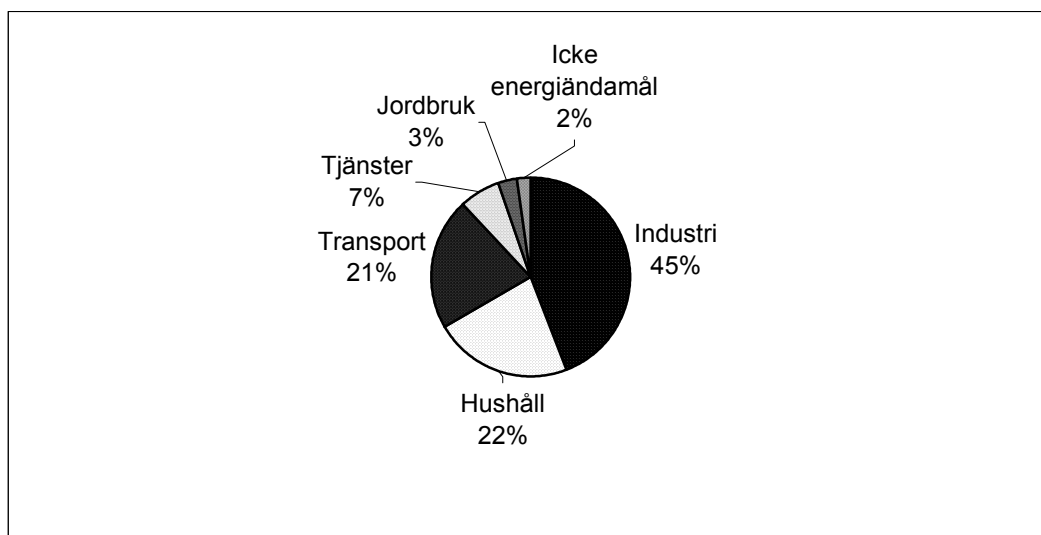
El produceras främst med kärnkraft, lignit och kol. Bulgariens enda kärnkraftverk, Kozloduy NPP, har en kapacitet på 3 760 MW och står för omkring 45 procent av elproduktionen. Av de totalt sex reaktorerna skall, enligt ett avtal från 1999 med EU, de två äldsta reaktorerna på 440 MW stängas före 2003, och de två övriga reaktorerna på 440 MW kommer att stängas senare, sannolikt 2006 enligt önskemål från EU. Två reaktorer på 1 000 MW förblir i drift och skall effektiviseras så att de uppfyller internationella standarder. Tre värmekraftverk som är belägna kring kolfyndigheten vid Maritza har sammantaget en kapacitet på 2 950 MW och står för ytterligare 30 procent av den totala produktionen (Europeiska banken för återuppbyggnad och utveckling (EBRD), 2001). Vattenkraftverken och pumpningsmagasinen har en installerad kapacitet på 2 900 MW och står för cirka 7 procent av elproduktionen.

Under de senaste åren har Bulgarien blivit en regional elleverantör. År 2000 uppgick nettoexporten av el till 4,4 TWh, en ökning på 69 procent från 1999. Exporten riktade sig främst till Turkiet (3,2 TWh år 2000) på basis av långtidskontrakt, men även Kosovo, Makedonien, Grekland och Jugoslavien importerar el från Bulgarien.

Bulgarien har 22 fjärrvärmeföretag i 21 städer, av vilka nio har kraftvärmeanläggningar. Närverket når 1 650 miljoner invånare (18 procent av befolkningen) i 570 000 hushåll och offentliga byggnader motsvarande 243 000 hushåll.

Slutförbrukningen av energi är ett tecken på den energiintensiva industrins betydelse för Bulgariens ekonomi. Även om andelen sjönk från 59 procent år 1990, stod industrin år 1999 fortfarande för 45 procent av den totala slutförbrukningen av energi, vilket är dubbelt mer än hushållens andel. De främsta energiförbrukarna finns inom industrin för järn och stål (7 procent), kemikalier (20 procent) och mineraler (5 procent), se figur A.2.

Figur A.2 Slutförbrukning av energi per sektor 1999, procent



Källa: IEA (2001).

A.3 Prognoser för utsläpp av växthusgaser

I Bulgariens tredje nationalrapport till UNFCCC (från Ministry of Environment and Water 2002), presenteras de senaste och uppdaterade prognoserna för utsläppen av växthusgaser.

Nationalrapportens prognoser är av tre slag, nämligen *utan åtgärder*, *med åtgärder* (WM) och *med tilläggsåtgärder* (WAM). Prognosen *utan åtgärder* är en uppdaterad version av ett scenario i Bulgariens första nationalrapport. Prognosen omfattar regeringspolitik och åtgärder som endast gäller före 1994 och som i det aktuella läget inte lämpar sig för ett business-as-usual-scenario.

De två övriga prognoserna omfattar senare eller förväntad politik och åtgärder, och de baserar sig på följande allmänna antaganden:

- BNP ökar med 50 procent mellan 2000 och 2010 och med 74 procent fram till 2015.
- Befolkningen fortsätter minska, till en nivå på 7,4 miljoner invånare 2015, från 8,0 miljoner 2001.
- Den tunga industrins andel av nationalekonomin sjunker (från 36 procent år 2000 till 33 procent år 2010) och andelen produktion och tjänster med låg energiintensitet ökar (tjänstesektorn ökar från 45 procent år 2000 till 50 procent år 2010).
- Förvaltningen förbättras och energipriserna avregleras.

Prognos med åtgärder (WM)

Denna prognos omfattar politik och åtgärder som för närvarande genomförs eller antas. Fokus riktas särskilt på utvecklingen inom energisektorn, i synnerhet elproduktionen. Scenariot omfattar följande specifika element:

- Enhet 1 och 2 vid NPP Kozloduy (totalt 880 MW) avvecklas år 2003. Därefter följer avveckling av enheterna 3 och 4 år 2006 respektive 2007.
- Fyra uttjänta enheter för lignitbränsle i TPP Maritza East 1 skall avvecklas under 2004 och ersättas med nya: en på 335 MW år 2004 och två på 335 MW år 2005.
- Under 2005 igångsätts en ny enhet på 300 MW som eldas med importerat kol.
- 80 MW ny kraftkapacitet som baserar sig på förnybara energikällor under perioden 2002–2014.
- Igångsättning av ett renoverat vattenkraftverk på 170 MW vid Gorna Arda år 2006.
- Installation av gasturbiner vid Sofias värmeanläggningar med följande tidtabell: 120 MW år 2005, 120 MW år 2009, 90 MW år 2012, 90 MW år 2013 och 120 MW år 2015.
- Ökning av den årliga elexporten från 4,2 TWh till 8,0 TWh under perioden efter 2005.

Prognos med tilläggsåtgärder (WAM)

Prognosen *med tilläggsåtgärder* är, jämfört med prognosen *med åtgärder*, mer koncentrerad på specifika åtgärder för att minska växthusgaserna. De främsta skillnaderna jämfört med scenariot *med åtgärder* är följande:

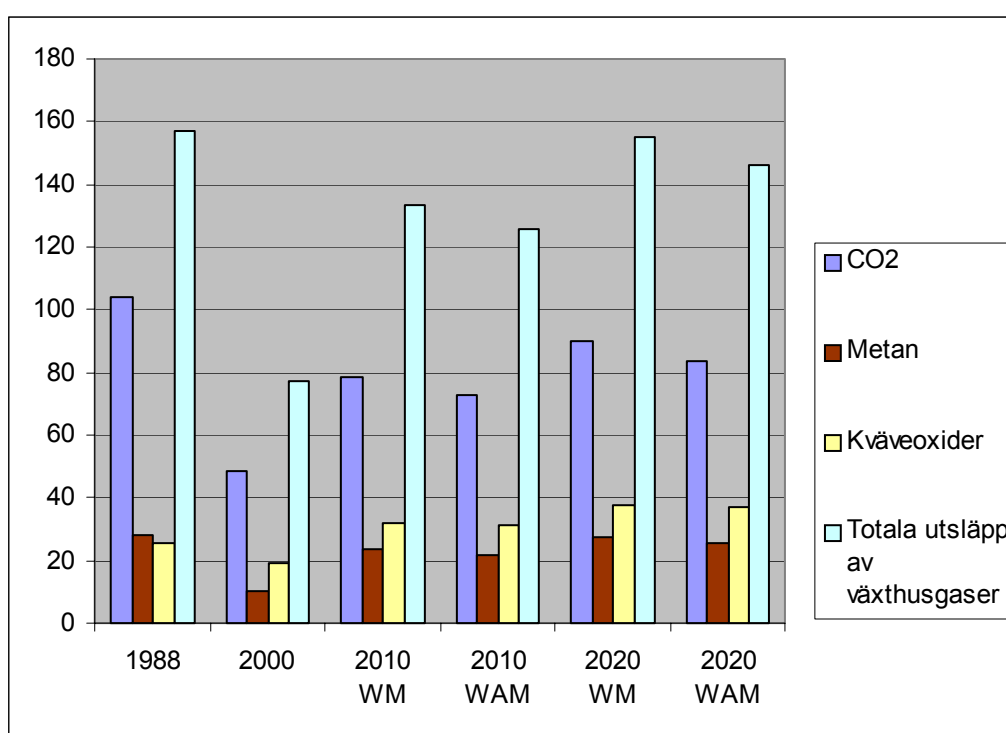
- Endast två ligniteldade anläggningar i TPP Maritza East 1 och ingen ny kapacitet som baserar sig på importerat kol.
- Ett ytterligare vattenkraftverk på 100 MW vid Tzenov Kama.
- Fördubbling av ökningen av förnybar kapacitet till 160 MW.
- Elexporten hålls på nivån 4,2 TWh.
- Enheterna 3 och 4 vid NPP Kozloduy hålls i drift under sin tekniska livstid och avvecklingen senareläggs till år 2010 respektive år 2012.

Sammanfattning av prognoserna

En bedömning av prognoserna tyder på att Bulgarien inte kommer att ha några svårigheter med att uppfylla sina skyldigheter enligt Kyotoprotokollet.

Även enligt prognosen *med åtgärder*, som endast omfattar tidigare genomförda och antagna åtgärder och endast fokuserar sig på den förväntade utvecklingen inom elsektorn utan någon särskild vikt på minskningen av växthusgaser, ligger de totala utsläppen av växthusgaser väl under Kyotomålet på 144,5 miljoner ton CO₂-ekvivalenter, se figur A.3. Enligt scenariot *med åtgärder* finns det således en betydande potential på mer än 11 miljoner ton årligen för handeln med utsläppsrätter. Med den starkare betoningen på minskning av växthusgaser i scenariot *med tilläggsåtgärder*, ökar denna potential till omkring 20 miljoner ton.

Figur A.3 Prognoser för totalt utsläpp av växthusgaser, miljoner ton CO₂-ekvivalenter



Observera: Prognoserna från 2015 till 2020 baserar sig på en extrapolation av trenden fram till 2015.

Källa: Ministry of the Environment (Miljödepartementet) (2001)

A.4 Områden för potentiella projekt för Gemensamt genomförande

Det finns dåligt med uppskattningar av potentialen för utsläppsreduktioner och projekt för Gemensamt genomförande. I den tredje nationalrapportens prognoser för utsläpp av växthusgaser finns endast begränsade indikationer om möjligheterna och potentialen för projekt för Gemensamt genomförande i Bulgarien.

Scenariot *med åtgärder* verkar vara en lämplig utgångspunkt för Bulgarien eftersom Kyotomålet med säkerhet kan nås. Tilläggsåtgärderna enligt scenariot *med tilläggsåtgärder* kunde således utgöra sannolika objekt för projekt för Gemensamt

genomförande. Bland dessa är möjligheterna dock inte stora att det inom områdena vattenkraft och kraftproduktion som baserar sig på andra förnybara källor skulle uppstå projekt för Gemensamt genomförande.

I nationalrapporten konstateras att potentialen för utsläppsreduktioner i Bulgarien är mycket större än vad prognoserna indikerar, men att bristen på investeringskapital utgör ett hinder för genomförandet. När det gäller Gemensamt genomförande konstateras att projekt rörande energieffektivitet inom sektorerna för industri och byggnation eller projekt för utvecklandet av naturgasnät för hushållen kan leda till ytterligare utsläppsreduktioner på 10–15 miljoner ton CO₂-ekvivalenter. Det finns dock inga närmare detaljer om denna uppskattning. Potentiella områden för projekt för Gemensamt genomförande diskuteras nedan.

Effektivitetsförbättringar i värmekraftverk

Aktuell situation

Elproduktionen är främst baserad på kärnkraft och ligniteldade värmekraftverk. Eftersom lignit är en primär inhemsk energiresurs, är lignit och därpå baserad elproduktion viktiga faktorer för Bulgariens ekonomi som regeringen ger hög prioritet. Bulgarien har under de senaste åren nått ställning som en viktig leverantör, som exporterar nästan hälften av regionens elunderskott (Reuters New Service, 2002). Om den lignitbaserade produktionen faller bort skulle detta inte bara hota denna ställning utan också tvinga Bulgarien till ett nästan fullständigt beroende av importerade energikällor.

Samtidigt är den installerade kapaciteten för värmekraft uttjänt och ineffektiv. Värmekraftverken är till stor del kondenskraftverk med en låg verkningsgrad på 25–30 procent, i vissa fall till och med lägre. Förlusterna vid överföring och distribution ligger för närvarande kring 20 procent, vilket i praktiken innebär att endast 25–30 procent av primärbränslet kommer slutanvändarna till godo (Världsbanken, 2001). Kraftverkens åldersfördelning (se tabell A.1) tyder på att det på kort till medellång sikt kommer att behövas stora investeringar. Enligt planerna skall cirka 40 procent av kapaciteten avvecklas fram till år 2010 (EIA, 2001).

Tabell A.5 Kraftverkens åldersfördelning

	Över 35 år	31-35 år	26-30 år	21–25 år	16–20 år	under 15 år
Värmekraftverk	6,3%	27,1%	17,4%	25,5%	15,2%	8,7%
Värmekraftverk för fjärrvärme	36,0%	23,0%	2,7%	19,2%	8,2%	11,0%
Lokala värmekraftverk	11,6%	29,0%	31,4%	6,7%	8,1%	13,1%
Kärnkraftverk	0,0%	0,0%	23,4%	11,7%	11,7%	53,2%

Källa: Ministry of Energy and Energy Resources (Departementet för energi och energiresurser) (2002)

Den rättsliga ramen och omstruktureringen inom elsektorn befinner sig för närvarande i en övergångsfas. Såsom konstateras i Bulgariens senaste energistrategi, genomförs åtgärder riktade på organisatorisk omstrukturering och privatisering innan den egentliga rättsliga ramen etableras, inbegripet tillräckligt starka och oberoende administrativa styrmedel och marknadsregler (Ministry of Energy and Energy Resources, 2002). Ett av de primära syftena med strategin är att rätta till denna brist.

I detta hänseende är avlägsnandet av subventioner på energipriset ett viktigt uppdrag. En åtgärdsplan från 1998 med syfte att avlägsna korssubventioner hade ingen framgång. I Bulgarien är elpriserna för hushåll de lägsta bland länderna med övergångsekonomi, och elpriserna når inte upp till en nivå som täcker produktionskostnaderna, se tabell A.2.

Tabell A.6 Elpriser (Lev/kWh utan moms)

	1998	1999 (Jan.)	1999 (Juli)	2000 (Jan.)	2000 (Juli)	2001 (Juli)	2001 (Okt.)
Produktionskostnad el – lågspänning							0,084
Priser för företag – faktiska	0,067	0,071	0,072	0,072	0,072	0,072	0,072
Priser för hushåll – planerade	0,042	0,054	0,059	0,071	0,076	0,084	0,084
Priser för hushåll – faktiska	0,042	0,048	0,048	0,059	0,061	0,061	0,067

Källa: Ministry of Energy and Energy Resources (Departementet för energi och energiresurser) (2002)

Framtida beslut rörande kärnkraft kan ha en betydande inverkan på potentialen för Gemensamt genomförande. Den olösta frågan om tidschemat för avveckling av enheterna 3 och 4 vid kärnkraftverket Kozloduy NPP kommer att inverka på tidschemat för ersättningskapaciteten. En starkare inverkan kan förväntas om man beslutar sig för att återuppta uppförandet av det för tillfället stoppade kärnkraftprojektet på 1 000 MW vid Belene. Alla grundläggande byggnadsstrukturer är bevarade och den viktigaste utrustningen lagras på platsen. Platsen inspekteras regelbundet och eventuella brister rättas till (Energy Charter Secretariat, 2002). Det finns ännu inget slutligt beslut om att fortsätta projektet, men Sofia förhandlar med företag i Kanada, Ryssland och USA i ett försök att trygga den nödvändiga investeringen på upp till 2 miljarder US-dollar (Reuters New Service, 2002).

Kondenskraftverk

Kraftverkens åldersfördelning i kombination med kolrika bränslen och låga verkningsgrader tyder på en troligtvis mycket stor potential för projekt för Gemensamt genomförande. Kraftvärmeverk som eldas med kol står för cirka 60 procent av de totala CO₂-utsläppen.

Tidigare undertecknade investeringsavtal utgör dock en betydande begränsning av potentialen. År 2001 undertecknades två projekt rörande lignitbränslekomplexet Maritza Iztok med amerikanska företag (EIA, 2001). Ett av de tre kraftverken, Maritza Iztok III (840 MW) skall renoveras och få efterinstallationer genom ett projekt med Entergy, vilket förlänger livstiden med upp till 20 år. Maritza Iztok I skall ersättas med en ny lignitbränsleanläggning på 670 MW genom ett avtal med AES Corp. Dessutom håller tyska RWE på att installera avsvavlingsutrustning vid Maritza Iztok II (1440 MW) (Energy Charter Secretariat, 2002). Tyska Rheinbraun har uttryckt intresse för effektivisering av de fyra senaste enheterna (210 MW/enhet) vid anläggningen Maritza Iztok II och avveckling av de fyra äldre enheterna på 150 MW som har en verkningsgrad på endast 22 procent.

Dessa investeringar, som representerar de största utländska investeringarna i Bulgarien hittills, begränsar kraftigt potentialen för Gemensamt genomförande för nästan hälften av Bulgariens värmekraftskapacitet, motsvarande nästan 60 procent av elproduktionen med värmekraft år 2000.

De återstående stora kondenskraftverken – Bobov dol (540 MW), Varna (1260 MW) och Rousse Iztok (400 MW) – drivs med kol som importeras från Vietnam, Sydafrika, Ryssland, Ukraina och Indonesien. Det största av dem, TPP Varna, består av sex enheter på 210 MW som har tillverkats i före detta Sovjetunionen. De tre äldsta enheterna installerades 1968–69. Enligt vår bedömning kan en förbättring av verkningsgraden vid dessa enheter ge möjligheter till Gemensamt genomförande.

Utöver de tre nämnda enheterna kan det uppstå möjligheter till Gemensamt genomförande om det inom den närmaste framtiden inte fattas några investeringsbeslut om Maritza Iztok II. Såsom konstateras ovan är bevarandet av elproduktionsanläggningarna kring lignitfyndigheterna en av regeringens viktigaste prioriteringar. Även en eventuell ny anläggning som drivs med importerat kol, enligt det som ingår i nationalrapportens prognoser, kan vara ett tänkbart objekt för Gemensamt genomförande.

Vad beträffar additionaliteten hos projekt för Gemensamt genomförande, utarbetades år 1999 renoveringsprogram för alla större värmekraftverk. De sex anläggningar som nämns ovan är de största i Bulgarien och ingår högst sannolikt i dessa program. Enligt FCCC (2000) genomförs renoveringen med stöd av privata investeringar. Additionaliteten hos projekt för Gemensamt genomförande kan således ifrågasättas eftersom investeringarna kan säkras med ett värde på koldioxid på noll, vilket har varit fallet med Maritza Iztok I och III. Dessa program uppskattas leda till totalinvesteringar på 3,5 miljarder US-dollar och årliga reduktioner av CO₂-utsläppen på cirka 6,8 miljoner ton.

Investeringsprogrammen medför även betydande reduktioner av utsläppen av SO₂ och NO_x. Detta bidrar till uppfyllandet av internationella skyldigheter och genomförandet av direktivet om stora förbränningsanläggningar, som under alla omstän-

digheter skulle medföra krav på investeringar. Även om Bulgarien inte tillhör den första gruppen av länder som införlivas i EU, kommer kravet på additionalitet högst sannolikt att minska potentialen för Gemensamt genomförande. Vid anslutningsförhandlingarna har kapitlet om energi och miljö tagits upp men ännu inte slutits. Fristen för genomförandet av EG-lagstiftning och avtal om eventuella övergångsperioder kan ha inverkan på potentialen för Gemensamt genomförande.

Som en ytterligare riskfaktor konstaterar vi att det råder osäkerhet om de framtida behoven för värmekraftskapacitet. Orsakerna till detta är följande:

- Det finns för närvarande omfattande mängder reservkapacitet och oanvändbar kapacitet.
- Effektivisering av befintliga anläggningar ökar verkningsgraden och produktionen.
- Behovet av värmekraftskapacitet minskar om beslut fattas om att etablera ny kärnkraftskapacitet.
- Ökad användning av värmekraftverk bidrar till ökad elproduktion.
- Den faktiska elförbrukningen har under de senaste åren varit mycket lägre än förväntat.
- El förbrukas med en högre intensitet i Bulgarien än i de övriga länderna med övergångsekonomi och el används i stort omfattning för uppvärmningsändamål. Om energipriserna normaliseras och insatser görs för att minska uppvärmning med el kunde detta ha en större inverkan än förväntat på efterfrågan.
- Regionala konkurrenter kan utgöra ett hot för den kraftiga ökningen av elexporten.

Övergång till naturgas

En övergång till naturgas kan vara ett alternativ för elsektorn. Världsbanken (2001) har gjort undersökningar rörande möjligheterna att installera kapacitet som baserar sig på naturgas. Det hävdas att även om naturgaspriserna är höga, kan flexibiliteten och de lägre investeringskostnaderna för ett naturgasdrivet kraftverk innebära fördelar för Bulgarien, jämfört med kol. Det finns dessutom långsiktiga take-or-pay-avtal om rysk naturgastillförsel fram till 2010, och mängderna enligt dessa avtal överskrider för närvarande den inhemska efterfrågan (Ministry of Energy and Energy Resources, 2002).

Såsom konstateras ovan är Bulgariens prioriteringar klart fokuserade på kärnkraft och kol. Kol anses vara det förmånligaste alternativet för elproduktion. Kol anses även vara en säkrare energikälla, eftersom importen utöver den inhemska produktionen kommer från flera olika länder, medan Ryssland för närvarande är enda leverantör av naturgas. Det verkar därför osannolikt att de bulgariska myndigheterna skulle gå med på omställning till naturgas vid de stora kondenskraftverken. I fråga om kraftvärmeverk där naturgas redan används finns det dock en potential för Gemensamt genomförande (se nedan).

El från förnybara källor

Under den pågående reformen av elsektorn i Bulgarien har den rättsliga ramen ändrats i syfte att stimulera förnybara energikällor och kraftvärmeverk.

Förnybara energikällor ges preferensbehandling i två hänseenden. Enligt Law on Energy and Energy Efficiency från 1999 förpliktas överförings- och distributionsföretagen att köpa el till ett preferenspris från kraftvärmeanläggningar eller från anläggningar som använder förnybara energikällor. Priset bestäms av summan av det högsta priset från kondenskraftverk med vilka överförings- och distributionsföretaget har tecknat ett avtal och en prispremie som bestäms årligen av nationella myndigheter (SCER). Verksamhetsutövaren är dessutom skyldig att vid dragningen av elnätet ge prioritet till kraftverk som använder förnybara energikällor, avfall eller kraftvärme (Energy Charter Secretariat, 2002).

Vindkraft

För närvarande finns det inga vindkraftsanläggningar i Bulgarien och landet har en begränsad potential för vindkraft. Enligt den bulgariska enheten för Gemensamt genomförande har tre områden identifierats som lämpliga platser, och ett område i landets norra del har kommit längst i sina avsikter att uppföra en första fas på 5 MW. I landets centrala delar har man identifierat en plats med en potential på upp till 50 MW. Platsen är belägen i ett bergsområde vilket medför högre kostnader för infrastruktur, inbegripet kostnader för anslutning till nätet, vilket försvagar projektets konkurrenskraft.

Vattenkraft

Vattenkraften i Bulgarien är starkt beroende dels av nederbördens säsongvariationer, dels av fleråriga klimatiska cykler. Elproduktionen varierar mellan 2,5 och 3,5 TWh vilket motsvarar 7–9 procent av den totala elproduktionen.

Det finns planer på flera projekt (Energy Charter Secretariat, 2002), enligt följande:

- Förbättringar av pumpmagasineringsenheten vid Yadenitsa-dammen, med en uppskattad totalkostnad på 72 miljoner US-dollar.
- Uppförandet av ett vattenkraftverk på 60–100 MW vid Tzenov Kama. Totalkostnaden för en kapacitet på 100 MW uppskattas till 115 miljoner US-dollar.
- Renovering av befintliga dammar och uppförandet av en ny vattenkaskad med tre vattenkraftsstationer med en kapacitet på 170 MW vid Gorna Arda.
- Uppförandet av flera små vattenkraftverk med en sammantagen kapacitet på 37 MW och en investeringskostnad på 72 miljoner US-dollar vid Sreden Iskar.

Det nationella elbolaget har redan inlett arbetet på projektet vid Yadenitsa-dammen med eget kapital. Gorna Arda verkar inte heller att kvalificera sig som ett projekt för Gemensamt genomförande. Den första undersökningen av projektets utformning genomfördes 1991 och ingår i prognosen *med åtgärder* i den tredje nationalrapporten. Det har tills vidare dock inte varit möjligt att säkra den investering som krävs, och i detta hänseende kan projektet komma att bedömas

såsom additionellt. Projekten vid Tzenov Kama och Sreden Iskar är klara kandidater för Gemensamt genomförande.

Utöver dessa alternativ har flera källor noterat att det finns en outnyttjad potential för småskalig vattenkraft. Av den för närvarande installerade vattenkraftskapaciteten på 2 900 MW härrör 137 MW från småskaliga anläggningar på mindre än 10 MW. Potentialen är troligtvis väl undersökt, men den tillgängliga detaljinformationen för vår analys har varit begränsad och vi rekommenderar därför en närmare undersökning av detta. Enligt FCCC (2000) finns en potential på 180 MW fram till år 2010 och 520 MW fram till år 2020. Sammantaget fås då utsläppsreduktioner på 13 miljoner ton CO₂ med en investeringskostnad på 1,6 miljarder US-dollar.

Fjärrvärmesystem och pannor

Fjärrvärme

Det finns för närvarande 21 fjärrvärmeföretag i 21 städer, och nio av dem har kraftvärme. Tretton av företagen använder främst naturgas och tolv har alternativ för övergång till massut om naturgaspriset blir för högt. Fyra företag har inget alternativ till spillolja och de återstående fyra använder lokalt kol som bränsle. Fjärrvärmeföretaget i Sofia är det överlägset största och står för cirka 60 procent av den totala värmemarknaden. Av de fyra anläggningarna i Sofia har två möjlighet till kraftvärmeproduktion. Kraftvärmeverken producerar totalt nästan 2 TWh el och 11–13 TWh värme. Bränslet består till 45 procent av kol, 40 procent naturgas och 40 procent olja (FCCC, 2000).

Fjärrvärmesystemens utrustning och anläggningar är föråldrade och uttjänta. Verkningsgraden är låg och överföringsförlusterna är höga. Under de senaste åren har företagen haft det ekonomiskt svårt eftersom industrikonsumenter har stoppat eller minskat sin verksamhet och vissa hushållskonsumenter har frångått, vilket har lett till minskande belastning och låga inkomster, särskilt från hushållskonsumenter. I vissa fall har fjärrvärmeföretag inte klarat av betalningarna för naturgas.

År 2000 antogs en strategi för utvecklandet av centraliserad värmeförsel för perioden 2000–2005, med tanke på behovet av effektivisering och modernisering av sektorn (Energy Charter Secretariat, 2002). Ett investeringsprogram har utarbetats, med inriktning på följande:

- Öka andelen kraftvärme genom installation av gasturbiner.
- Öka värmeförselns flexibilitet genom modernisering av pumpstationerna.
- Minska överföringskostnaderna genom utbyte av uttjänta delar av nätet och effektivisering av distributionsstationerna.
- Flera distributörer och termostatventiler för att möjliggöra individuell reglering och mätning av förbrukningen.

Om programmet genomförs kan betydande utsläppsreduktioner i storleksordningen 3–8 miljoner ton CO₂ förväntas (Ministry of the Environment and Water, 2002). Utökning av kraftvärme med naturgas och effektivitetsförbättringar vid anläggningarna kan ge CO₂-utsläppsreduktioner på 2 miljoner ton, minskningar av överföringsförlusterna kan ge ytterligare reduktion på 0,5–2 miljoner ton och individuell mätning och reglering av värmeförbrukningen kan ge ytterligare 0,5–4 miljoner ton.

Potentialen för Gemensamt genomförande verkar vara koncentrerad på en utökning av kraftvärme och en renovering av anläggningar. Det förväntas att internationella finansinstitutioner och inhemska källor står för investeringarna i distributionssystemet. Utbyte av korroderade rör och effektivisering av distributionsstationerna har redan inletts i Sofia, med stöd från Världsbanken. Individuella reglerventiler och värmemätning lämpar sig inte så väl som objekt för Gemensamt genomförande på grund av det stora antalet enheter och svårigheter med att definiera referensbanan. Avsikten är att utökningen av kraftvärme och renoveringen av anläggningar skall finansieras genom privata investeringar under den kommande privatiseringsprocessen. Med beaktande av företagets ekonomiska situation räcker de privata investeringarna eventuellt inte till, vilket betyder att projekten kan vara aktuella för Gemensamt genomförande.

De potentiella utsläppsreduktionerna och potentialen för Gemensamt genomförande skulle vara mycket större om effektiviseringen och utökningen av kraftvärme skulle innebära en övergång till förnybara energikällor i stället för enbart effektivitetsförbättringar och övergång till naturgas. För närvarande används biomassa i praktiken inte för el- och värmeproduktion i Bulgarien, och den uppskattade ekonomiska potentialen ligger kring 2,2 procent av förbrukningen av primärenergi (Energy Charter Secretariat, 2002). När investeringsprogrammet räknas som referensbana är sådana projekt utan tvivel additionella. Detsamma gäller geotermisk energi, där potentialen för närvarande är helt outnyttjad.

Pannor

Det verkar finnas en stor potential för effektivitetsförbättringar och övergång till annat bränsle i små pannor inom industrin, offentliga byggnader och bostäder utanför fjärrvärmenätet. En bedömning av potentialen inom energiekonomisering tyder på att de totala energiinbesparingarna kan ligga omkring 30–40 procent inom industrin, offentliga tjänster och bostadssektorn. Utbyte och förbättringar av pannor och uppvärmningssystem för bostäder och byggnader kan förväntas stå för en stor andel av denna potential.

Ett exempel på möjligheterna är projektet för Gemensamt genomförande vid Svilosa, som tillverkar pappersmassa, rayon och cellulosa. Det vedavfall som uppstår vid anläggningen kommer att användas för att ersätta en del av den nuvarande kolmängden. Ersättningen förväntas leda till en årlig CO₂-utsläppsreduktion på 54 000 ton. CH₄-utsläppen från vedavfall som annars skulle lagras kommer att gå ned med 115 000 ton CO₂-ekvivalenter per år. PCF har avtalat om

att köpa utsläppsreduktionen med en krediteringsperiod på 10 år, till ett pris på 3 US-dollar per ton CO₂ (PCF, 2002). Detta projekt tyder på att projekt inom industrin kan vara synnerligen kostnadseffektiva.

Den begränsade informationstillgången gör det omöjligt att göra en detaljerad bedömning av potentialen för projekt för Gemensamt genomförande. Vi bedömer dock att det finns en betydande potential, särskilt inom industrisektorerna för metallurgi, byggnadsmaterial (i synnerhet tre cementfabriker), livsmedel och drycker samt när det gäller offentliga och kommunala anläggningar. FCCC (2000) noterar att den specifika energikonsumtionen i fråga om järnmetaller var omkring 5–7 gånger genomsnittet inom industrin, vilket tyder på en enorm inbesparingspotential. Projekten kunde särskilt vara av typen ersättning av ineffektiva pannor, bränslebyte från kol och eldningsolja till naturgas och biomassa, användning av rökgasvärme och installation av små kraftvärmeenheter.

Den pågående omstruktureringen och privatiseringen av industrin minskar potentialen på två sätt. Oekonomiska produktionsanläggningar läggs ned, vilket särskilt är fallet inom den tunga industrin där energiinbesparingspotentialen är stor. För det andra resulterar privatiseringen i regel i effektivisering av produktionsanläggningarnas verkningsgrad.

Harmoniseringen med IPPC-direktivet, som för närvarande är under beredning, är en ytterligare faktor som minskar potentialen för projekt för Gemensamt genomförande som är additionella till det som annars skulle ha uppnåtts. Inverkan är osäker men enligt vår bedömning utarmar den inte möjligheterna till Gemensamt genomförande. Enligt IPPC-direktivet krävs användning av bästa tillgängliga teknik, men med det villkoret att tekniken är ekonomiskt och tekniskt lönsam i det berörda nationella och lokala sammanhanget. Med hänvisning till den allmänna ekonomiska situationen i Bulgarien bedömer vi det vara föga sannolikt att mycket strikta standarder rörande energieffektivitet skulle införas i landet.

Deponigas

Avfall är den största källan till metanutsläpp i Bulgarien och står för nästan hälften av utsläppen år 1999. Deponierna är den överlägset största enskilda källan, och drygt 4 miljoner ton CO₂-ekvivalenter härrör från avfall, vilket är 84 procent av de totala metanutsläppen.

År 1999 fanns omkring 720 lagligt registrerade deponier och 235 kommunala deponier var i funktion. Enligt data som täcker cirka 80 procent av befolkningen uppgick den totala mängden kommunalt avfall år 1999 till 3 203 739 ton, vilket motsvarar 491 kg per capita. Det finns inga förbränningsanläggningar för kommunalt avfall, utan allt avfall deponeras, (FCCC, 2000). Inga av de fungerande deponierna har system för insamling och användning av metan.

Även om det inte finns tillgång till några uppskattningar, måste det finnas en synnerligen stor teknisk potential för minskning av metanutsläpp, med tanke på att deponigaserna för närvarande inte alls samlas in.

Avfallshanteringspolitiken är nästan helt och hållet inriktad på att minska mängderna avfall som uppstår och att minska andelen organiskt avfall som deponeras. Genomförandet av EG-direktiv, inbegripet förslaget till direktivet om deponier (KOM 97/108), i den nationella lagstiftningen har lett till föreskrifter för uppförandet och utnyttjandet av deponier, med krav på insamling av metanutsläpp antingen för användning eller för fackling. Enligt det nationella avfallshanteringsprogrammet planeras uppförandet av 35 nya kommunala avfallsdeponier, med gasinsamlingssystem.

Enligt uppskattningar i den tredje nationalrapporten kommer åtgärderna för förbättring av deponierna att minska utsläppen med högst 260 000 ton CO₂-ekvivalenter. Gasinsamling vid tidigare etablerade deponier kunde öka denna siffra avsevärt, och om detta genomförs i form av projekt för Gemensamt genomförande skulle dessa vara additionella till de aktuella nationella riktlinjerna och planerna.

Det är dessutom möjligt att tillgängligt kapital inte räcker till för tidigare planerad insamling av deponigas. Av de 35 planerade deponierna har uppförandet inletts vid 14 deponier med ekonomiskt stöd från Environmental Fund och statsbudgeten, men det ekonomiska ansvaret ligger hos kommunerna som har mycket begränsade ekonomiska medel. Projekt för Gemensamt genomförande kunde under sådana förhållanden bedömas vara additionella.

Ett fullt genomförande av direktivet om deponering av avfall (direktiv 1999/31/EG) skulle emellertid medföra att additionaliteten hos deponigasprojekt ifrågasätts. Enligt direktivet måste metan från nya och befintliga deponier samlas in senast år 2009. Om man i praktiken tolkar kraven mycket strikt och Bulgarien inte beviljas någon övergångsperiod under förhandlingarna, bör referensbanan för alla deponier minst basera sig på insamling och fackling av metan från och med år 2009. Då skulle projekt som är behöriga för Gemensamt genomförande begränsa sig till följande:

- Kreditering (tillgodoberäkning) bara för år 2008.
- Användning av utvunnen gas för energiändamål med kreditering som baserar sig på de utsläpp som har undvikits från alternativa energikällor.
- Avslutade deponier.

Förbränning av kommunalt fast avfall är också ett alternativ. Förbränningsprojekten är äkta additionella projekt i jämförelse med de aktuella och planerade åtgärderna i Bulgarien. Det största hindret består av den höga kapitalkostnaden. Med beaktande av att investeringar kunde undvikas inom sektorn för el och uppvärmning och för uppförandet av deponier, kan detta dock vara ett genomförbart alternativ för ett Gemensamt genomförande.

B Estland

Tabell B.1 Landsvisa fakta och indikatorer – Estland

ÅR: 1999	Estland	Sverige
Utsläpp av växthusgaser 1990 (Mt CO ₂ -ekviv.)	43,5	70,6
Utsläpp av växthusgaser 1999 (Mt CO ₂ -ekviv.)	19,7	69,4
Befolkning (miljoner)	1,4	8,9
Bruttonationalprodukt (miljarder USD 1995)	5,7	267,3
Primär energitillförsel (PJ)	190,8	2139,2
Skogsareal	51%	52%
Utsläpp av växthusgaser per capita 1999 (ton CO ₂ -ekvivalenter)	13,7	7,8
Bruttonationalprodukt per capita (i 1000 USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	7,9	22,1
Kolintensitet i energitillförseln (t CO ₂ per TJ)	77,0	22,5
Kolintensitet i bruttonationalprodukten (kg CO ₂ per USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	1,3	0,3
Kolintensitet i elproduktionen (gCO ₂ per kWh)	674,8	40,4

* Utsläppen av växthusgaser anges för Sveriges del för åren 1990 och 2000,

Källa: Nationalrapporter och inventeringar ingivna till UNFCCC, IEA:s CO₂-statistik 2001,

B.1 Utsläpp av växthusgaser

De totala utsläppen av växthusgaser och de huvudsakliga källorna visas i tabell B.2.

De totala utsläppen av växthusgaser sjönk med cirka 55 procent från 1990 till 1999. Reduktionen beror på en nedgång i ekonomin på grund av övergången från centralplanerad ekonomi till marknadsekonomi. CO₂-utsläppen bidrog till 73 procent av de totala utsläppen av växthusgaser år 1990. Andelen ökade till cirka 85 procent år 1999.

Enligt Kyotoprotokollet har Estland ett åtagande om att minska utsläppen av växthusgaser med 8 procent under perioden 2008–2012 jämfört med nivån 1990, dvs. till cirka 40,0 miljoner ton CO₂-ekvivalenter.

Tabell B.2 Utsläpp av växthusgaser 1990 och 1999, miljoner ton CO₂-ekvivalenter

Gas och källa	1990	1999
CO₂-utsläpp totalt	31,787	16,771
Energianvändning	38,107	16,424
Energisektorn	29,753	13,478
Industri	2,655	0,660
Transport	2,693	1,203
Bostäder	1,556	1,036
Jordbruk	0,386	0,013
(Företagslokaler	0,450	0,034
Industriprocesser	0,614	0,347
Cementproduktion	0,468	0,321
Kalkproduktion	0,146	0,026
Metan	4,362	2,53
Avfallsdeponier	1,608	1,304
Jordbruk	1,468	0,536
Energi (flyktiga utsläpp och bränsleförbränning)	1,286	0,689
Kväveoxid	1,024	0,356
Bränslen	0,047	0,04
Jordbruk	0,977	0,316
Utsläpp av växthusgaser totalt	43,493	19,657

Källa: Ministry of the Environment (Miljödepartementet) (2001)

Av tabell B.3 framgår att utsläppen från all användning av fossila bränslen har sjunkit från år 1990 till år 1999. Den dominerande utsläppskällan är fortfarande inhemsk oljeskiffer, som bidrog till 67 procent av de totala CO₂utsläppen år 1999.

Tabell B.3 CO₂-utsläpp per energikälla. ton CO₂

	1990	1999
Vätskeformiga fossila bränslen	9,577	3,446
Flytande naturgas (LNG)	0,095	0,024
Bensin	1,571	0,944
Kerosen (flygfotogen/annan)	0,438	0,264
Skifferolja ¹	0,287	0,386
Dieselolja	1,884	1,029
Tung eldningsolja	5,302	0,798
Fasta fossila bränslen	25,021	11,632
Kol och koks	0,81	0,194
Oljeskiffer	23,587	11,078
Torv/torvbriketter	0,624	0,36
Naturgas	2,896	1,348
Fossila bränslen totalt	37,494	16,426
Nettoutsläpp av CO ₂	31,787	8,664
Fast biomassa	0,847	2,273

¹ Kemiskt processerad syntetisk olja från oljeskiffer

Källa: Ministry of the Environment (Miljödepartementet) (2001)

B.2 Nuvarande energitillförsel

Energisystemet i Estland består främst av värmekraftverk och fjärrvärmecentraler. Estland har betydande inhemska energikällor i form av oljeskiffer, torv och ved.

Tabell B.4 Primär energitillförsel, procent

	1990	1996
Oljeskiffer	58	63
Eldningsolja	18	5
Motorbrännolja	12	11
Naturgas	13	12
Kol	2	0
Ved och torv	3	9
El	-6	0
Totalt	100	100
Andel inhemska källor	53	70

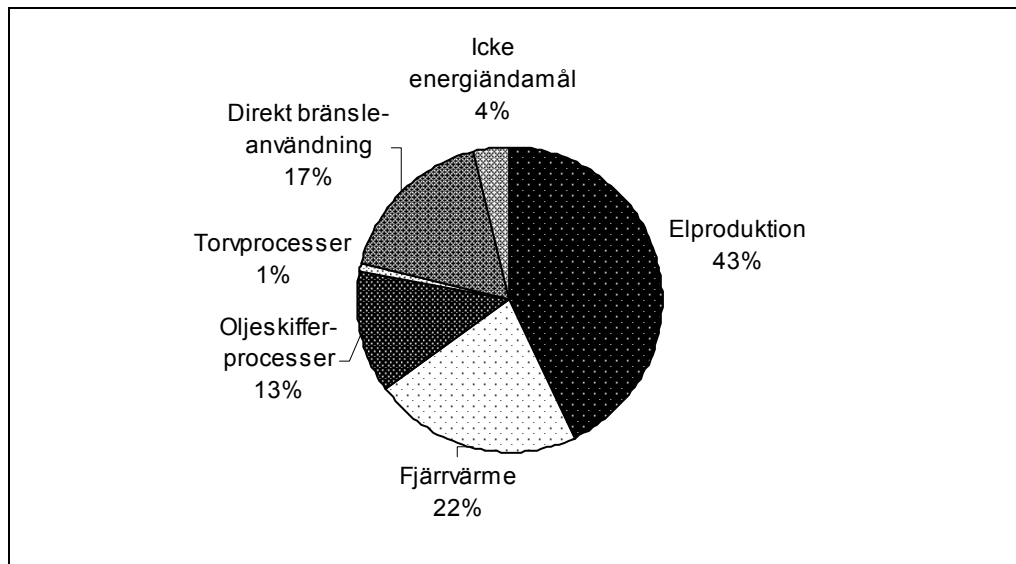
Källa: Ministry of the Environment et.al. (Miljödepartementet och övriga) (1999), Ministry of the Environment (Miljödepartementet) (2001)

Den mest slående förändringen i distributionen av primär energi under 1990-talet är den ökade andelen inhemska bränslen. Den andel som täcks av inhemska

bränslen har ökat från 53 procent år 1990 till 70 procent år 1996 (och verkar ha stannat på denna nivå). Detta är resultatet av en politik där målet är att öka användningen av inhemska energiresurser, minska den inhemska efterfrågan på energi och minska kraftexporten till tidigare Sovjetunionen. Andelen oljeskiffer och ved/torv har ökat (alla inhemska) medan särskilt andelen eldningsolja och kol (båda importerade) har minskat. Posten "El" i tabell B.1 återspeglar den minskade elexporten till tidigare Sovjetunionen.

Oljeskiffer är den viktigaste enskilda energikällan i Estland. Oljeskiffer är ett bränsle med lågt värmevärde och relativt hög kolhalt. Detta bränsle används för elproduktion (72 procent), värmeproduktion (9 procent), produktion av skifferolja (16 procent), direkt slutanvändning (2 procent) och som råmaterial för industri-sektorena kemi och cement (1 procent).

Figur B.1 Användning av primär energi 1995, procent



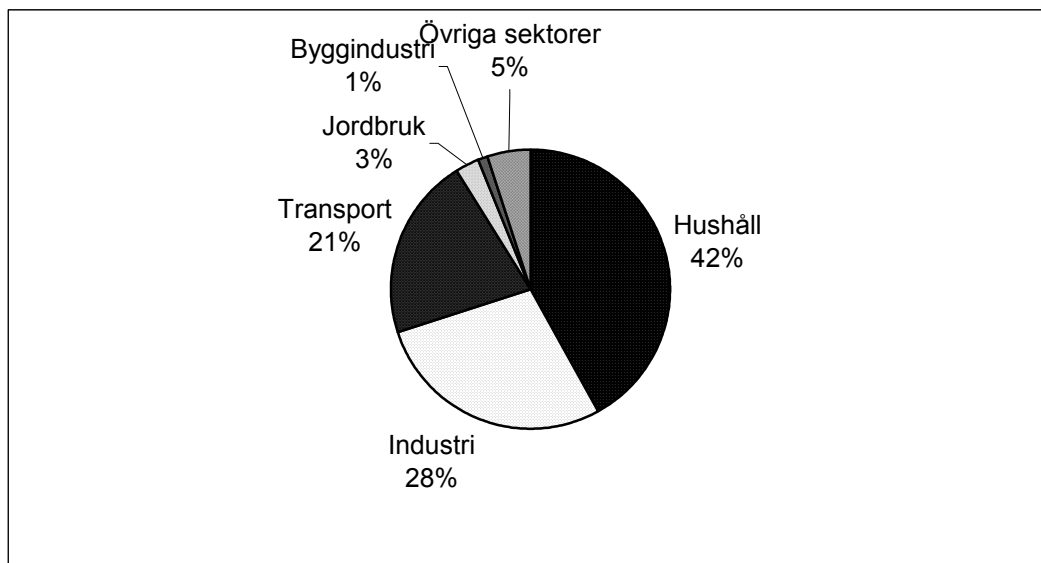
Källa: Ministry of the Environment (Miljödepartementet) och övriga (1999).

99 procent av elproduktionen görs med oljeskiffer. Två kraftverk i nordöstra Estland producerar nästan all el. Den installerade kapaciteten (cirka 3 000 MW) är 1,5 gånger högre än den inhemska toppefterfrågan. Anläggningarna är mestadels gamla, men en del håller på att renoveras, och den elektriska verkningsgraden varierar mellan 22 och 29 procent. Förlusterna i överförings- och distributions-systemet är av storleksordningen 15–18 procent, av vilket omkring 3 procent är så kallade verksamhetsförluster, dvs. otillräcklig förbrukningsmätning, stöld och dylikt.

Priset på oljeskiffer, el, skifferolja och fjärrvärme bestäms enligt FCCC (2000) av regeringen, medan priserna på andra energikällor bestäms av tillgång och efterfrågan på marknaden och därmed återspeglar världsmarknadspriserna. Priserna bestäms så att de täcker driftskostnaderna. Bränslena för fjärrvärmeverk och el som produceras från förnybara källor är befriade från moms. Dessa prisregleringar kan minska lönsamheten för nya investeringar. Man kan dock förvänta sig att

prisregleringarna kommer att avskaffas som en del av förhandlingarna om EU-medlemskap.

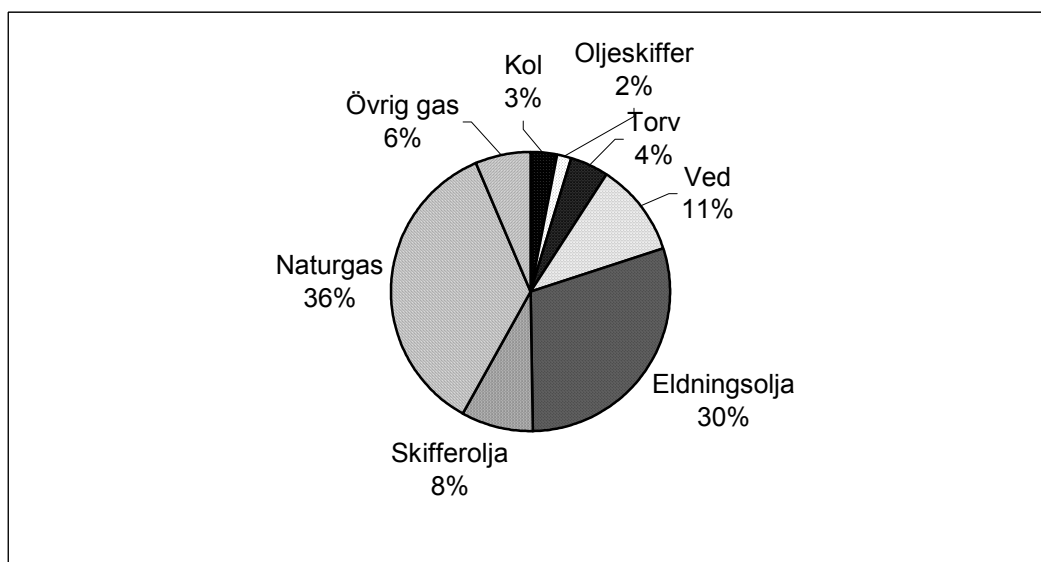
Figur B.2 Slutförbrukning av energi per sektor 1995, procent



Källa: Ministry of the Environment (Miljödepartementet) och övriga (1999).

Hushållen är de främsta energi- och värmeförbrukarna. Hushållens specifika värmeförbrukning är mer än 100 procent högre per m² än i de skandinaviska länderna (Ministry of the Environment, 2001). Detta beror främst på höga förluster i fjärrvärmenätet och otillräckligt isolerade byggnader. Byggnadsnormerna förnyades under 1990-talet och detta har lett till betydande förbättringar av energi-effektiviteten i nya byggnader.

Figur B.3 Värmeproduktion per bränsle 1996, procent



Källa: Ministry of the Environment (Miljödepartementet) och övriga (1999).

Av figur B.3 framgår att naturgas och eldningsolja är de främsta källorna för värmeproduktion. De inhemska källorna (ved, torv och skifferolja) är likaså viktiga.

B.3 Prognoser för utsläpp av växthusgaser

Det finns flera olika prognoser för den framtida efterfrågan och tillgången på energi, liksom även för vissa nyckelvariabler för hur utsläppen av växthusgaser utvecklas. De senaste prognoserna, som sannolikt även är de mest ”officiella” och tillförlitliga, presenteras i Estlands tredje nationalrapport till UNFCCC (se Ministry of the Environment, 2001). Prognoserna baserar sig på följande antaganden:

- Befolkning fortsätter att minska.
- BNP växer med 36 procent från år 2000 till år 2010 och med 72 procent från år 2000 till år 2020.
- Den lagstadgade CO₂-avgiften höjs från cirka 0,3 US-dollar per ton för år 2000 till 1 US-dollar och 2,3 US-dollar per ton för år 2010 respektive 2020. Denna avgift har dock ännu inte genomförts och det finns inga slutliga beslut om ett framtida genomförande.
- De genomsnittliga elpriserna för slutanvändarna höjs med 30 procent från år 2000 till år 2005.
- Korssubventionerna inom eltariffsystemet avlägsnas (har avlägsnats från och med år 2002).

De två prognoserna som har utarbetats av Ministry of Environment (2001) beskrivs nedan.

Prognos med åtgärder (WM)

Prognosen *med åtgärder* återspeglar verkningarna av planerad politik och åtgärder som genomförts 1995–2000. Enligt vår bedömning kan detta scenario ses som business-as-usual. De viktigaste ändringarna är följande:

- Andelen förnybara energikällor (främst biomassa) ökar från 11,7 procent år 2000 till 13 och 14 procent år 2010 respektive 2020.
- Andelen naturgas ökar från 13 procent år 2000 till 21 procent år 2010 och 30 procent år 2020. Detta verkar vara beroende av att man finner nya försörjningskällor för att undvika för stort beroende av rysk gas.
- Den årliga avverkningen av skog kommer att öka, vilket leder till minskat upptag av CO₂ i skogarna.
- CH₄-utsläppen från avfall minskar med 36 procent år 2010 och med 50 procent år 2020 jämfört med år 1990, på grund av minskad deponering av organiskt avfall.

Prognos med tilläggsåtgärder (WAM)

Prognosen *med tilläggsåtgärder* innehåller ett antal tilläggsåtgärder jämfört med prognosen *med åtgärder*. Enligt Ministry of the Environment (2001) är landets

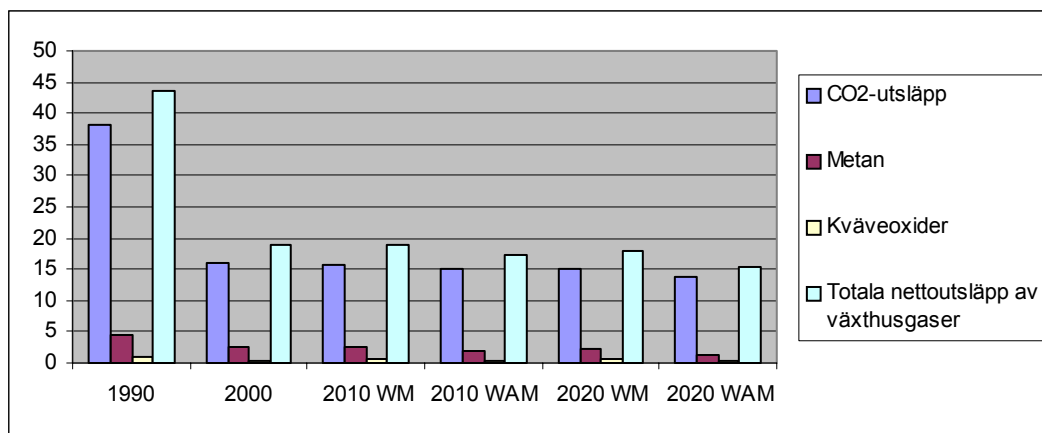
ekonomiska kapacitet en viktig förutsättning för genomförandet av dessa åtgärder. Det betonas att mekanismen för Gemensamt genomförande kan vara ett instrument för att röja undan detta hinder. De främsta tilläggsåtgärderna är följande:

- Ersätta den nuvarande tekniken för oljeskifferbaserad kraftproduktion med ACFB-teknik (Atmospheric Fluidised Bed Combustion). Ersättningsarbetet pågår för närvarande vid ett antal enheter. Genom PFBC-teknik (Pressurised Fluidised Bed Combustion) kunde energieffektiviteten höjas ytterligare, men enligt Ministry of the Environment (2001) kan tekniken för närvarande inte tillämpas på estniskt oljeskiffer.
- Minska förlusterna vid överföring och distribution av el från den nuvarande nivån på 15–18 procent till 10 procent.
- Införa kraftvärmeteknik för fjärrvärmeproduktion, med naturgas eller biomassa.
- Tekniska åtgärder för utsläppsreduktion införs vid cementfabriker.
- Ökad verksamhet inom nybeskogning och återbeskogning, såväl som återställande av stängda dagbrott för oljeskiffer.
- Minska CH₄-utsläppen från avfall med 58 procent år 2010 och 84 procent år 2020 jämfört med nivån år 1990, genom olika åtgärder för insamling av gas.

Sammanfattning av prognoserna

Prognoserna visas i figuren nedan.

Figur B.4 Utsläpp av växthusgaser, prognos med åtgärder (WM) och prognos med tilläggsåtgärder (WAM), miljoner CO₂-ekvivalenter.



Källa: Ministry of the Environment (Miljödepartementet) (2001)

Av figuren framgår att Estland inte kommer att ha några problem med att uppfylla sina åtaganden enligt Kyotoprotokollet (40,0 miljoner ton CO₂-ekvivalenter under 2010). Det finns en betydande mängd ”hot air” som kan säljas på en internationell marknad för handel med utsläppsrätter. Enligt WM-prognoserna kan det år 2010 finnas så mycket som 21 miljoner ton CO₂ i form av hot air. Av figuren framgår också att det finns ett visst utrymme för projekt för Gemensamt genomförande, under antagandet att åtgärderna enligt WAM-prognoserna inte genomförs på grund av bristen på kapital. Potentiella projekt diskuteras nedan.

B.4 Områden för potentiella projekt för Gemensamt genomförande

Förbättrad förbränningsteknik vid kraftproduktion

Aktuell situation

Oljeskiffersektorn (gruvdrift, elproduktion, skifferoljaproduktion osv.) tillhör de viktigaste sektorerna i Estlands ekonomi. Totalt 10 000 personer (7 000 i oljeskiffergruvor och 3 000 i kraftverk) är anställda inom denna sektor. Verksamheterna är belägna i nordöstra Estland, där sektorn bidrar till omkring 15 procent av sysselsättningen. Arbetslösheten i denna region ligger kring 15 procent (högre än i landets övriga delar) och risken för sociala och politiska spänningar inom området är hög (Ministry of the Environment och övriga, 1999). Oljeskiffer-tillgångarna bidrar även till en säker energiförsörjning. Estlands myndigheter driver därför en politik som starkt främjar och stödjer denna sektor, åtminstone fram till år 2015, eller så länge som det finns oljeskiffer att tillgå.

En viktig fråga är huruvida kraftproduktion som baserar sig på oljeskiffer kommer att ha konkurrenskraft på en eventuell framtida avreglerad kraftmarknad i EU/Nordeuropa. I dagens läge är kraftmarknaderna i de baltiska staterna i hög grad integrerade, och det finns kopplingar till Ryssland. Det finns planer på att koppla den baltiska kraftmarknaden till Finland och Polen, men det är för närvarande osäkert huruvida och i så fall när sådana planer genomförs. Driftskostnaden för befintlig kapacitet uppgick år 1997 till cirka 0,015 US-dollar per kWh (Ministry of Environment och övriga, (1999)). Detta motsvarar ungefär de aktuella driftskostnaderna för befintliga koleldade verk i Danmark. Enligt ECON (2002) befäror Estlands myndigheter att om den lokala kraftmarknaden öppnas för importerad el omedelbart när landet blir medlem av EU, kan detta resultera i en kraftig sänkning av den oljeskifferbaserade produktionen. För det förutsätts dock att nätet ansluts till den nordeuropeiska kraftmarknaden. Estland vill att EU godkänner att majoriteten av landets el kommer från oljeskiffereldade anläggningar minst fram till år 2015. En eventuell stängning av Ignalina-kärnkraftverket i Litauen under 2004/2010, (se kapitel 2) kan leda till en längre livslängd för oljeskifferanläggningarna i Estland.

De oljeskiffereldade kraftverken är uttjänta och bygger på föråldrad teknik. Deras termiska nettoverkningsgrad är låg och avgaserna har en hög SO₂-halt. Även utsläppen av flygaska är betydande. Fram till år 2005 måste Estland minska sina SO₂-utsläpp betydligt för att uppfylla ett avtal med Finland. Investeringar i processextern reningsutrustning för SO₂ är oöverkomligt dyra.

De två största oljeskiffereldade kraftverken (Eesti och Balti) bidrar till cirka 71 procent av de totala CO₂-utsläppen i Estland. CO₂-utsläppen från kraftverk utgör därför ett viktigt objekt när man överväger projekt för Gemensamt genomförande i landet. Fyra övriga större anläggningar är värmekraftverk, och två av dem använder naturgas/olja som bränsle. Deras elektriska verkningsgrad är rätt låg (kring 22 procent) men en avsevärd del av deras värmeproduktion används i fjärrvärmesystem.

Renovering av befintliga anläggningar

Under 2000 inleddes en renovering av delar av kraftverken Eesti och Balti. Renoveringen beräknas vara klar år 2004 (ECON, 2002). Dessa kraftverk är de överlägset största som fortfarande använder oljeskiffer, och de står för cirka 90 procent av landets tillgängliga produktionskapacitet. Genom renoveringen införs så kallad ACFB-teknik (Atmospheric Circulating Fluidised Bed) i en 200 MW-enhet per anläggning. Genom detta minskas CO₂-utsläppen med 17 procent eller 0,25 kg/kWh, samtidigt som även SO₂-utsläppen minskar. Investeringskostnaderna för en 200 MW-ersättning uppskattas till cirka 6 500 EEK (cirka 388 US-dollar) per kW (FCCC, 2000). Om man antar att investeringens livslängd är 20 år, den faktiska räntesatsen är 7 procent och att kapaciteten används på nivån 7 500 driftstimmar per år, blir investeringskostnaden cirka 0,005 US-dollar per kWh och år. Under antagandet att bränslekostnaderna sjunker med 17 procent sjunker driftskostnaderna med cirka 0,002 US-dollar per kWh. Uttryckt i form av utsläppsreduktionsenhet är nettokostnaderna 0,003 US-dollar per kWh eller 12 US-dollar per ton CO₂. Vissa av kostnaderna bör dock även relateras till reduktioner av SO₂-utsläpp.

Ett annat tänkbart alternativ är att införa PFCB-teknik (Pressurized Fluidised Bed). Denna teknik är än så länge inte kommersiellt tillgänglig, men förväntas snart bli det eftersom testresultaten är lovande (FCCC, 2000). Med PFCB-teknik kunde CO₂-utsläppen minskas med cirka 42 procent och SO₂-utsläppen elimineras totalt, eftersom svavlet fångas upp av oljeskifferaskan. Kraftverkens termiska verkningsgrad skulle öka från det nuvarande värdet på 22–27 procent till 45 procent (Ministry of Environment och övriga, 1999). Enligt FCCC (2000) krävs investeringar på cirka 9 500 EEK (566,5 US-dollar) per kW. Detta medför kapitalkostnader på 0,007 US-dollar per kWh och nettokostnader på 0,004 US-dollar per kWh eller cirka 6 US-dollar per ton CO₂. Dessa kostnader är rätt låga, särskilt med beaktande av fördelarna med reducerade SO₂-utsläpp. Enligt beräkningar gjorda av Ministry of the Environment och övriga (1999) skulle åtgärds-kostnaderna för denna teknik uppgå till 11 US-dollar per ton CO₂. Antagandena bakom dessa beräkningar har inte specificerats. Om man endast beaktar investeringskostnaderna enligt våra uppgifter ovan, erhålls samma nivå för åtgärds-kostnaderna.

Den resterande produktionskapaciteten vid Eesti- och Balti-anläggningarna (cirka 1 200 MW icke-renoverad kapacitet per anläggning) kunde vara aktuell för renoveringsprojekt för Gemensamt genomförande. Projekten kommer att vara rätt stora och kunde underlätta genomförandet. Enligt Ministry of the Environment och övriga (1999) hävdas att denna kapacitet antingen måste renoveras eller tas ur bruk inom de nästkommande 10–15 åren. Av detta följer att projektens additivitet kan ifrågasättas. Vi bedömer dock att Gemensamt genomförande kunde föra renoveringen av dessa anläggningar vidare, med tanke på att Estlands regering har en stark önskan om att dessa anläggningar hålls i drift. De bör därför vara behöriga för Gemensamt genomförande.

Om denna kapacitet (1 429 MW) ersätts med PFCB-teknik och hålls i drift under 7 500 timmar, skulle nettoreduktionerna av CO₂ uppgå till cirka 2,4 miljoner ton CO₂ per år. Om ACFB-teknik införs, skulle utsläppsreduktionerna uppgå till cirka 1 miljon ton CO₂ per år. Detta tyder på att det finns ett betydande utrymme för stora projekt för Gemensamt genomförande inom området kraftproduktion, under förutsättning att ACFB-tekniken är ekonomiskt lönsam eller att PFCB-tekniken på sikt blir både tekniskt och ekonomiskt lönsam. Som ett övergripande antagande gäller att oljeskifferbaserad produktion kommer att vara konkurrenskraftig på en framtida avreglerad kraftmarknad. Detta kan emellertid vara beroende av resultaten av förhandlingarna om Estlands medlemskap i EU och av nya nätanslutningar till den nordeuropeiska kraftmarknaden.

Övergång till naturgas som bränsle?

Den befintliga oljeskifferkapaciteten kan ersättas med naturgasbaserad kapacitet i kombikraftverk. För perioden 2008–2012 verkar det dock osannolikt att Estlands myndigheter skulle gå med på att ersätta de stora befintliga oljeskiffereldade kraftverken med kraftverk som drivs med naturgas. Å andra sidan är det möjligt att integreringen med den nordeuropeiska kraftmarknaden kan tvinga oljeskifferanläggningarna ur drift. I en sådan situation skulle dock referensscenariot gå ut på att stänga dessa anläggningar och ersätta dem med kapacitet baserad på inhemsk naturgas eller kapacitet som importerats. Med detta scenario som grund bedömer vi att det inte finns någon potential för projekt för Gemensamt genomförande inom kraftsektorn, eftersom kravet är att projekten måste vara additionella jämfört med vad som annars ändå skulle ha skett. På lång sikt (ända till år 2020) kan situationen vara annorlunda, under antagandet att oljeskifferanläggningarna fortfarande är konkurrenskraftiga.

El från förnybara källor

Vindkraft

Enligt Ministry of the Environment och övriga (1999) kan högst 0,3 TWh vindenergi per år produceras i kustområden utan att det uppstår konflikter med andra intressen. Öarna i nordväst, som inte är anslutna till kraftnätet och belägna på långt avstånd från de huvudsakliga kraftverken, kunde vara potentiella platser för vindkraftsinstallationer. Ett vindkraftverk har installerats som pilotprojekt, och flera platser övervägs. Kraftproducenterna är skyldiga att köpa vindproducerad el som levereras via nätet till preferenspriser.

Ministry of the Environment och övriga (1999) bedömer dock att vindproducerad el skulle bli för dyr på grund av de höga kapitalkostnaderna i jämförelse med de relativt låga kostnaderna för utnyttjandet av den befintliga produktionskapaciteten baserad på oljeskiffer. Driftstiden för vinddriven elproduktion skulle vara kortare än 2 500 timmar. Våra egna beräkningar baserade på deras uppgifter ger som resultat produktionskostnader på cirka 0,07 US-dollar per kWh. Detta är betydligt mer än kostnaderna för nya naturgaseldade kraftverk. Under antagandet att denna kraft ersätter kraft som härrör från oljeskiffer, fås kostnader för utsläppsreduktioner på cirka 36 US-dollar per ton CO₂, under antagandet att kraftpriset är 0,03 US-dollar per kWh.

Vattenkraft

Potentialen för vattenkraft är mycket begränsad, och högst 20–30 MW ny kapacitet kan installeras. Därutöver kan 4–5 MW befintlig kapacitet återupptas. Enligt uppskattningar gjorda av Ministry of the Environment och övriga (1999) uppgår investeringskostnaderna för ny kapacitet till cirka 1 500 US-dollar per kW, under antagandet att den årliga belastningen är 5 000–7 000 timmar. De totala kostnaderna skulle då uppgå till 0,020–0,028 US-dollar per kWh och år. Om kraftpriserna antas ligga kring 0,02–0,03 US-dollar per kWh, skulle investeringarna i sig vara lönsamma. Den totala potentialen för utsläppsreduktion i en situation där oljeskifferkapaciteten ersätts med vattenkraft uppgår till cirka 135 000–285 000 ton CO₂ per år, beroende på den installerade kapaciteten (20–30 MW) och driftstiden.

Återupptagning av befintlig kapacitet är en annan möjlighet. För detta krävs investeringar på cirka 600 US-dollar per kW. Om samma antaganden används som för alternativet med ny kapacitet, fås en produktionskostnad på 0,008–0,011 US-dollar per kWh. Med den antagna prisnivån på kraft är investeringarna då lönsamma. Den tekniska potentialen för utsläppsreduktioner är dock endast cirka 27 000–47 000 ton CO₂ per år.

För att med vattenkraftens hjälp frigöra potentialen för CO₂-utsläppsreduktioner borde många små projekt genomföras på olika platser. Detta komplicerar genomförandet och ökar totalkostnaderna. Med tanke på projektens lönsamhet kan deras additionalitet i förhållande till projekt för Gemensamt genomförande ifrågasättas. Alla vattenkraftsprojekt utgör alternativ till moderniseringen av (delar) av kraftverken som drivs med oljeskiffer.

Omvandling av pannor

Aktuell situation

Värme för uppvärmning av bostäder och byggnader produceras i mer än 5 000 pannor. 77 procent av dessa är mindre än 1 MW, och år 1996 stod dessa för 18 procent av värmeproduktionen. Flera små pannor har under årens lopp lagts ned, och antalet mycket stora pannor har i viss mån ökat. Även antalet naturgaspannor och deras andel av värmeproduktionen ökade fram till år 1996, vilket även gällde för vedpannor. Andelen pannor som eldas med eldningsolja, skifferolja och torv minskade fram till år 1996. Det finns indikationer på att denna trend har fortsatt efter år 1996.

Tabell B.5 Översikt av fördelningen av pannor 1996

	Antal pannor	Kapacitet (MW)	Värmeproduktion (GWh)
Totalt	5 267	10 774	9 561
< 1 MW	4 051	2 304	1 521
1-5 MW	815	2 003	1 694
5-20 MW	340	3 250	3 074
20–60 MW	44	1 570	1 292
> 60 MW	17	1 647	1 980
Bränsle			
Kol	977	555	285
Oljeskiffer	86	200	164
Torv	121	439	410
Ved	885	888	1 032
Eldningsolja	1 117	3 115	2 793
Skifferolja	513	1 351	784
Naturgas	694	3 722	3 372
El	865	279	130
Andra (generatorgas och biogas)	9	225	591

Källa: Ministry of the Environment et. al. (Miljödepartementet och övriga) (1999).

Fjärrvärmenätet täcker de flesta tätbebyggelser. I landsbygdsområdena finns lokala värmecentraler. I början av 1990-talet använde cirka 80 procent av slutanvändarna fjärrvärme. Denna andel har under de senaste åren gått ned. Flera fjärrvärmesystem är i dåligt skick, och har därför ersatts av små, effektiva gasbränslepannor i byggnader eller i vissa fall med eluppvärmning (Ministry of the Environment, 2001). De flesta fjärrvärmecentraler är utdaterade. Endast 1 procent är yngre än 5 år och 40 procent är äldre än 25 år. Pannor som eldas med fast bränsle är minst effektiva (50–80 procent), medan anläggningar som eldas med gas eller lätt eldningsolja kan ha verkningsgrader på upp till 85 procent.

Potential för projekt för Gemensamt genomförande

Eftersom de flesta pannor är gamla och sannolikt förr eller senare kommer att ersättas med nya pannor, kan man ifrågasätta i vilken omfattning investeringar i projekt för Gemensamt genomförande skulle uppfylla kriterierna för additionallitet. Vi bedömer att bristen på ekonomiska resurser fördröjer nya investeringar i denna sektor. Projekt för Gemensamt genomförande kunde därför öka takten för ersättningen av gamla pannor

Ett betydande hinder för genomförandet av projekt för Gemensamt genomförande inom denna sektor kan vara det stora antalet relativt små pannor. Detta kan öka kostnaderna för genomförandet. En möjlighet att begränsa dessa kostnader kan dock vara att inrikta sig på omvandling av pannor i vissa städer eller stadsdelar.

Det kan också vara nödvändigt att effektivisera fjärrvärmenätet i syfte att minska förluster och få ut full effekt av omvandlingarna. Detta har inte beaktats i våra beräkningar.

Förbättring av lokala pannor

Befintliga pannor som eldas med oljeskiffer, kol, torv eller eldningsolja kan ersättas med pannor som eldas med naturgas eller ved, i syfte att minska utsläppen av CO₂. Vi har på grundval av kostnadsuppskattningar gjorda av Ministry of the Environment och övriga (1999) beräknat följande kostnader per ton CO₂-reduktion:

Tabell B.6 Kostnaderna per ton CO₂ om olika befintliga pannor ersätts med pannor som eldas med naturgas eller ved, USD per ton CO₂-minskning

Aktuellt bränsle:	Naturgas	Ved
Oljeskiffer, 50 % effektivitet	6 - 9	8 - 11
Oljeskiffer, 80 % effektivitet	16 - 21	13 - 17
Kol, 50 % effektivitet	7 - 9	8 - 11
Kol, 80 % effektivitet	17 - 22	13 - 18
Torv, 50 % effektivitet	5 - 6	7 - 9
Torv, 80 % effektivitet	10 - 14	11 - 14
Lätt eldningsolja	31 - 41	16 - 22
Tung eldningsolja	24 - 32	15 - 20
Skifferolja*	24 - 32	15 - 20

*Antagande: samma utsläpp som för tung eldningsolja.

Källa: Ministry of the Environment et. al. (Miljödepartementet och övriga) (1999), ECON.

Kostnadsintervallet indikerar kostnadsskillnaderna när ny kapacitet hålls i drift 3 000–4 000 timmar per år. Ju fler driftstimmar, desto lägre kostnader. Vi har endast tagit med investeringskostnaderna för nya pannor, och utelämnat drifts- och underhållskostnader. Skälet till detta är bristen på värmepriser. Vi har i stället antagit att dessa priser etableras så att de täcker driftskostnaderna.

Man kan se att naturgaseldade pannor medför lägre kostnad per CO₂-reduktion än vedeldade pannor, i fall där den ersatta kapaciteten har låg verkningsgrad (50 %), medan det motsatta gäller i fall där den ersatta kapaciteten är rätt effektiv. Skälet till detta är att de investeringar som behövs för vedpannor är nästan dubbelt så höga som investeringarna för naturgaspannor, medan vedpannor igen ger de bästa

utsläppsreduktionerna. Av tabellen framgår även att kostnaderna är starkt beroende av vilken typ av pannkapacitet som ersätts. Ersättning av lågeffektiva pannor som eldas med torv, oljeskiffer och kol ger de största utsläppsreduktionerna.

Tabell B.7 Teknisk potential för utsläppsreduktion från pannor, ton CO₂ per år

Bränsle	Ersatt med naturgas	Ersatt med ved
Kol	45 000 – 110 000	110 000 – 175 000
Oljeskiffer	25 000 – 60 000	65 000 – 100 000
Torv	100 000 – 215 000	195 000 – 310 000
Lätt eldningsolja	15 000	70 000
Tung eldningsolja	200 000	800 000
Skifferolja*	50 000	230 000

*Antagande: samma utsläpp som för tung eldningsolja.

Källa: Ministry of the Environment et. al. Miljödepartementet och övriga) (1999), ECON.

Av tabell B.7 framgår att den största reduktionspotentialen fås genom ersättning av pannor för tung eldningsolja, därefter följer ersättning av pannor för torv och kol. Intervallen för de olika bränslena återspeglar antagandet om att alla befintliga pannor är antingen låg- eller högeffektiva. Den faktiska potentialen ligger någonstans mittemellan. Det bör betonas att dessa värden avser den totala, tekniska potentialen för utsläppsreduktioner baserat på värmeproduktionen år 1996, och att både den totala värmeproduktionen och bränslefördelningen kan ha förändrats sedan dess. Värdena utgör dock en viss indikation på potentialen för utsläppsreduktioner i varje kategori. Additionaliteten hos alla dessa potentialer bör även ifrågasättas. Det är uppenbart att en stor del av omställningarna till naturgas och ved kommer att utföras oavsett, i enlighet med regeringens planer.

Torv används i allt högre grad som bränsle för värmeproduktion, med stöd av regeringen. Enligt IPCC-riktlinjerna klassificeras torv i samma kategori som fossila bränslen när det gäller utsläpp av växthusgaser. För att minska utsläppen kan detta bränsle därför ersättas med naturgas eller ved. På grund av Estlands mycket omfattande torvresurser bedömer vi dock att det knappast kommer att ske tillräckligt omfattande omställningar till naturgas och ved. Om så skulle ske, kan detta bedömas vara en ”äkta additionell” omställning.

Kraftvärmeproduktion

Enligt prognoserna med tilläggsåtgärder (WAM) är ett av alternativen för utsläppsbekämpning att ersätta befintliga pannor i fjärrvärmeproduktion med pannor som bygger på kraftvärmeteknik baserad på naturgas eller biomassa.

Enligt Ministry of the Environment och övriga (1999) är dock potentialen för småskaliga kraftvärmeverk begränsad på grund av den låga befolknings- och byggnadstätheten utanför de större städerna. Det skall dock finnas potential för en del ny kapacitet i städerna. Det potentiella bränslet för sådan ny kapacitet är naturgas eller biomassa (ved). Naturgaseldade kraftvärmeverk är det föredragna alternativet för större fjärrvärmesystem. Även för mindre system och enskilda pannor är naturgas att föredra, även om vedpannor även är ett bra alternativ. För kraftvärmekapacitet med naturgas som bränsle skulle det enligt Ministry of the Environment och övriga (1999) krävas investeringar på 10 500 EEK per kW_e (producerad el) eller cirka 626 US-dollar per kW. Vi har inga uppgifter om driftskostnaderna för dessa pannor.

Enligt Ministry of the Environment och övriga (1999) är ved ekonomiskt lönsamt som bränsle endast om bränslet finns på högst 50–1000 km avstånd från värmecentralen. De potentiella projekten skulle då främst finnas i landets södra delar, i mindre städer nära stora skogar. Enligt Ministry of the Environment och övriga (1999) verkar dock småskalig kraftvärmeproduktion baserad på biomassa tillhöra de mest kostsamma åtgärderna för CO₂-utsläppsreduktion. För åtgärden krävs investeringar på cirka 38 000 EEK (cirka 2 265 US-dollar) per kW_e, vilket är betydligt mer än för naturgasdriven kraftvärmeproduktion. Även om driftskostnaderna för vedbaserad kraftvärmeproduktion är lägre än i fråga om gas (på grund av lägre bränslepriser) och utsläppsreduktionerna större, verkar vedbaserad kraftvärmeproduktion inte kunna konkurrera med naturgasbaserad kraftvärmeproduktion.

Deponigas

Metanutsläppen från avfallsdeponier uppgick år 1999 till 1,3 miljoner ton CO₂-ekvivalenter. Enligt prognosen med åtgärder (WM) bör utsläppen reduceras till 1,03 och 0,651 miljoner ton CO₂ år 2010 respektive 2020, på grund av minskad deponering av organiskt avfall. Enligt prognoserna med tilläggsåtgärder (WAM) bör utsläppen reduceras till 0,672 och 0,252 miljoner ton CO₂ år 2010 respektive 2020 på grund av olika åtgärder för insamling av gas. Om prognoserna med åtgärder tolkas som referensscenario, är den tekniska potentialen för utsläppsreduktioner genom insamling av deponigas omkring 0,36 och 0,4 miljoner ton CO₂ per år för år 2010 respektive 2020. Vi har inga uppgifter om huruvida det är tekniskt möjligt att samla in ytterligare delar av de återstående utsläppen.

I rådets direktiv 1999/31/EG om deponering av avfall föreskrivs bland annat att metangas från befintliga och nya deponier skall insamlas och användas eller brännas. Estland bör anpassa sig till detta direktiv såsom ett villkor för ett eventuellt medlemskap i EU. Detta kan påverka additionaliteten hos genomförandet av projekt för Gemensamt genomförande rörande metan, särskilt för år 2020. Vi antar dock att högst 0,4 miljoner ton CO₂ kan samlas in från deponier i Estland genom projekt för Gemensamt genomförande, åtminstone under perioden 2008–2012.

Metan från deponier kan samlas in och omhändertas med flera olika tekniker (se ECON, 1998). Den vanligaste åtgärden för att förhindra utsläpp verkar vara att täcka deponin, samla in gasen och därefter fackla den, använda den för el- eller värmeproduktion eller en kombination av dessa (kraftvärmeproduktion). Det finns för närvarande en anläggning i Tallinn som använder biogas från en deponi för el- och värmeproduktion. Vi har inga uppgifter om kostnaderna för dessa installationer. PCF investerar dock i ett projekt för insamling och användning av deponigas för elproduktion i Lettland. Kostnaderna som är förknippade med dessa investeringar ligger kring 4–6 US-dollar per ton reducerad CO₂-ekvivalent (WB, 2000). I kostnaderna beaktas intäkterna från elförsäljning, men inte utsläppsreduktioner från ersatt el. Enligt ECON (1998) beräknas att investeringarna i gasinsamling vid norska deponier kostar mellan 2 och 12 US-dollar per ton CO₂-ekvivalent (medelkostnad kring 5 US-dollar per ton CO₂) även om intäkterna från utnyttjandet av gasen för energiändamål inte beaktas. Dessa kostnadsberäkningar tyder på att insamling av deponigas kunde vara ett mycket förmånligt alternativ även i Estland.

Övriga alternativ

Minska förluster i elnätet

Detta är en mycket viktig åtgärd, eftersom den kan ge betydande kraftbesparingar och således vara lönsam. Vi har inga uppgifter om kostnaderna, men det är sannolikt att åtgärderna kan medföra rätt förmånliga utsläppsreduktioner med tanke på de avsevärda kostnadsbesparingarna. Vi är dock osäkra angående additionaliteten hos dessa projekt.

Åtgärder vid cementfabriker

Cement och kalk, de två främsta källorna till utsläpp utanför energisektorn, tillverkas vid två anläggningar. I prognosen med åtgärder (WM) antas det att produktionen inte kommer att öka betydligt, och inga åtgärder för att reducera utsläppen genomförs. I prognosen med tilläggsåtgärder (WAM) antas att tekniska tilläggsåtgärder genomförs för att minska mängden CO₂. Vi har inga uppgifter om vilken typ av åtgärder det gäller eller vad de kostar.

C Lettland

Tabell C.1 Landsvisa fakta och indikatorer – Lettland

ÅR: 1999	Lettland	Sverige
Utsläpp av växthusgaser 1990 (Mt CO ₂ -ekviv.)	31,1	70,6
Utsläpp av växthusgaser 2000 (Mt CO ₂ -ekviv.)	11	69,4
Befolkning (miljoner)	2,4	8,9
Bruttonationalprodukt (miljarder USD 1995)	5,7	267,3
Primär energitillförsel (PJ)	160,0	2139,2
Skogsareal	44%	52%
Utsläpp av växthusgaser per capita 2000 (ton CO ₂ -ekvivalenter)	4,5	7,8
Bruttonationalprodukt per capita (i 1000 USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	5,8	22,1
Kolintensitet i energitillförseln (t CO ₂ per TJ)	42,4	22,5
Kolintensitet i bruttonationalprodukten (kg CO ₂ per USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	0,5	0,3
Kolintensitet i elproduktionen (gCO ₂ per kWh)	212,6	40,4

* Utsläppen av växthusgaser anges för Sveriges del för åren 1990 och 2000,

Källa: Nationalrapporter och inventeringar ingivna till UNFCCC, IEA:s CO₂-statistik 2001,

C.1 Utsläpp av växthusgaser

De totala utsläppen av växthusgaser och de huvudsakliga källorna visas i tabell C.2.

De totala utsläppen av växthusgaser sjönk med cirka 65 procent från år 1990 till 2000. Minskningen beror på en nedgång i ekonomin på grund av övergången från centralplanerad ekonomi till marknadsekonomi. CO₂-utsläppen stod för nästan 76 procent av de totala utsläppen av växthusgaser år 1990. Andelen sjönk till cirka 65 procent år 2000. Under detta år har CO₂-utsläppen från energianvändning utgjort cirka 64 procent av de totala utsläppen av växthusgaser. Metanutsläppen från deponier utgjorde cirka 12 procent av de totala utsläppen av växthusgaser år 2000.

Metanutsläppen från deponier har ökat betydligt från år 1990 till 2000. Det höga värdet för år 2000 är dock resultatet av en justering av utsläppsfaktorerna i

enlighet med IPCC-riktlinjerna. Värdet för år 1990 borde därför också ha justerats på motsvarande sätt för att jämförelsen skall vara meningsfull.

Också i tabell C.3 syns en skenbart enorm ökning av andelen av totala utsläpp från deponier, en ökning som beror på justerade utsläppsfaktorer.

Tabell C.2 Utsläpp av växthusgaser 1990 och 2000, miljoner ton CO₂-ekvivalenter

Gas och källa	1990	2000
CO₂-utsläpp totalt	23,527	7,100
Energianvändning	22,964	6,999
Energisektorn	8,288	2,895
Industri och byggverksamhet	2,683	1,055
Transport	6,011	2,088
Övriga sektorer*	5,957	0,901
Övrigt**	0,025	0,060
Industriprocesser	0,563	0,101
Mineralprodukter	0,563	0,101
Metan	4,116	2,598
Avfallsdeponier	0,407	1,258
Jordbruk	2,337	0,643
Energi (flyktiga utsläpp och bränsleförbränning)	1,338	0,529
Förändring av markanvändning, skogsbruk osv.	0,034	0,168
Kväveoxid	3,41	1,277
Energianvändning	0,326	0,099
Jordbruk	2,998	1,094
Övriga	0,086	0,084
Utsläpp av växthusgaser totalt	31,053	10,975

* Jordbruk, skogsbruk, fiske, hushåll, handel, tjänster.

**Transport- och distributionsförluster.

Källa: Ministry of Environmental Protection and Regional Development (Departementet för miljöskydd och regionalutveckling) (2001).

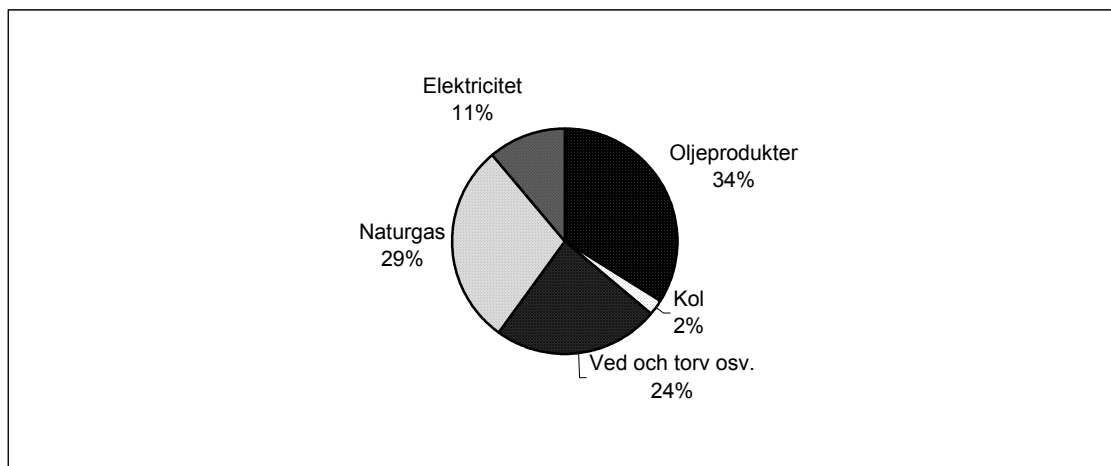
Tabell C.3 Fördelning av totala utsläpp av växthusgaser mellan sektorer, procent

År	Energi	Transport	Industri- processer	Jordbruk	Avfallshante ring	Totalt
1990	59,1	20,3	1,8	17,2	1,6	100
2000	50,4	19,9	1	15,2	13,5	100

Källa: Ministry of Environmental Protection and Regional Development (Departementet för miljöskydd och regionalutveckling) (2001).

C.2 Nuvarande energitillförsel

Figur C.1 Primär energitillförsel år 2000



Källa: Plorina och Jirgens (2002).

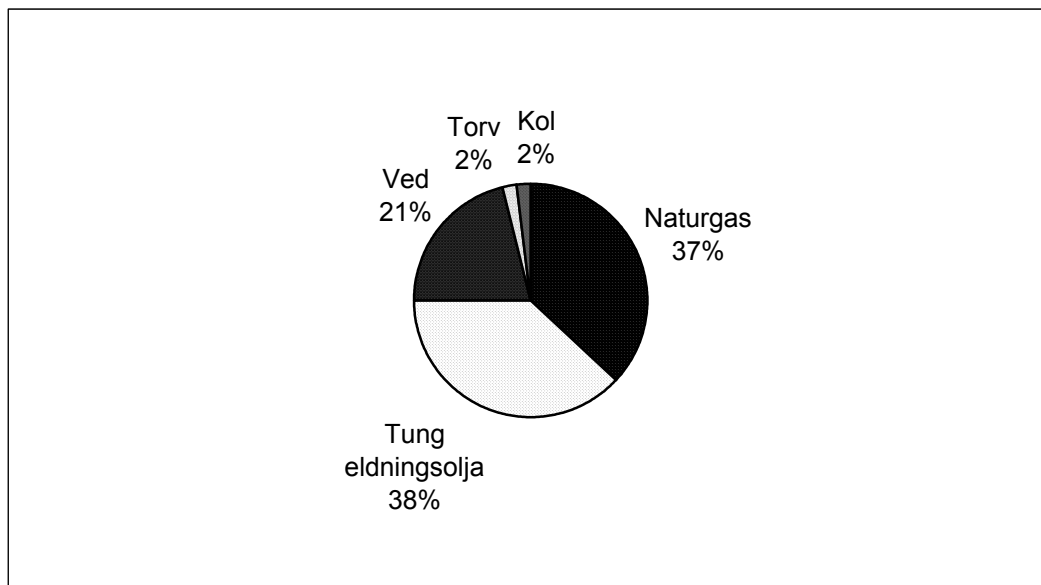
Av figur C.1 framgår att oljeprodukter, ved, torv och naturgas är de främsta energikällorna i Lettland. Två tredjedelar av energin importeras. För närvarande betalas världsmarknadspriser för importerad olja och naturgas. Cirka två tredjedelar av den inhemska elproduktionen sker med vattenkraft (72 procent), återstoden med värmekraft. Vindkraften står för 0,2 procent av den totala produktionen. Vattenkraftens andel varierar mellan 1,5 och 4,5 TWh per år beroende på nederbörden, eftersom det endast finns små vattenreservoarer. Under de senaste åren har den årliga elförbrukningen uppgått till 6 TWh.

Det statsägda företaget Latvenergo är den största elproducenten (97 procent av den inhemska produktionen), och därutöver finns det några små oberoende producenter. Cirka 85 procent av det bränsle som Latvenergo använder för kraftvärmeproduktion är naturgas, medan torv och tung eldningsolja står för 8 respektive 7 procent. Tidigare stod den tunga eldningsoljan för en mycket större andel.

Lettland har en omfattande infrastruktur med gasledningar och gaslagring. Importerad naturgas leds till alla större städer och gasol fås på de flesta ställen. Det finns en stor överkapacitet i tillförselsystemet, särskilt i sydost där det är billigare att importera tung olja från Ryssland (FCCC, 2000). Alla konsumenter har individuella gasmätare. Gasmarknaderna har avreglerats, och oberoende leverantörer håller på att få en allt större andel.

Lettland har ett omfattande fjärrvärmesystem med mer än 100 nät, vilket motsvarar mycket mer än landets efterfrågan på värme (FCCC, 2000). År 1995 var mer än 70 procent av hushållen med centralvärme anslutna till fjärrvärmesystem. År 1995 skedde cirka 21 procent av värmeproduktionen vid kraftvärmeverk. Hushåll som är anslutna till fjärrvärmesystem har i regel inte individuella mätare.

Figur C.2 Bränsleförbrukningen vid fjärrvärmeproduktion



Källa: FCCC (2000).

I hushåll som inte är anslutna till fjärrvärmeproduktion är ved det vanligaste bränslet. På grund av försämringarna i fjärrvärmesystemen finns det en växande trend i riktning mot decentraliserad värmeförsörjning (FCCC, 2000). Konsumenterna installerar egna pannor eller annan värmeutrustning, som ofta eldas med naturgas.

I små värmecentraler är det mycket vanligare med ved som bränsle, och veden står för cirka 46 procent av värmeproduktionen (Latvenergo, 2000). Naturgas och tung eldningsolja har var sin andel på 23 procent, medan kol och lätt eldningsolja står för 4 procent var.

Bostäder och offentliga byggnader förbrukar cirka 65 procent av den energi som används för uppvärmningsändamål. Byggnaderna i denna kategori drar två till tre gånger mer energi per m³ än byggnader på samma breddgrad i västvärlden (FCCC, 2000). Detta beror på låga isoleringsfaktorer, dåligt konstruerade fönster och dylikt.

C.3 Prognoser för utsläpp av växthusgaser

I den tredje rapporten till UNFCCC (Ministry of Environmental Protection and Regional Development, 2001) behandlas två scenarier för hur utsläppen av växthusgaser utvecklas – ett referensscenario och ett scenario *med åtgärder*. Endast det senare scenariot beskrivs närmare.

Referensscenario

Detta scenario har tagit fram för att tjäna som en jämförelse med scenariot *med åtgärder*. Utsläppens utveckling enligt detta scenario baserar sig på antagandet att ingen av de åtgärder som beskrivs i scenariot *med åtgärder* genomförs, och att andelen kol, torv och olja ökar inom energiförbrukningen.

Scenario med åtgärder

Detta scenario omfattar följande åtgärder (Ministry of Environmental Protection and Regional Development, 2001 och FCCC, 2000):

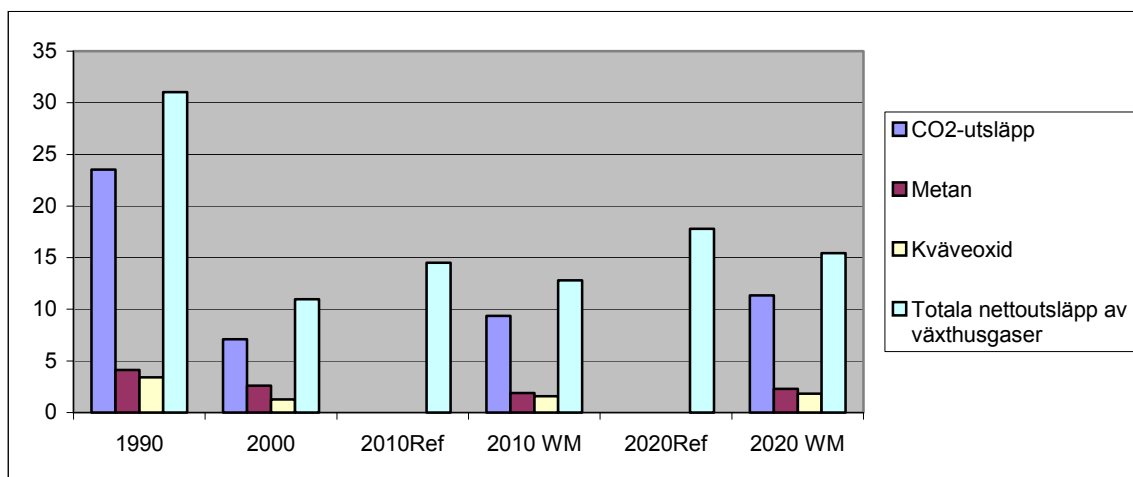
- Förnya små vattenkraftstationer.
- Öka användningen av vindenergi.
- Använda bio-diesel som bränsle i småskaliga kraftvärmeverk.
- Öka kraftvärmeproduktionens andel av värmeproduktionen, från 21 procent år 1994 till 31 procent år 2020.
- Renovering av centraliserade fjärrvärmesystem.
- Förbättra energieffektiviteten i företag som tillverkar mjölkprodukter.
- Minska värmeförlusterna i byggnader.
- Minska kraftöverföringsförlusterna från cirka 21 procent år 1994 till 12 procent år 2020.
- Minska mängden avfall som deponeras och utvinna metan för energianvändning.
- Kostnadseffektiv användning av träavfall i de lokala myndigheternas uppvärmningssystem.
- Ett effektivt belysningsprogram.

Det främsta syftet med åtgärderna är energibesparingar. Scenariot baserar sig på att BNP ökar med 5–6 procent fram till år 2010 och med 3–5 procent fram till år 2020. Om en ny massafabrik uppförs, ökar utsläppen betydligt i jämförelse med prognoserna.

Sammanfattning av prognoserna

Prognoserna visas i figuren nedan.

Figur C.3 Prognoser för utsläpp av växthusgaser enligt referensscenariot och scenariot med åtgärder (WM), miljoner CO₂-ekvivalenter.



Källa: Ministry of Environmental Protection and Regional Development (Departementet för miljöskydd och regionalutveckling) (2001), FCCC (2000).

I referensscenariot presenteras endast de beräknade totala utsläppen av växthusgaser. Av figuren framgår att Lettland enligt båda scenarierna inte kommer att ha

några problem med att uppfylla sina nationella åtaganden (28,569 miljoner ton CO₂-ekvivalenter) år 2010. Enligt dessa prognoser kan det finnas tillgång till ett stort överskott av tilldelade mängder, cirka 16 miljoner ton CO₂-ekvivalenter enligt scenariot med åtgärder (WM) och cirka 2 miljoner ton mindre enligt referensscenariot.

Det är svårt att med dessa prognoser som grund göra en uppskattning av den totala potentialen för projekt för Gemensamt genomförande. Vi bedömer referensscenariot som rätt pessimistiskt i fråga om förbättringar och ändringar i energisystemet, vilka delvis skulle ske på grund av ett eventuellt medlemskap i EU. Det verkar dock osannolikt att alla åtgärderna i scenariot *med åtgärder* (WM) kan genomföras utan investeringar genom projekt för Gemensamt genomförande. Det mest sannolika är således att det ”riktiga” referensscenariot för bedömningar rörande projekt för Gemensamt genomförande ligger på en nivå mellan de två scenarierna.

C.4 Områden för potentiella projekt för Gemensamt genomförande

Förbättringar av fjärrvärmesystemen

Aktuell situation

Fjärrvärmesystemet är väl utvecklat i Riga och i några av de största städerna, såväl som i landsbygdsområdenas förvaltningscentra. Cirka 45 procent av alla bostäder i Lettland får värme från ett centraliserat system. Majoriteten av fjärrvärmesystemen har installerats mellan 1960 och 1990. Största delen av systemen har således nått gränsen för sin tekniska livslängd eller överskridit den (Blumberga, 1999).

Systemen är ineffektiva, och pannornas årliga verkningsgrad överskrider i snitt inte 85 %. Den genomsnittliga verkningsgraden hos pannor med en kapacitet som underskrider 1 MW är 70–75 procent för naturgaspannor och 50–60 procent för pannor som eldas med fasta bränslen av låg kvalitet. Enligt Blumberga (1999) är omständigheterna en aning bättre vid större pannanläggningar (>15 MW), där man tack vare bättre ekonomiska möjligheter åtminstone har genomfört ett minimiunderhåll. Systemen saknar i regel kontrollutrustning. Vattenreningsutrustning finns endast vid de större värmecentralerna. Förbättringar krävs även rörande mätningen av utgående värme, energiförbrukning och bränsleanvändning. Många mindre värmecentraler saknar helt och hållet mätningsutrustning.

Enligt Blumberga (1999) var cirka 3 000–3 500 värmecentraler med en installerad kapacitet på mer än 0,2 MW i drift år 1996. Mer än 60 procent av dessa har en installerad kapacitet som är mindre än 0,5 MW, medan 15 procent har en installerad kapacitet på 0,5–1 MW. Om man ser på fördelningen av värmeproduktionen är bilden helt annorlunda. Pannor med kapacitet över 15 MW står för nästan 50 procent av produktionen, medan pannor med kapacitet under 0,5 MW endast står för cirka 5 procent av den totala produktionen. 90 procent av värmecentralerna har en kapacitet under 4 MW, men producerar endast cirka 30 procent av den tillförda energin.

Tabell C.4 Årlig värme- och ångproduktion i fjärrvärmeanläggningar, GWh

Anläggning (värmekapacitet, MW)	1990	1997
Riga TPP-1 (616 MW)	1 982	737
Riga TPP-2 (1237 MW)	2 777	2 606
DHP Andrejsala (291 MW)	873	575
DHP Kengarags (244 MW)	711	15
DHP Imanta (349 MW)	806	493
DHP Zaslauks (233 MW)	506	327
DHP Vecmilgravis (163 MW)	240	185
Övriga	583	655
Totalt	8 477	5 586
– Värmenät	8 044	5 586
– Ångnät	433	7

Källa: The Energy Charter Secretariat (2000)

Av tabellen framgår att ett fåtal stora pannor står för största delen av värme- och ångproduktionen. Vi ser också att den totala värme- och ångproduktionen i fjärrvärmesystemen har sjunkit betydligt sedan år 1990, och att de flesta pannor utnyttjas betydligt under sin nominella kapacitet. Detta beror främst på nedgången i landets ekonomi, men även på den ökande trenden i riktning mot decentraliserad värmeförsörjning. Det betyder att konsumenterna installerar egna pannor eller annan värmeutrustning, vilket i regel medför lägre kostnader och bättre individuell värmekontroll (FCCC, 2000). Detta leder dock till att kostnaderna ökar för de hushåll som fortfarande omfattas av fjärrvärme. I Riga finns det ett tvingande behov att öka effektiviteten i fjärrvärmeproduktionen, och det finns planer på ombyggnadsprojekt (FCCC, 2000).

Värmepriserna regleras av de lokala kommunerna. I Riga regleras värmepriserna av ett regeringsorgan. I de flesta fall ägs fjärrvärmesystemen av kommunerna, utom i Riga där staten har en andel. Stigande bränslepriser har lett till att anläggningarna har ställts om från importerade bränslen till inhemska ved och torv, även i värmecentraler som inte är planerade för dessa bränsletyper. Dessa omställda värmecentraler har ofta en kort produktiv livstid, mindre än 4 år.

Potential för projekt för Gemensamt genomförande

Det bör finnas en potential för omställning av mindre värmecentraler från eldningsolja till ved, särskilt i områden som inte kommer att bli anslutna till gasnätet inom en förutsägbar framtid. Enligt Blumberga (1999) kan träavfall eller annan ved fås på förmånliga villkor, och det förväntas att ved även i framtiden kommer att utgöra en konkurrenskraftig energikälla. Kostnaderna för transport och arbete begränsar dock i betydande grad användningen av ved i större värmecentraler (>8 MW). Det finns flera lokala pannproducenter som kan leverera pannor med kapacitet under 5 MW till ett lägre pris än det som gäller för importerade pannor.

Under de senaste åren har det inhemska priset på ved stigit eftersom exporten till de nordiska länderna har ökat, vilket har gjort investeringarna i biomassacapacitet mindre lönsamma. Enligt FCCC (2000) hade Lettland ett program för ökad användning av biobränslen. På grund av bristande intresse hos investerarna är det osannolikt att programmet genomförs. Investeringar i projekt för Gemensamt genomförande kunde därför hjälpa att genomföra planen.

Ett exempel på kostnaderna för utsläppsreduktioner och typen av projekt är det av GEF sponsrade projektet i Ludza, där en ny värmecentral för träavfall uppförs för att ersätta den gamla pannan för tung eldningsolja. Investeringen omfattar dessutom nya överföringsrör, 24 understationer, olika slags åtgärder för energi-effektivitet på slutanvändarnivå, installation av värmemätare och etablerandet av ett nytt värmeföretag inbegripet nya mätning- och faktureringsystem för kunderna. De totala investeringarna uppskattas till 3,48 miljoner US-dollar, av vilka 750 000 US-dollar bedöms vara "additionella" och därför finansieras av GEF. Endast cirka 1,3 miljoner US-dollar av investeringen är förknippad med produktionsdelen. Projektet är således mycket mer omfattande än en "vanlig" omställning av en värmecentral, men tilläggsinvesteringarna bedöms vara nödvändiga för att den totala inbesparingspotentialen i systemet som helhet skall utnyttjas. Detta är ett demonstrationsprojekt, och det finns hopp om att 4–6 ytterligare projekt av samma typ skall genomföras till följd av detta projekt.

På årsbasis kommer 29 000 MWh värme och varmvatten att levereras från det nya systemet. Den genomsnittliga årliga CO₂-utsläppsreduktionen uppskattas till cirka 12 500 ton, av vilka cirka 9 000 ton härrör från omställningen från eldningsolja till ved i värmecentralen. GEF kalkylerar sina kostnader för utsläppsreduktionerna till cirka 6 US-dollar per ton CO₂, under antagandet att deras bidrag till finansieringen av projektet täcker "CO₂-delen". Kalkyler baserade på de totala investeringskostnaderna ger en åtgärds kostnad på cirka 26 US-dollar per ton CO₂. GEF-projektet är omfattande, och det finns många svårigheter som måste övervinnas i de olika delar som projektinvesteringen omfattar. Om investeringarna i projekt för Gemensamt genomförande i stället skulle begränsas endast till omställning av värmecentralen (1,3 miljoner US-dollar), skulle åtgärds kostnaderna uppgå till cirka 13,5 US-dollar per ton CO₂ om investerarna står för hela investeringen.

Dessa beräkningar visar att det kan finnas intressanta investeringar i projekt för Gemensamt genomförande när det gäller att ställa om värmecentraler från tung eldningsolja till ved. Eftersom det redan finns planer för renovering av de större pannorna, och dessa inte är väl lämpade för vedbränsle, ligger potentialen hos de mindre värmecentralerna i mindre städer och landsbygdsområden. Dessa pannor omfattas inte av EG-direktivet om stora förbränningsanläggningar. Det är svårt att uppskatta denna potential, eftersom det inte finns någon detaljerad statistik för bränslefördelningen mellan olika stora och på olika platser belägna pannor. Det är också svårt att uppskatta i vilken omfattning projekten skulle vara additionella. Det är uppenbart att huvuddelen av de gamla pannorna antingen måste renoveras snart, eller så måste systemen avvecklas och ersättas med lokal värmeförsörjning.

Bristen på kapital och andra hinder kommer att fördröja renoveringen. Ett hinder för projekt för Gemensamt genomförande kan vara att dessa projekt är små och geografiskt mycket spridda, vilket kan komplicera genomförandet och öka kostnaderna.

Minskade utsläpp från kraftproduktion

Renovering och/eller ökad användning av kraftvärmeproduktion

Latvenergo driver två stora kraftvärmeanläggningar som eldas med naturgas (80 procent av företagets CO₂-utsläpp), torv (14 procent av utsläppen) och tung eldningsolja (6 procent). Därutöver finns det ett antal små och oberoende kraftproducenter och industriföretag som har investerat i kraftvärmeproduktion. Enligt Ministry of Environmental Protection and Regional Development (2001) har licenser för uppförande av ny kraftvärmekapacitet beviljats till 7 företag. De två stora kraftvärmeverken verkar vara rätt väl underhållna, och det minsta håller för närvarande på att renoveras. Det är därför osäkert huruvida det finns kostnads-effektiva lösningar som inte har genomförts i syfte att maximera effektiviteten hos befintlig kapacitet.

Uppförandet av ny kraftvärmekapacitet är ett alternativ, särskilt i anslutning till renovering av befintliga fjärrvärmesystem. Investering i kraftvärmekapacitet i stället för i värme pannor kan medföra ökade kostnader, men även generera inkomster genom försäljning av el till nätet. Detta kunde ersätta importerad el, som för närvarande tjänar som marginaltillförsel. Eventuella utsläppsreduktioner till följd av kraftvärmeinvesteringar skulle således uppstå i ett tredje land. Det gör krediteringen för utsläppsreduktionerna komplicerad, dels eftersom det inte alltid är klart vilken kapacitet som ersätts i utlandet eller huruvida det över huvud taget uppstår utsläppsreduktioner, dels eftersom ett avtal om överföring av utsläppsreduktionskrediter bör förhandlas med tredjepartslandet. Kraftvärmealternativet kunde dock vara gångbart om de som investerar i projekt för Gemensamt genomförande endast ger krediter för de inhemska utsläppsreduktionerna och står för en del av investeringarna på grundval av detta (exempelvis ett pris som motsvarar renoveringen av fjärrvärmesystem med vedpannor såsom nämns ovan).

Renovering av vattenkraftverk

Priserna på el (och gas) fastställs enligt FCCC (2000) av Energy Regulatory Board, ett regeringsorgan som även fastställer värmepriserna för Riga. Det förutspås en gradvis ökning av medeltarifferna för el, vilket bör öka intresset för renovering av vattenkraftverken. Enligt Energy Act från 1998 är den huvudsakliga elleverantören (Latvenergo) skyldig att köpa kraft från små vattenkraftverk och vindturbiner som har varit i drift före den 1 januari 2003 under åtta år från startdatum för verksamheten. Kapaciteter upp till 2 MW får upp till 200 procent av den genomsnittliga elförsäljningstariffen, medan kapaciteter på högst 7 MW får 150 procent.

Dessa åtgärder bör enligt FCCC (2000) leda till en kontinuerlig renovering av små vattenkraftstationer och nybygge samt locka privat och utländskt kapital. Fram till slutet av 1998 hade 34 små vattenkraftverk renoverats och 7 var under uppför-

ande. De tre största vattenkraftverken, som täcker cirka 89 procent av vattenkraftskapaciteten, har renoverats med lån från EBRD. Potentialen för ny vattenkraftskapacitet är nästan slut. Det finns således endast lite potential kvar för nya investeringar, och potentialen för investeringar i projekt för Gemensamt genomförande är sannolikt liten inom denna sektor. Dessutom skulle potentiella utsläppsreduktioner till följd av sådana investeringar uppstå genom minskad kraftimport, och således ske i ett tredje land. Såsom nämns ovan, komplicerar detta avtalsförhandlingarna rörande utsläppsreduktionskrediter.

Nytt kraftverk i framtiden

Lettland är anslutet till det baltiska elnätet, som även är anslutet till Ryssland. Systemet har för närvarande tillräcklig produktionskapacitet för att bemöta den aktuella efterfrågan i den baltiska regionen, och det finns inga planer på att koppla samman de baltiska och nordiska näten (The Baltic Ring). Trots möjligheterna till import har alla baltiska stater slutit ett avtal om att 85 procent av elproduktionen skall ske i hemlandet (FCCC, 2000). Med detta som grund, tillsammans med Litauens möjlighet att stänga kärnkraftverket Ignalina, har Lettland planer på att uppföra ett nytt värmekraftverk. FCCC (2000) betonar att valet av bränsle kommer att basera sig på kostnader och miljöfaktorer. Ekonomiska modeller ger vid handen att kol blir det förmånligaste alternativet.

Vi bedömer det som osäkert huruvida ett nytt kraftverk kommer att uppföras i Lettland och, i så fall, vilket bränsle det kommer att basera sig på. Om Ignalina stängs kommer den regionala kraftmarknaden med säkerhet att blir hårdare, men potentiella nya importmöjligheter kan inverka på marknadsbalansen. Investeringar i ny kapacitet i andra länder kan ha samma inverkan. Om Lettland dock beslutar sig för att uppföra ett koleldat kraftverk, kan ett förslag till projekt för Gemensamt genomförande vara att täcka tilläggskostnaden om investeringen i stället görs i en naturgaseldad anläggning. Med tanke på den långa planeringsperioden och en uppförandeperiod som spänner över flera år kommer detta knappast att spela någon roll under åtagandeperioden 2008–2012.

Kostnadsskillnaderna mellan ny kolbaserad och naturgasbaserad kapacitet är starkt beroende av kostnadsförhållandet mellan kol och naturgas. I de nordiska länderna bedöms ny naturgaseldad kapacitet vara förmånligare än koleldad kapacitet med de aktuella priserna, även om miljökostnaderna utesluts. Kostnadskalkylerna tyder på att kostnadsskillnaden till förmån för kol, på grund av de rätt höga naturgaspriserna 0,09–0,12 US-dollar per Sm^3 (70–90 öre) och de låga kolpriserna (30 US-dollar per ton), kan ligga kring 0,002–0,006 US-dollar per kWh (1,5–4,5 öre), beroende på investeringskostnaderna. För ett nytt naturgas-kraftverk med en verkningsgrad kring 60 procent och ett kolkraftverk med en verkningsgrad på 45 procent kan skillnaden i CO_2 -utsläpp ligga kring 0,335 kg per kWh till förmån för naturgas. Kostnaden för utsläppsreduktioner skulle då bli cirka 6–18 US-dollar per ton CO_2 . Detta kunde eventuellt vara ett alternativ för projekt för Gemensamt genomförande, om man utgår från att Lettland faktiskt avser att uppföra ett kolkraftverk. Reduktionspotentialen beror på kraftverkets storlek. För varje TWh som produceras vid kraftverket skulle reduktionen bli

cirka 335 000 ton CO₂. Det kan dock vara svårt att hävda att ett projekt för ett kombikraftverk med gasturbin (CCGT) är additionellt, eftersom detta i många länder skulle bedömas som det förmånligaste alternativet.

Vindkraft

Vindproducerad el står för närvarande endast för 0,07 procent av elproduktionen. Enligt Ministry of Environmental Protection and Regional Development (2001) bedömer experter att den teoretiska potentialen för vindenergi i Lettland ligger kring 165–1 280 GWh per år. Denna potential kan dock vara omkring 20 procent lägre på grund av olika restriktioner för sådan verksamhet i vissa områden. Det finns ändå en avsevärd teknisk potential för vindenergi.

Vi har inte funnit några kostnadsuppskattningar för vindenergi i Lettland. Kostnadsuppgifter från vindenergiprojekt i de nordiska länderna tyder på att kostnaderna håller på att sjunka, men i de flesta fall är alternativet inte bland de förmånligaste. Kostnaderna är också starkt beroende av vindresurserna (se kapitlet om Estland).

Vindenergi kunde användas i Lettland för att ersätta importerad el, vilket betyder att potentiella utsläppsreduktioner skulle ske i ett tredje land och bero på vilka källor som ersätts i det landet. Genom detta kompliceras avtalen om projekt för Gemensamt genomförande, och vi ser därför inte vindenergi som ett alternativ för projekt för Gemensamt genomförande i Lettland.

Insamling och användning av deponigas

Avfallshanteringen har fastställts som en prioritering i Lettlands övergripande miljöskyddsplan. En nationell strategi för hanteringen av kommunalt avfall för perioden 1998–2010 antogs år 1998 (FCCC, 2000). Strategin bygger på prioriteringar för förebyggandet av avfallsproduktion, minskning av avfallsvolymer, återvinning och återanvändning av avfall, användning av avfall för energiproduktion, begränsning av olaglig dumpning och säkert omhändertagande av avfall som inte lämpar sig för återanvändning eller energiproduktion.

År 1998 fanns omkring 550 deponier i bruk, av vilka två tredjedelar var mindre än 2 hektar. 160 deponier var stängda och det fanns inga anläggningar för avfallsförbränning. Målet enligt strategin är att år 2010 endast ha 10–12 deponier med gasinsamling för energianvändning, förutsatt att det finns kapital för detta. För närvarande insamlas och omhändertas endast kring 50–60 procent av allt kommunalt avfall. Strategin för avfallshantering har som mål att denna andel skall ha ökat med 10 procent år 2010. I landsbygdsområden omfattas endast 20 procent av befolkningen av avfallsinsamling, och det är vanligt med olaglig dumpning.

I rådets direktiv 1999/31/EG om deponering av avfall föreskrivs bland annat att metangas från befintliga och nya deponier skall insamlas och användas eller brännas. Lettland bör anpassa sig till detta direktiv såsom ett villkor för ett eventuellt medlemskap i EU. Detta kan påverka additionaliteten hos ett metangasprojekt för Gemensamt genomförande. Enligt FCCC (2000) förväntas Lettland uppfylla de

olika EG-direktiven rörande avfallshantering år 2010. Bristen på kapital och andra faktorer kan dock leda till fördröjningar, och då skapas möjligheter för investeringar i projekt för Gemensamt genomförande.

I prognoserna för metanutsläpp från deponier enligt WM-scenariot syns en minskning från och med år 2000 (för vilket den nya utsläppsfaktorn används) till år 2010 och 2020, dels på grund av en förväntad minskning av avfallsdeponering, dels på grund av energiproduktion från deponier. För år 2010 antas att metan som motsvarar 300 000 ton CO₂ används för energiproduktion från deponier. De återstående utsläppen från deponier uppskattas till cirka 650 000 ton CO₂-ekvivalenter. För år 2020 förväntas att mängden metan som används för energiproduktion har minskat till 225 000 ton CO₂-ekvivalenter, medan utsläppen har ökat till cirka 885 000 ton CO₂-ekvivalenter.

Betraktade mot bakgrund av avfallshanteringsplanen indikerar dessa prognoser att ett betydande antal deponier – både de som stängs enligt planen och de som förblir i bruk – inte kommer att ha gasinsamling för energianvändning år 2010 eller 2020. Det kan således finnas en betydande potential för projekt för Gemensamt genomförande i fråga om gasinsamlingsprojekt vid Lettlands deponier, förutsatt att projekten kan bedömas vara additionella. Tekniskt sett vore det möjligt att samla in och använda en stor andel av de återstående utsläppen år 2010 och 2020. Ett antal projekt för insamling och användning av deponigas för elproduktion vid de större deponierna är på gång i Lettland. Ett av projekten finansieras av Prototype Carbon Fund (PCF). Kostnaderna som är förknippade med dessa investeringar ligger kring 4–6 US-dollar per ton reducerad CO₂-ekvivalent (WB, 2000). I kostnaderna beaktas intäkterna från elförsäljning, men inte potentiella utsläppsreduktioner från ersatt el. Detta tyder på att sådana projekt för Gemensamt genomförande i Lettland kunde vara rätt förmånliga. En del av de återstående utsläppen härrör dock sannolikt från rätt små deponier, vilket kan ge mindre utsläppsreduktioner med ungefär lika stora investeringar. Dessutom kan det finnas begränsningar rörande anslutningarna till elnätet eller annan potentiell användning av energin, och för detta kan det krävas tilläggsinvesteringar. Vi bedömer dock att det för deponierna finns en betydande potential för kostnadseffektiva projekt för Gemensamt genomförande, och att denna potential bör undersökas närmare.

Övriga alternativ

Minska förluster i elnätet

Latvenergo har under de senaste åren gjort betydande investeringar i effektivisering av anläggningar och system för överföring och distribution, detta delvis som en förberedelse för privatiseringen. Enligt FCCC (2000) bör kraftöverföringsförlusterna minska från cirka 21 procent år 1994 till cirka 12 procent år 2020. Detta tyder på att lönsamma investeringar i effektivisering av nätet kommer att genomföras utan bidrag från projekt för Gemensamt genomförande.

Minska läckage från naturgasrör

Lettland har ett omfattande rörsystem för naturgas med mycket stora underjordiska gaslager. Enligt FCCC (2000) finns det praktiskt taget inga förluster från

de största rörledningarna. Latvijās Gaze (gasleverantören) gör varje år betydande kapitalsatsningar på ombyggnad av kompressorstationer, vilket bör medföra reduktioner av metanförlusterna. Det förekommer dock mindre förluster inom den lokala distributionen där gasen leds genom gamla metallrör. Vi har inte funnit några kostnadsuppskattningar eller uppgifter om reduktionspotentialen när det gäller renovering av lokala rörledningar.

Reduktion från industrikällor

De viktigaste källorna till utsläpp av växthusgaser från industriprocesser är produktion av cement och kalk, stål, asfalt samt kemiska produkter och läkemedel. Enligt Ministry of Environmental Protection and Regional Development (2001) är delar av informationen om produktionen sekretessbelagd, och därför görs endast uppskattningar av de totala utsläppen från dessa sektorer. Det är även svårt att bedöma potentiella åtgärder för utsläppsreduktioner.

Livsmedelsindustrin är en viktig sektor i Lettland. Enligt Ministry of Environmental Protection and Regional Development (2001) har man genomfört ett projekt för bättre energieffektivitet inom sektorn för mjölkprodukter, där energi används för produktion av värme och varmvatten. Energiintensiteten inom denna sektor är tre gånger högre än i Danmark, främst på grund av otillräcklig energiförvaltning och föråldrad utrustning.

Enligt Ministry of Environmental Protection and Regional Development (2001) kan man från detta projekt sluta sig till att åtgärder inom denna sektor medför rätt höga kostnader för reduktion av utsläppen av växthusgaser och att utsläppsreduktionerna är rätt låga på grund av att företagen är små. Ett liknande projekt som har genomförts för bagerier ledde endast till små utsläppsreduktioner. Med detta som bakgrund bedömer vi att det finns små möjligheter för projekt för Gemensamt genomförande inom industrin i Lettland.

D Litauen

Tabell D.1 Landfakta och indikationer – Litauen

ÅR: 1999	Litauen	Sverige
Utsläpp av växthusgaser 1990 (Mt CO ₂ -ekviv.)	50,9	70,6
Utsläpp av växthusgaser 2000 (Mt CO ₂ -ekviv.)	35	69,4
Befolkning (miljoner)	3,7	8,9
Bruttonationalprodukt (miljarder USD 1995)	7,3	267,3
Primär energitillförsel (PJ)	331,1	2139,2
Skogsareal	30%	52%
Utsläpp av växthusgaser per capita 2000 (ton CO ₂ -ekvivalenter)	9,5	7,8
Bruttonationalprodukt per capita (i 1000 USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	6,3	22,1
Kolintensitet i energitillförseln (t CO ₂ per TJ)	39,4	22,5
Kolintensitet i bruttonationalprodukten (kg CO ₂ per USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	0,6	0,3
Kolintensitet i elproduktionen (gCO ₂ per kWh)	186,9	40,4

* Utsläppen av växthusgaser anges för Sveriges del för åren 1990 och 2000,

** Prognos

Källa: Nationalrapporter och inventeringar ingivna till UNFCCC, IEA:s CO₂-statistik 2001

D.1 Utsläpp av växthusgaser

De totala utsläppen av växthusgaser och de huvudsakliga källorna visas i tabell D.2.

De totala utsläppen av växthusgaser sjönk med cirka 31 procent från år 1990 till 2000. Minskningen beror på en nedgång i ekonomin på grund av övergången från centralplanerad ekonomi till marknadsekonomi. CO₂-utsläpp stod för nästan 76 procent av de totala utsläppen av växthusgaser under 1990.

Utsläppsprognoserna för 2000 är från början/mitten av nittiotalet och är sannolikt för höga. Uppgifter i FCCC (2000 c) visar att CO₂-utsläpp från energianvändning föll med 55 procent mellan 1990 och 1997 vilket är långt mer än den jämförbara minskningen på 28 procent i tabell D.2. Detta innebär att de faktiska utsläppen under 2000 var lägre än de prognostiserade i tabellen. Vi har dock inte lyckats hitta någon komplett statistik över de senaste utsläppen..

I Kyotoprotokollet åläggs Litauen att minska utsläppen av växthusgaser med 8 procent under 2008-2012 jämfört med 1990 års nivå, dvs. till ungefär 46 860 miljoner ton koldioxidekvivalenter.

Tabell D.2 Utsläpp av växthusgaser 1990 och 2000 (prognoser). Miljoner ton CO₂-ekvivalenter

Gas och källa	1990	2000**
CO₂-utsläpp	38,920	27,147
Energianvändning	36,717	26,486
Energiproduktion	16,352	9,855
Tillverknings- och byggindustri	5,379	3,561
Transport	5,791	4,98
Uppvärmning av affärslokaler och bostäder	6,313	5,054
Övrigt*	2,882	3,036
Industriprocesser	2,203	0,661
Cement	2,069	
Kalk	0,134	
Metan	7,937	6,497
Avfallsdeponier	3,402	3,213
Jordbruk	3,795	2,542
Energi (flyktiga utsläpp och bränsleförbränning)	0,658	0,668
Övrigt	0,082	0,074
Kväveoxid	4,077	1,336
Energianvändning	0,295	0,214
Jordbruk	3,348	0,837
Övrigt	0,434	0,285
Utsläpp av växthusgaser totalt	50,934	34,98

* Jordbruk, skogsbruk, hushåll, handel, tjänster osv.

** Prognoser

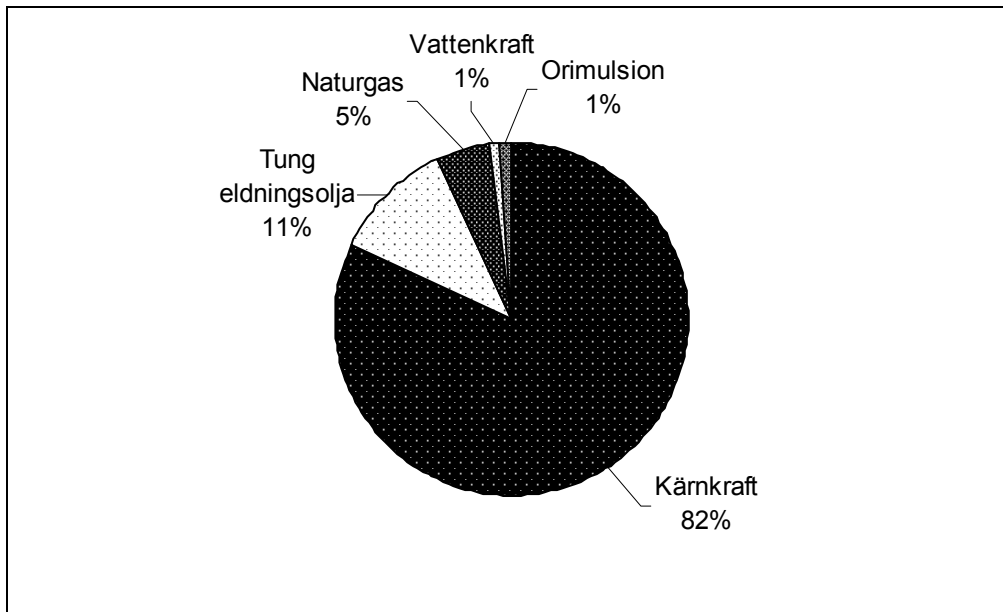
Källa: Första nationalrapporten (1998).

D.2 Nuvarande energitillförsel

Litauen var förut en betydande exportör av kraft till övriga Sovjetunionen, huvudsakligen från det stora kärnkraftverket Ignalina. På grund av en brant nedgång i den inhemska elkonsumtionen och minskade exporter har elproduktionen i Litauen minskat från 28,4 TWh år 1990 till 14,7 TWh år 2001. Exporten av el minskade från 12 TWh till 4,8 TWh under samma period. Idag exporteras 20-30 procent av produktionen och Litauen står för över 50 procent av den instal-

lerade kapaciteten i de baltiska länderna. Det finns idag en betydande överkapacitet inom kraftsektorn.

Figur D.1 Kraftproduktion 2000, i procent.



Källa: Bubniene and Streimikiene (2002), The Energy Charter secretariat (2000).

Kärnkraft är den dominerande produktionskällan och Ignalina är det enda kärnkraftverket. Därutöver finns ett stort kondenskraftverk (Lithuanian Power Plant) som drivs med en blandning av tung eldningsolja och naturgas. Det finns även tre stora kraftvärmeverk (Vilnius, Kaunas and Mazeikiai) och ett flertal små och gamla allmännyttiga kraftvärmeverk och industriella kraftvärmeanläggningar (som alla använder samma bränsleblandning). Några av dessa kraftverk har nyligen börjat använda orimulsion, ett bituminöst bränsle. Kapaciteten från kraftvärmeverken används främst för värmeproduktion eftersom deras elkapacitet inte behövs. Det är billigare att producera el vid kraftverket i Ignalina. Systemet omfattar även ett stort vattenkraftverk och flera mindre, samt en pumpkraftstation (Bubniene and Streimikiene, 2002).

Internationellt finns vissa bekymmer angående Ignalinaverkets säkerhet. Detta har blivit en viktig fråga inom de pågående förhandlingarna för Litauens EU-medlemskap. Litauens regering har förbundit sig att fortsätta driften och uppgradera kraftverkets säkerhet enligt västeuropeiska synsätt och riktlinjer i utbyte mot teknisk assistans och finansiellt stöd från andra länder. Den nuvarande strategin går ut på att stänga Ignalinas första reaktor (halva kraftverket) före 2005, med hänsyn till betydande långsiktigt finansiellt stöd från EU och andra. Datum för stängning av andra reaktorn (resten av kraftverket) kommer att beslutas under 2004. Enligt nuvarande indikationer kan verket stängas under 2009.

Nästan alla städer i Litauen har fjärrvärmesystem. De viktigaste bränsletyperna är naturgas (55 procent) och tung eldningsolja (37 procent), medan flera andra inhemska bränslen står för resten (FCCC 2000 c). Ungefär hälften av värmen

förbrukas av bostadssektorn, och dess andel har ökat på grund av nedläggning av flera industrier och andra företag. Generellt förekommer stora förluster inom distributionsnätet och det finns brist på kontroll och mätutrustning i små industrier och bostäder.

1994 utvecklade Litauen en nationell energistrategi (National Energy Strategy) för de nästkommande 20 åren. Strategin prioriterar inhemska och förnybara bränslen högst, och naturgas i andra hand. Den stöder omvandling av rena värmeanläggningar som drivs med naturgas till kombinerad värme- och kraftproduktion för att såväl förbättra den totala effektiviteten och prestandan hos fjärrvärmesystemen som för att bidra till ökad elproduktion. Myndigheterna hyser dock viss oro för att bli för beroende av naturgas som importerats från en enda källa via Vitryssland.

Omstrukturering av kraftsektorn i Litauen sker enligt liknande banor som i de två andra baltiska staterna. Den största kraftproducenten Lietuvos Energija har delats upp i enskilda företag för produktion, överföring och distribution, och produktionsdelen har nyligen delats upp i flera företag. Ignalinaverket fortsätter som separat statsägt företag. Det privata näringslivets inblandning i kraftsektorn har varit mer betydande i Litauen än i övriga baltiska länder.

D.3 Prognos för utsläpp av växthusgaser

I den första nationalrapporten (1998) beskrivs två scenarier för hur utsläppen av växthusgaser utvecklas fram till 2010; scenario I med Ignalina fortfarande i drift och scenario II där Ignalina har stängts. Det finns inga närmare beskrivningar av antagandena bakom scenarierna. Enligt FCCC (2000 c) bör dessa scenarier behandlas som scenarier "med åtgärder", där hänsyn tagits till vissa beskrivna strategier och åtgärder. Några av de största åtgärderna i båda scenarier är omvandlingen av pannor för inhemska biobränslen (minus 2,4 miljoner ton CO₂) och användningen av inhemska byggmaterial (minus 1,227 miljoner ton CO₂). Man har också tagit med vissa begränsningseffekter från två system för förnybar vattenkraft (0,1-0,2 miljoner ton vardera). Enligt undersökningar av en internationell översynsgrupp kan antagandena bakom dessa åtgärder vara ganska optimistiska (FCCC, 2000 c).

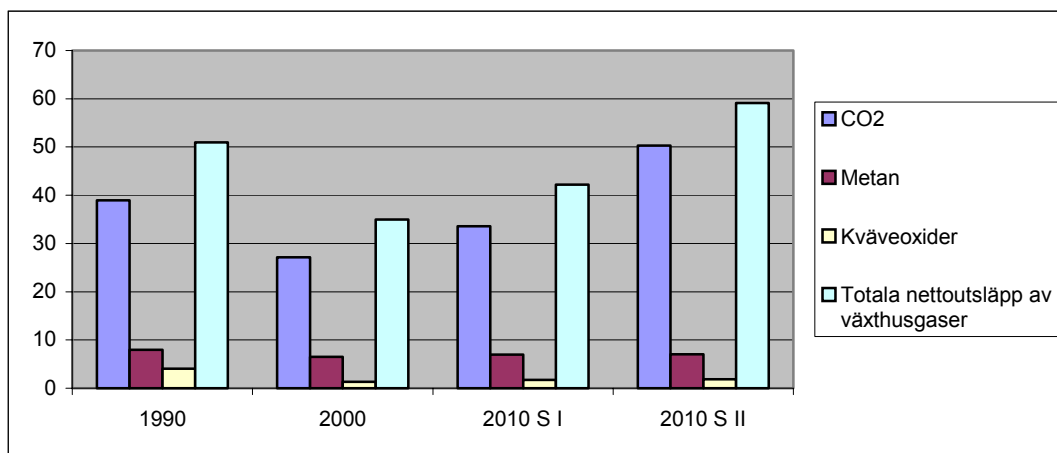
I scenario II antas att Ignalinas totala kapacitet kompenseras av kapacitet baserad på tung eldningsolja och viss naturgas, och den nuvarande kraftexporten på 6 TWh/år bibehålls. Detta leder till en utsläppsökning på 16,9 miljoner ton CO₂ under 2010 jämfört med scenario I. I FCCC (2000 c) ifrågasätts antagandet att Ignalina helt ersätts med ny kapacitet på grund av överskottskapaciteten i övriga baltiska stater. I FCCC (2000 c) antas därför scenario II motsvara det övre utsläppsspannet om Ignalina stängs.

Scenarierna visar att om kärnkraftverket Ignalina fortfarande är i bruk år 2010 kommer de totala utsläppen av växthusgaser ligga under Kyotomålet för Litauen (46,860 miljoner ton koldioxidekvivalenter). Om Ignalina stängs kommer dock de

totala utsläppen att överskrida Kyotomålet med över 12 miljoner ton enligt detta scenario.

Även om vissa begränsningsåtgärder inte genomförs såsom planerat tror vi att utsläppsprognoserna visar något för höga utsläpp för såväl 2000 som 2010, på grund av för optimistiska antaganden om den ekonomiska tillväxten.

Figur D.2 Utsläppsscenarioer, miljoner ton CO₂-ekvivalenter



Källa: Första nationalrapporten (1998).

D.4 Möjligheter för projekt för Gemensamt genomförande

Minskade utsläpp från kraftproduktion

Stängning av Ignalinaverket

Stängning av Ignalinaverket kommer med största sannolikhet att leda till ökade utsläpp av växthusgaser. Några ersättningsalternativ kan vara berättigade för Gemensamt genomförande. Ignalina står för ca. 46 procent av den totala installerade kraftkapaciteten i Litauen, medan värme- och vattenkraftverk står för ca. 40 respektive 14 procent. Den totala installerade kraftkapaciteten i Litauen överstiger den nuvarande inhemska efterfrågan nästan trefald (The Energy Charter Secretariat 2000 c). Även i övriga baltiska stater finns överskottskapacitet.

För att bedöma potentialen för projekt för Gemensamt genomförande inom kraftproduktionssektorn är det avgörande att uppskatta effekten av stängning av en eller båda Ignalinaverkets reaktorer. I ECON (2002) analyseras dessa effekter med hänsyn till befintlig information om nedläggning, driftsättning och effektivisering av andra verk i de baltiska länderna. Inga nya kabelförbindelser till Polen eller Finland (Baltiska ringen) antas.

Beräkningarna visar att år 2005, efter stängningen av Ignalinas första reaktor, kommer kraftpriserna att stiga betydligt men inte tillräckligt för att utlösa investeringar i ny produktionskapacitet. År 2010 när hela verket stängts kommer dock kraftpriserna ha blivit tillräckligt höga för att leda till investeringar i ny kapacitet. Även med en efterfrågeökning på 3 procent årligen förutspås inte mer ny kapacitet

än 200-300 MW, där ny naturgasdriven kapacitet antas vara det billigaste alternativet..

Ny produktionskapacitet kan byggas varsomhelst i den baltiska regionen eftersom de baltiska länderna har ett integrerat kraftsystem. Om den nya kapaciteten byggs i Litauen är det enligt vår mening troligast att den kommer att vara baserad på naturgas och kombinerad cykel. Detta är i enlighet med energistrategin och verkar också vara det billigaste alternativet. Mindre lokala kraftvärmeverk baserade på biobränslen är ett möjligt alternativ som kan främjas med hjälp av Gemensamt genomförande. Sådana kraftverk skulle anläggas i städer och byar med fjärrvärmenät som är i behov av värme, och i områden inte långt från bränslekällorna. Idag finns avsevärd överskottskapacitet av värme i Litauen, men hela systemet för värmeförsörjning är i behov av modernisering (se nedan). Ny kraftvärmekapacitet baserad på biobränslen kan vara ett alternativ när Ignalina stängs. För att avslöja kostnader och möjliga geografiska lägen krävs vidare undersökningar.

Stängning av Ignalina kan också stimulera potentiella investeringar i Gemensamt genomförande i Estland eller Lettland om till exempel koleldad kraftkapacitet är ett alternativ (se bilagor om Estland och Lettland).

Förnyelse av befintlig värmeproduktionskapacitet

Modernisering av befintliga värmeverk för att öka effektiviteten och/eller omvandla enheter som är baserade på tung eldningsolja till naturgas kan vara ett alternativ för Gemensamt genomförande. Kraftpriset är ganska lågt idag på grund av överskottskapacitet och låga marginalkostnader för produktion vid Ignalina. Enheterna drivs huvudsakligen utifrån efterfrågan på värme, med elektricitet som biprodukt. De flesta befintliga enheter eldas med en blandning av eldningsolja och naturgas. Kostnaden för att omvandla dem till att eldas med enbart naturgas är inte känd. Status för de olika kraftverken är följande: (Elkraft och övriga, 2002):

- *Lithuanian Power Plant (LPP)*. Detta är landets största värmekraftverk som består av åtta enheter med en totalkapacitet på 1 800 MW (Ignalina har en kapacitet på 2*1 300 MW). Den första enheten togs i bruk 1963 och två enheter upprustades 1992 respektive 1994. För närvarande utgör LPP huvudsakligen reservkapacitet för Ignalinaverket. Man antar att kraftverket kommer att moderniseras från 2006 som ett led i stängningen av den första reaktorn i Ignalina. Beroende på val av bränsle och teknik kan det finnas potential för Gemensamt genomförande.
- *Vilnius kraftvärmeverk*. Kraftverket består av två separata enheter och genomgår modernisering som borde vara avslutad under 2004 (se nedan). Det verkar därför inte finnas någon potential för Gemensamt genomförande.
- *Kaunas kraftvärmeverk*. Även detta kraftverk består av två separata enheter. Man antar att båda enheter kommer att moderniseras från och med 2007. Beroende på val av bränsle och teknik kan Gemensamt genomförande vara ett alternativ.

- *Mazeikiiai kraftvärmeverk*. Detta kraftverk drivs med olja och planerades ursprungligen för att förse ett oljeraffinaderi med värme. Idag har raffinaderiets värmebehov minskat drastiskt. Man har funderat på att ansluta kraftverket till stadens fjärrvärmesystem, men detta har hittills inte ansetts vara genomförbart. Idag är kraftverket inte konkurrenskraftigt på elmarknaden. Vår gissning är att det inte är ekonomiskt försvarbart att omvandla kraftverket för naturgas och att ansluta det till det lokala värmenätet.

Mot denna bakgrund kan det finnas visst utrymme för projekt för Gemensamt genomförande inom den befintliga värmedelen av Litauens kraftsektor, beroende på valet av referensbana för bränsle och teknik.

Vattenkraft

Den befintliga kapaciteten består av två stora kraftverk, Kaunas och Kruonis pumpkraftstation, samt ungefär 40 mindre kraftverk. Enligt FCCC (2000 c) har ombyggnad av 30 av dessa mindre kraftverk redan möjliggjorts med hjälp av finansiering från privata investerare.

Den första nationalrapporten (1998) nämner två nya potentiella projekt, ett på 100 MW vid floden Neris och ett på 200 MW vid floden Nemunas. Ingenting nämns om projektens kostnader men begränsningseffekterna bedöms till 122 000 respektive 276 000 ton CO₂/år. Det förklaras dock inte var dessa utsläppsminskningar skall ske. Enligt FCCC (2000 c) borde begränsningseffekterna av dessa projekt vara mindre än uppskattningarna.

Vi tar för givet att dessa vattenkraftprojekt endast kommer att vara ekonomiskt gångbara om Ignalinaverket stängs, helt eller delvis. I det läget kommer projekten, om de är lönsamma, troligen att attrahera privata investerare. Deras additionalitet i sammanhang med Gemensamt genomförande kan därför komma att ifrågasättas. Dessutom är CO₂-begränsningseffekterna osäkra. Detta är dock frågor som skulle kunna undersökas närmare.

Förbättrade fjärrvärmesystem

Aktuell situation

Sedan 1997 ägs alla fjärrvärmesystem inklusive värmenätet, kraftvärmeverk och rena värmeverk av kommunerna. Det finns planer på att ett oberoende företag skall ta över distributionsnäten som då kommer att vara avskilda från produktion och överföring (FCCC 2000 c). Idag utgör kraftvärmeverk en relativt liten del av värmeproduktionen jämfört med deras produktionskapacitet.

Såsom i övriga baltiska länder är fjärrvärmesystemen i Litauen i dåligt skick och i desperat behov av modernisering. Man anger förluster på ca. 30 procent i flera av näten (The Energy Charter Secretariat 2000 c). Värmeförbrukningen vid uppvärmning av bostäder är hög på grund av brist på isolering, möjligheter för konsumenter att kontrollera temperaturen och mätning av förbrukningen i fastigheter och/eller enskilda lägenheter. Mätare installeras i vissa fastigheter men det finns allmänt inga mätare på lägenhetsnivå (GEF 2001).

Värmepriset har inte varit kostnadsbaserat förrän nyligen. För närvarande täcker ett bidrag från regeringen delar av värmeräkningen om värmekostnaden är över 25 procent av hushållets månadsinkomst. Systemet utgör en avsevärd belastning för regeringen och kommunerna, särskilt då värmepriset stiger för att stärka värmeproducenternas finansiella ställning

Potential för projekt för Gemensamt genomförande

Vissa kommuner har redan förberett investeringsprojekt för renovering av sina fjärrvärmesystem, och vissa projekt genomförs redan (The Energy Charter Secretariat 2000 c). Andra undersöker möjligheterna att antingen genomföra s.k. joint ventures eller att arrendera ut fjärrvärmestationer till privata företag.

Modernisering av fjärrvärmesystemen skulle kunna vara ett investeringsalternativ för Gemensamt genomförande. Regeringen och kommunerna har inte de finansiella resurserna för att genomföra alla investeringar som krävs, och sektorn verkar i den aktuella situationen inte vara så attraktiv för privata investerare. Därför borde lämpligt utformade projekt för Gemensamt genomförande inom denna sektor kunna klara additionalitetskravet.

Moderniseringen av Vilnius fjärrvärmesystem som delvis finansieras av Globala miljöfonden är ett exempel på moderniseringsprojekt, se GEF (2001). Projektet består av följande delar:

1. Investeringar i stationer på fastighetsnivå inklusive mätare och termostater, samt nya ledningsrör som ersätter gruppstationer och fyrrörssystem såväl som åtgärder för att mäta förbrukningen på lägenhetsnivå för att minska värmeförbrukningen.
2. Ersättning av utrustning som enbart producerar värme
3. Restaurering av utrustning i värmekraftverk (utbyte av brännare, instrument och styrsystem) för att förbättra effektiviteten från 76 till 90 procent.
4. Tekniskt bistånd och institutionellt förvaltningsstöd.

Detta är ett omfattande projekt med en total kostnad över 65 miljoner US-dollar. Internationella bidragsgivare kommer att finansiera nästan 70 procent. Globala miljöfondens bidrag kommer att vara 10 miljoner US-dollar för att finansiera stationer, åtgärder för att mäta förbrukningen och tekniskt bistånd.

Med utgångspunkt i utvecklingen de senaste åren antar Globala miljöfonden att vissa investeringar skulle ha gjorts även utan utländska bidragsgivare. Som en konsekvens av detta tar man bara hänsyn till additionella utsläppsminskningar från de delar av projektet som man finansierar (dvs. nr. 1 och 4 ovan). Man bedömer att dessa delar av projektet kan bidra till ca. 2,4 miljoner ton minskade CO₂-utsläpp över projektets tjugoåriga livstid (0,12 miljoner ton/år), med hänsyn till att vissa investeringar skulle ha gjorts även utan bidrag från Globala miljöfonden. Kostnader för utsläppsbegränsningar för de delar som finansieras av Globala miljöfonden beräknas till 1,19 US-dollar/ton CO₂. Med utgångspunkt i

sitt bidrag på 10 miljoner US-dollar beräknar Globala miljöfonden "sina" kostnader för utsläpps begränsningar till 4,21 US-dollar/ton CO₂.

Över hälften av utsläppsreduktionerna förväntas dock komma från olika åtgärder på efterfrågesidan för att minska förbrukningen. Dessa är ofta svåra att genomföra även om förbrukarna ges rätt incitament i form av att betala hela kostnaden av den faktiskt levererade värmen. Såsom understryks i Martinaitis (1999) har dessutom flertalet människor i Litauen som har genomfört energisparande åtgärder i hemmet valt att öka rumstemperaturen, och hushållens totala förbrukning har därför påverkats lite. Detta innebär att en stor del av utsläppsreduktionen inte kommer att ske även om åtgärderna genomförs som planerat. Det är inte klart i vilken omfattning man tagit hänsyn till sådana effekter i projektet. I ett projekt för Gemensamt genomförande måste sådana effekter tas hänsyn till och inkluderas, vilket kan minska den potentiella utsläppsreduktionen och öka kostnaderna för utsläpps begränsningar allvarligt.

Sammanfattningsvis borde det finnas utrymme för vissa konkurrenskraftiga investeringar i Gemensamt genomförande inom Litauens fjärrvärmesystem. På grund av bristen på detaljerad statistik om utsläpp är det inte möjligt att bedöma den tekniska potentialen för sådana investeringar.

Insamling och användning av deponigas

Enligt FCCC (2000 c) produceras ca. 4 miljoner ton kommunalt avfall årligen i Litauen. Av de ungefär 1 000 avfallsdeponierna var endast 266 i bruk under 2000, resten var öppna soptippar. De flesta kommunala avfallsdeponier är bristfälligt utformade och anlagda, särskilt på landsbygden. Många avfallsdeponier är gamla övergivna grustäkter, vissa av dem redan fulla. Man håller på att utveckla bestämmelser för lokalisering av sådana platser.

Enligt Rådets direktiv 1999/31/EG om deponering av avfall skall metangas från befintliga och nya deponier samlas in och användas, eller brännas. Litauen skulle vara tvungen att anpassa sig till detta direktiv som ett villkor för ett kommande EU-medlemskap. Detta skulle kunna påverka additionaliteten av att tillämpa metangas som projekt för Gemensamt genomförande.

1999 antog regeringen en nationell strategi och handlingsplan om avfallshantering ("National Strategy and Action Plan on Waste Management") för perioden till 2005. Denna bygger på lagen om avfallshantering ("Law on Waste Management") från 1998. Strategin innehåller inte bara villkoren för att genomföra EG-krav utan även ytterligare åtgärder. Dessa villkor utvecklas vidare. Strategin antas skära ned på antalet avfallsdeponier i drift till ca. 200 år 2005, och att vissa specialiserade deponier anläggs.

Enligt FCCC (2000 c) har insamlingen av deponigas från befintliga avfallsdeponier ännu ej påbörjats. 2000 var endast en avfallsdeponi utrustad med ett system för insamling och behandling av lakvatten som kan anses vara kompatibelt

med EG-kraven. Enligt en tidigare undersökning bedöms att ca. 40 miljoner m³ metan i deponier per år är utvinningsbart, motsvarande ett termiskt värde på 150 TJ. Om man antar en densitet på 0,7168 kg/m³ metan (ECON 1995) innebär detta att ungefär 600 000 ton koldioxidekvivalenter är insamlingsbara. Detta verkar lågt jämfört med utsläppen på ca. 3,2-3,4 miljoner ton CO₂ från samtliga avfallsdeponier.

Även om flera projekt kommer att genomföras som ett led i uppfyllandet av strategin och som anpassning till EG-kraven tror vi att det borde finnas ett betydande antal projekt som kan vara behöriga för Gemensamt genomförande på grund av bristande finansiering. Investeringar i Gemensamt genomförande skulle kunna bidra till att pådriva denna verksamhet. Eftersom insamling och användning av deponigas inte har kommit lika långt i Litauen som i de övriga baltiska länderna borde det finnas en större potential här än i övriga länder. Särskilt vid gamla avfallsdeponier som ej längre är i bruk kan man inte förvänta sig någon större aktivitet från myndigheternas sida vad gäller insamling av gas från avfallet. Det faktum att de flesta av dessa deponier är små kan dock försvåra genomförandet och öka kostnaderna.

Så långt som vi känner till finns inga kostnadsuppskattningar för insamling och användning av deponigas i Litauen. Kostnader för liknande projekt i övriga baltiska länder kan dock ge en indikation på kostnadsnivån. Insamlingsprojektet för deponigas i Lettland som genomförs av Världsbankens prototyp för en internationell klimatfond indikerar att kostnaderna ligger inom spannet 4-6 US-dollar per ton reducerade koldioxidekvivalenter (WB, 2000). I dessa kostnadsuppgifter ingår vinsten från försäljning av el men inga potentiella utsläppsreduktioner från ersatt elektricitet. I ECON (1998) beräknas att investeringar i insamling av gas vid norska avfallsdeponier kostar mellan 2 och 12 US-dollar per ton koldioxidekvivalenter (genomsnittlig kostnad ca. 5 US-dollar/ton CO₂) även om vinsten från användning av gasen inte är inräknad. Dessa kostnadsuppgifter indikerar att insamling av deponigas kan vara ett mycket billigt alternativ även i Litauen.

Minskning av utsläpp från industrikällor

De viktigaste källorna till utsläpp av växthusgaser vid industriprocesser är tillverkning av cement, kalk och tegel. Utsläpp från dessa industrier skall enligt beräkningarna i den första nationalrapporten (1998) ha minskat med 70 procent från 1990 till 2000 på grund av minskad efterfrågan på byggmaterial. Enligt FCCC (2000 c) förväntades dock utsläppen från dessa industrier ha minskat med 30 procent. Detta tyder på en stor osäkerhet om den faktiska verksamhets- och utsläppsnivån.

Enligt FCCC (2000 c) har industrin gjort flera ansträngningar för att minska energikostnaderna. Regeringen har bidragit till att införa renare produktion som en del av 1996 års nationella miljöstrategi och handlingsprogram (National Environmental Strategy and Action Programme), och driver ett centrum för förhindrande av förorening (Pollution Prevention Centre). Flera projekt som

skulle reducera utsläppen av växthusgaser har identifierats och över hälften av dessa har en återbetalningstid på mindre än två år. Den litauiska miljöfonden (Lithuanian Environmental Fund) är verksam sedan 1999 för att finansiera sådana projekt. Flera nordiska finansieringskällor har bidragit till finansieringen, främst för uppbyggnad av kompetens.

Av dessa identifierade projekt kan vissa vara behöriga för Gemensamt genomförande om brist på finansiering försenar genomförandet. Det kan även finnas andra potentiella projekt som ännu inte har identifierats. På grund av bristen på tillräckliga uppgifter har det inte varit möjligt att gå in närmare på detta.

E Polen

Tabell E.1 Landfakta och indikatorer - Polen

ÅR: 1999	Polen	Sverige
Utsläpp av växthusgaser 1988 (Mt CO ₂ -ekviv.)	565,2	70,6
Utsläpp av växthusgaser 1999 (Mt CO ₂ -ekviv.)	386,2	69,4
Befolkning (miljoner)	38,7	8,9
Bruttonationalprodukt (miljarder USD 1995)	157,0	267,3
Primär energitillförsel (PJ)	3909,7	2139,2
Skogsareal	28%	52%
Utsläpp av växthusgaser per capita 1999 (ton CO ₂ -ekvivalenter)	10,4	7,8
Bruttonationalprodukt per capita (i 1000 USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	8,7	22,1
Kolintensitet i energitillförseln (t CO ₂ per TJ)	79,3	22,5
Kolintensitet i bruttonationalprodukten (kg CO ₂ per USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	0,9	0,3
Kolintensitet i elproduktionen (gCO ₂ per kWh)	662,8	40,4

* Utsläppen av växthusgaser anges för Sveriges del för åren 1990 och 2000,

Källa: Nationalrapporter och inventeringar ingivna till UNFCCC, IEA:s CO₂-statistik 2001

E.1 Utsläpp av växthusgaser

Totala utsläpp av växthusgaser och huvudkällor visas i tabell E.2.

De totala utsläppen av växthusgaser minskade med ca. 32 procent mellan 1988 och 2000. Den huvudsakliga minskningen skedde före 1990 på grund av reducerad ekonomisk verksamhet. Sedan 1997 har den totala utsläppsmängden börjat minska igen trots ganska stadig ekonomisk tillväxt. Den totala utsläppsmängden år 2000 var 10 procent under 1997 års nivå.

Tabell E.2 **Utsläpp av växthusgaser 1988 och 2000, miljoner ton CO₂-ekvivalenter**

Gas och källa	1988	2000
CO₂-utsläpp totalt	476,6	314,8
Energianvändning	463,0	302,0
Energisektorn	260,5	176,3
Industri	63,0	52,1
Transport	28,2	28,2
Övriga sektorer*	111,2	45,9
Industriprocesser	13,6	12,3
Mineralprodukter	12,0	10,6
Kemisk industri	0,0	1,3
Metallproduktion	0,7	0,5
Övrig produktion	0,8	0,0
Metan	66,0	45,9
Avfall	20,3	18,6
Jordbruk	18,1	9,9
Energi (flyktiga utsläpp och bränsleförbränning)	27,5	17,4
Kväveoxid	21,8	23,9
Förbränning av bränslen	2,2	2,2
Industriprocesser	6,2	4,3
Jordbruk	13,4	16,5
Avfall	0,0	0,8
Industrigaser**	0,8	1,6
Utsläpp av växthusgaser totalt	565,2	386,2

* Jordbruk, skogsbruk, fiske, hushåll, handel, tjänster.

** 1995 har valts som basår för industrigaser.

Källa: Institute of Environmental Protection (2002)

CO₂-utsläpp stod för 84 procent av de totala utsläppen av växthusgaser 1988. Fram till 2000 sjönk andelen något till 82 procent. Andelen CO₂-utsläpp från förbränning av bränslen var oförändrad under samma period medan industriprocesser minskade över 70 procent. Produktion av el och värme är den huvudsakliga källan och står för över 55 procent av de totala CO₂-utsläppen.

Metan står för 12 procent av de totala utsläppen av växthusgaser. De huvudsakliga källorna är avfallsdeponier och flyktiga utsläpp från kolgruvor, som stod för 37 respektive 26 procent av de totala utsläppen av metan under 2000.

I Kyotoprotokollet åläggs Polen att minska utsläppen av växthusgaser med 6 procent under 2008–2012 jämfört med 1988, dvs. en nivå på 531,3 miljoner ton koldioxidekvivalenter.

Tabell E.3 CO₂-utsläpp per energikälla, miljoner ton CO₂

	1988	1999
Vätskeformiga fossila bränslen	40,4	54,3
Tung eldningsolja	10,1	7,6
Dieselolja	18,8	23,3
Bensin	9,3	17,7
Kerosen (flygfotogen/annan)	0,0	0,8
Gasol (LPG)	0,5	3,0
Övriga oljeprodukter (nafta, smörjmedel osv.)	1,6	2,0
Fasta fossila bränslen	342,1	219,0
Kol	256,4	158,3
Lignit (kol, koks, briketter)	85,6	60,8
Gasformiga fossila bränslen	44,8	31,1
Naturgas	19,9	19,8
Koksugns gas	5,5	2,9
Masugns gas	18,5	6,7
Raffinaderigas	0,9	1,7
Fossila bränslen totalt	427,2	304,4

Källa: IEA (2001), ECON.

Tabell E.3 visar att den allmänna minskningen av CO₂-utsläpp framförallt beror på minskad användning av kol och brunkol. Sedan 1988 har CO₂-utsläppen från fasta bränslen minskat med över 120 miljoner ton. Fasta bränslen är dock fortfarande den mest dominerande energikällan med avseende på CO₂, och står för 72 procent av de totala utsläppen från energianvändning under 1999.

E.2 Nuvarande energitillförsel

Energitillförseln i Polen är mycket beroende av värmekraftverk som eldas med kol och brunkol samt ett välutvecklat fjärrvärmesystem. Polen har stora inhemska förekomster av kol och brunkol och är en viktig exportör av kol. Landet har även vissa förekomster av olja och naturgas. Förnybara energikällor är i stort sett outnyttjade.

Under det senaste decenniet har energiförsörjningen gått över till fossila bränslen med mindre kolhalt. Trots att andelen förnybara energikällor har ökat inom den primära energiförsörjningen täcker fossila bränslen fortfarande 96 procent av energibehoven. Andelen kol, den huvudsakliga energikällan, har minskat från 76 procent 1990 till 65 procent under 1999. Olja har ersatt mycket av den minskande andelen kol på grund av ökad förbrukning inom transportsektorn.

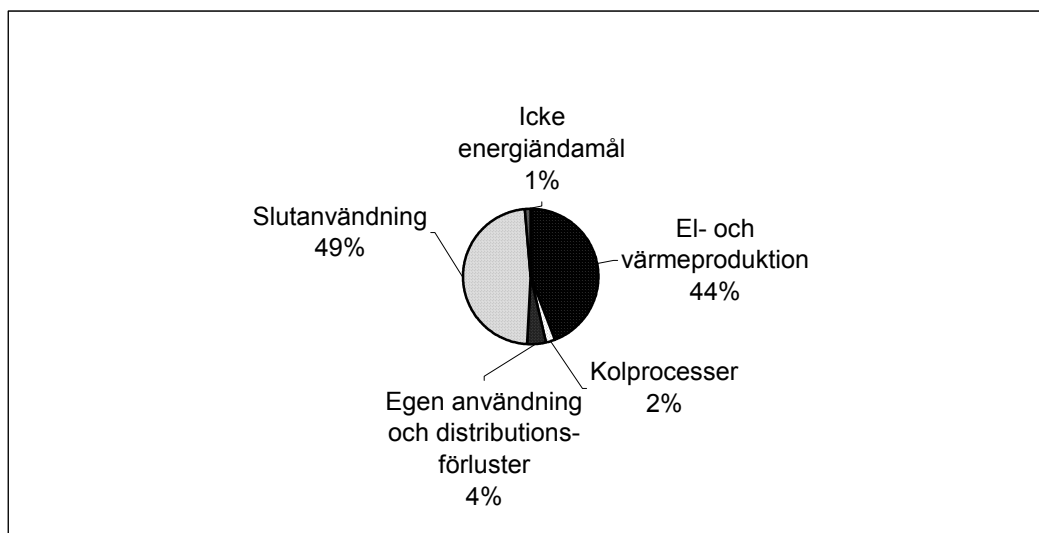
Tabell E.4 Primär energitillförsel, procent

	1990	1999
Kol	76%	65%
Olja	13%	21%
Naturgas	9%	10%
Kärnkraft	0%	0%
Vattenkraft	0%	0%
Övriga förnybara och avfall	2%	4%
Handel med el	0%	0%
Totalt	100%	100%
Andel inhemska källor	100%	90%

Källa: IEA (2001).

Övergången från inhemskt kol till importerad olja har lett till ett ökat importberoende. Sedan 1990 har andelen inhemska källor minskat från 100 procent till 90 procent.

Figur E.1 Användning av primärenergi under 1999, procent



Källa: IEA (2001), ECON.

Polen är den största kraftproducenten i Central- och Östeuropa. Den totala installerade elkapaciteten i Polen var 34 587 MW under 2000, och produktionen 145 TWh. Nettoexporten av el har ökat stadigt från ca. 1 TWh år 1990 till över 6 TWh år 2000.

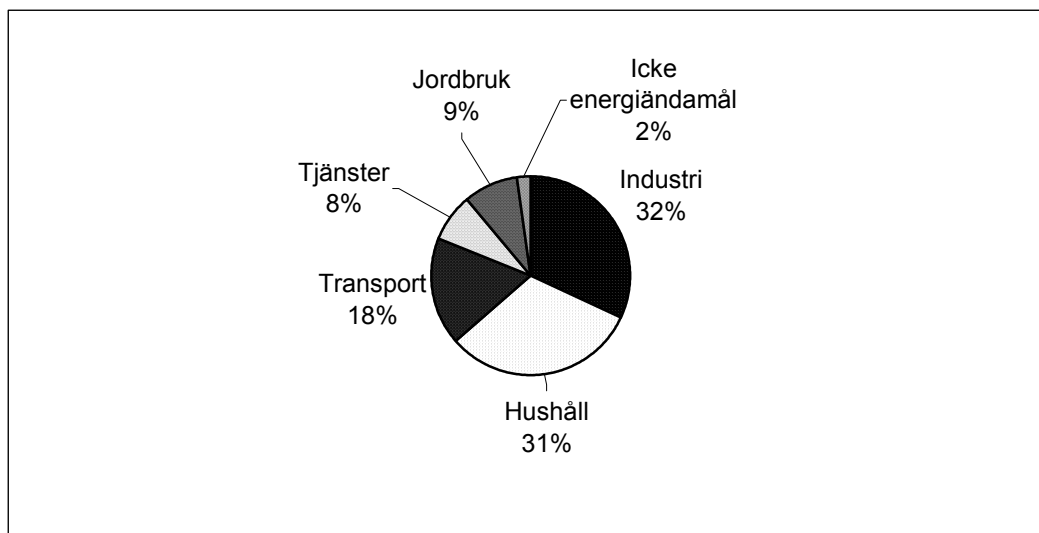
Elförsörjningen sker mestadels från offentliga värmekraftverk som står för ca. 86 procent av den totalt installerade kapaciteten. Industriell kraftvärme och andra självförsörjande enheter står för ca. 8 procent, och vattenkraft för de återstående 6 procenten.

Allmännyttig energiförsörjning är mycket koldioxidintensiv med 60 procent av den installerade kapaciteten i stenkol och 37,5 procent i brunkol. Den återstående

andelen, 2,5 procent, utgörs av naturgas och vattenkraft, OECD (2001).
Ca. 17 procent av den offentliga värmekapaciteten består av kraftvärmeverk.

Över hälften av Polens värmebehov täcks via fjärrvärmenät. I stadsområden ökar denna andel till 75 procent och Warszawas fjärrvärmenät är världens största. Offentliga verk stod under 1997 för 87 procent av försörjningen, KAPE (2000) Slutförbrukningen av energi ökade mer än 10 procent från 1990 till 1996, men minskade under de följande åren till knappt under 1990 års nivå. Industrins andel minskade från 42 procent år 1990 till 32 procent år 1999, medan såväl transport som jordbruk ökade sina andelar från 12 till 18 procent respektive från 5 till 9 procent, se figur E.2. Intressant nog minskade faktiskt tjänstesektorns andel av slutförbrukningen av energi från 9 procent 1990 till 8 procent under 1999. Stora industriella energiförbrukare finns framförallt inom järn- och ståltillverkning (5 procent av total slutförbrukning), kemi (10 procent av total slutförbrukning) och mineraler (4 procent av total slutförbrukning).

Figur E.2 Slutförbrukning av energi per sektor 1999, procent



Källa: IEA (2001).

E.3 Prognoser för utsläpp av växthusgaser

I Polens tredje nationalrapport till UNFCCC, Ministry of Environment (2001), presenteras de senaste prognoserna av utsläpp av växthusgaser.

Scenariernas egenskaper

Prognoser presenteras för perioden fram till 2020. Huvudfokus ligger på CO₂-utsläpp från bränsleförbränning där två scenarier har utvecklats, ett referensscenario och ett passivt scenario.

Prognoserna ger endast en begränsad uppfattning om den förväntade utvecklingen av de totala utsläppen av växthusgaser. Allmänt görs inga prognoser av metanutsläpp, och prognoser av utsläpp av kväveoxid baseras på olika grundläggande antaganden och egenskaper. I nationalrapporten görs inga försök att dra några

slutsatser om den förväntade utvecklingen av de totala utsläppen av växthusgaser som inkluderar alla huvudkällor.

Referensscenariot för CO₂-utsläpp bygger på genomförda och antagna strategier och åtgärder, och förutsätter omfattande omstruktureringar inom ekonomin och energiförsörjningen. Grundläggande antaganden är:

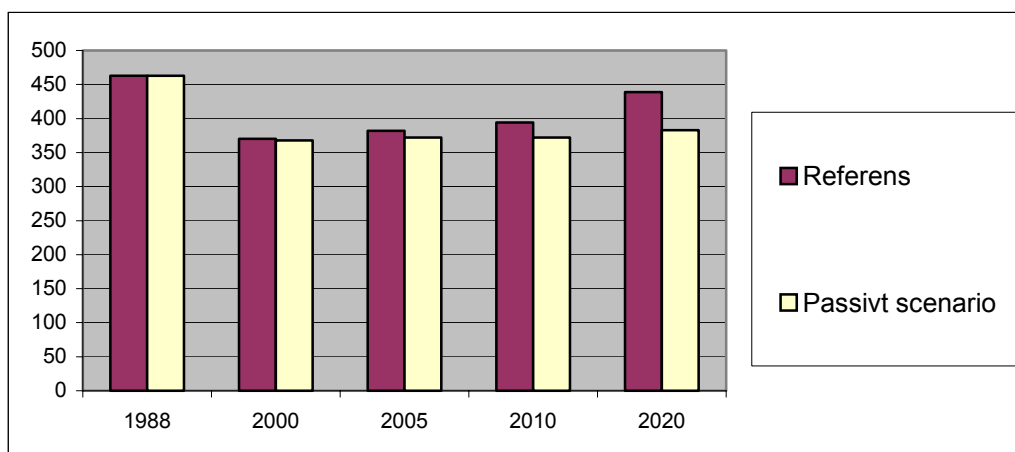
- hög årlig ekonomisk tillväxt på 6,2 procent till 2010 och 4,8 procent till 2020,
- Polen ansluter sig till EU före 2005,
- efterfrågan på primäre energi ökar med i genomsnitt 1 procent årligen på grund av omstruktureringar och förbättringar av energieffektiviteten, samt
- byte av bränslen för energiförsörjning till bränslen med lägre koldioxidhalt (flytande bränslen ökar från 16 procent 1996 till 24 procent under 2020, och naturgas ökar från 9 till 22 procent under samma period).

I det passiva scenariot antas en lägre ekonomisk tillväxt, högre arbetslöshet och en negativ handelsbalans under perioden. Den årliga tillväxten är 3,5 procent till 2010 och 4,2 procent till 2020.

Sammanfattning av prognoserna

Även om prognoserna i den tredje nationalrapporten inte är heltäckande tyder de på att Polen kommer att kunna uppfylla sina åtaganden enligt Kyotoprotokollet. I båda scenarierna minskar CO₂-utsläppen från förbränning av bränsle under 2010 långt mer än de begärda 6 procenten, figur E.3.

Figur E.3 Prognos av CO₂-utsläpp från förbränning av bränsle, miljoner ton CO₂



Källa: Ministry of the Environment Miljödepartementet) (2001).

I det passiva scenariot är CO₂-utsläppen under 2010 20 procent lägre än 1988 års nivå, och även med intensiv ekonomisk omstrukturering och privatisering i referensscenariot reduceras utsläppen med 15 procent. Förväntade utsläppsreduktioner är inte jämnt fördelade. I referensscenariot förväntas de allmännyttiga energiproducenterna överskrida sina utsläppsnivåer från 1988 på 160 miljoner ton CO₂ med över 40 miljoner under 2020.

Prognoserna tyder på ett stort överskott av utsläppsrätter på mellan 40 och 60 miljoner ton CO₂ under åtagandeperioden. För närvarande antar vissa polska experter att denna siffra kan vara så hög som 100 miljoner ton.

E.4 Möjliga områden för Gemensamt genomförande

Prognoserna över utsläpp av växthusgaser i den tredje nationalrapporten ger ingen tydlig indikation om områden och möjligheter för Gemensamt genomförande i Polen.

Polen är dock redan inblandat i flera projekt för Gemensamt genomförande med Nederländerna, Norge, Finland, Kanada och Världsbankens prototyp för en internationell klimatfond. Polen har också varit aktivt under pilotfasen för Gemensamt genomförande. Tillsammans med den mycket koldioxidintensiva energiförsörjningen i Polen ger dessa projekt viss vägledning om möjligheterna för Gemensamt genomförande. De olika områdena beskrivs i följande avsnitt.

Polen har generellt betydande möjligheter för Gemensamt genomförande, till låga kostnader. Att byta bränsle från kol till naturgas och förnybara energikällor innebär stora potentiella utsläppsreduktioner, möjligen över 15 miljoner ton om året till en kostnad mellan 1 och 14 US-dollar per ton CO₂. Även för deponigasprojekt uppgår den tekniska potentialen till flera miljoner ton. Deponiprojekt genomförs dock redan utan Gemensamt genomförande, och det finns indikationer på att kostnaden för utsläppsreduktioner kan vara negativa. Möjligheterna för ytterligare deponiprojekt kommer därför att vara något begränsade.

Den polska regeringens strategi och prioriteringar för Gemensamt genomförande är ytterligare en faktor som påverkar möjligheterna för sådana projekt. Polen har upprättat ett antal kriterier som måste uppfyllas av projekt som skall godkännas för Gemensamt genomförande. Efter att den nya regeringen tillträdde i fjol har oklarhet uppstått om prioriteringarna i samband med Gemensamt genomförande. Frågan om Polen kommer att föredra handel med utsläppsrätter framför Gemensamt genomförande har också uppkommit. Nederländerna lade två projekt för Gemensamt genomförande för att bygga kapacitet på is, uppenbarligen på grund av dessa oklarheter. Den polska regeringen förväntas inom några månader utveckla en strategi för att uppfylla Kyotoåtagandena och möjliga riktlinjer för Gemensamt genomförande. Beroende på resultatet kan möjligheterna för Gemensamt genomförande i Polen förändras avsevärt.

Effektivitetsförbättringar i värmekraftverk

Aktuell situation

Polens elsektor är som tidigare nämnts mycket beroende av koleldade kraftverk, och många drivs med föråldrad teknik.

I mitten av nittiotalet lanserades i Polen ett betydande investeringsprogram som finansierades med hjälp av banklån med lång löptid. Trots investeringsprogrammet är vissa kraftverk i behov av ytterligare restaurering. I OECD (2001)

uppskattas investeringsbehovet till 50 miljarder US-dollar, vilket omfattar investeringar i ny kapacitet för att täcka efterfrågan som regeringen antar kommer att stiga med över 50 procent till 2020. Förnyelse av sektorn för att uppfylla EU-krav uppskattas leda till investeringsbehov på ca. 15 miljarder US-dollar till 2010.

Privatisering anses vara den huvudsakliga vägen för att modernisera och effektivisera elsektorn. Regeringen avser att sälja andelar i de 55 kraftverken och kraftvärmeverken och de 33 distributionsföretagen. Privatiseringen har försenats och i slutet av 2001 hade två kraftverk, fem kraftvärmeverk och ett distributionsföretag privatiserats.

Energilagen (Energy Law) från 1997 innebär en avreglering av marknaden liknande den i EU, inklusive en tidsplan för att successivt låta konsumenter fritt välja leverantör. För närvarande kan företag med en årlig elförbrukning över 40 GWh välja leverantör. Leverantörsavtal med långa löptider och köptvång av el från kraftvärmeverk hämmar dock marknaden. Endast 1,5 procent av den totala elproduktionen handlas på marknaden och priserna på den polska kraftbörsen är för närvarande mycket högre än på motsvarande börser i Västeuropa.

Alternativ för Gemensamt genomförande

Den största delen av Polens elproduktionskapacitet på ca. 34 000 MW är i stort behov av modernisering eller måste bytas ut. Kapacitet på upp till 20 000 MW kräver restaurering och 3 500 MW måste läggas ned till 2005, KAPE (2000). Samtidigt eldas de 55 stora centrala kraftverken och kraftvärmeverken med kol, och dessa verkan står för ca. 97 procent av den totala kraftproduktionen. CO₂-utsläppen från dessa kraftverk var ca. 160 miljoner ton under 1998. Denna siffra kan enligt prognoserna i tredje nationalrapporten öka till över 200 miljoner ton 2020.

Allt detta tyder på en stor potential för utsläppsreduktioner inom den polska elsektorn, och en stor potential för projekt för Gemensamt genomförande. Vi har inte funnit några uppskattningar av potentiella utsläppsreduktioner, men tekniskt sett kan de vara så stora som 60-80 miljoner ton CO₂ bara genom att övergå till naturgas. Flera faktorer verkar begränsa potentialen avsevärt såsom utreds nedan.

Att byta bränsle från kol till naturgas har hittills främst genomförts vid mindre anläggningar och inte vid stora centrala kraftverk. Övergång till naturgasbaserad kapacitet är dock en del i regeringens långsiktiga strategi. Även om regeringsstrategin tas med i den tredje nationalrapportens prognoser kan additionaliteten av projekt för Gemensamt genomförande ifrågasättas. Utöver detta kan avreglering av energimarknaden stärka naturgasens konkurrenskraft gentemot inhemsk stenkol. I det fallet vore naturgas ett troligare alternativ för referensbanan för projekt för Gemensamt genomförande. Europeiska kommissionen anmärker i sin rapport från 2001 om framsteg mot anslutning att Polens kolsektor fortfarande befinner sig under internationell standard vad gäller konkurrenskraften.

En ytterligare faktor är skyddet av gruvindustrin. Trots reformer av stenkolsbrytningen som försöker göra industrin konkurrenskraftig genom att lägga ned icke lönsamma gruvor och avsevärt begränsa brytningen av stenkol anses kol ändå utgöra en stor andel av framtidens energiförsörjning. Det finns inga planer på att begränsa brytningen av brunkol eftersom detta är den mest konkurrenskraftiga energikällan, och de gruvor som är i drift kommer att ge avkastning de kommande 20 till 50 åren, Karaczun et al (2002). Vidare är termisk kraftkapacitet belägen i anslutning till den huvudsakliga förekomsten av brunkol i Polen.

Tillämpning av direktiven om stora förbränningsanläggningar och IPPC är ytterligare en faktor som kan begränsa möjligheterna för Gemensamt genomförande. Stora investeringar i avsvavling genomfördes på nittioalet, vilket ledde till minskade utsläpp av SO₂ och NO_x. Övergång till stenkol av högre kvalitet har bidragit till samma resultat. Utsläppen av SO₂ och NO_x är dock fortfarande höga och måste reduceras. Det är därför troligt att krav på projektens additionalitet kommer att begränsa möjligheterna för Gemensamt genomförande, särskilt eftersom Polen inte har beviljats några övergångsbestämmelser för att genomföra Direktivet om stora förbränningsanläggningar. IPPC-direktivet har troligen inte så stor inverkan på grund av den övergångstid som Polen beviljats.

Även om man tar hänsyn till dessa faktorer verkar projekt för Gemensamt genomförande inte helt och hållet omöjliga om de förbättrar effektiviteten eller leder till att man byter till mindre kolhaltiga bränslen vid det stora värmekraftverket Potential för Gemensamt genomförande på flera miljoner ton CO₂ i form av några stora och billiga projekt borde kvarstå.

Förnybar elektricitet

Förnybara energikällor utgör endast en obetydlig del av den primära energiförsörjningen i Polen. Elproduktion från förnybara energikällor är nästan helt begränsad till vattenkraft. Samtidigt uppskattas den tekniska potentialen för förnybar energi vara ganska stor enligt flera undersökningar, i storleksordningen 30-100 procent av den totala förbrukningen av primärenergi.

Kostnaden för utsläppsreduktioner tenderar till att vara ganska låga. Det typiska spannet är 1-10 US-dollar per ton CO₂. De senaste åren har det funnits ett växande intresse för förnybara energikällor och det har initierats projekt inom småskalig vattenkraft, biomassa och vindkraft. De två polska miljöfonderna, Nationella fonden för miljöskydd och vattenförvaltning (National Fund for Environmental Protection and Water Management) och ECOFUND, har under det sena nittioalet finansierat projekt inom samtliga tre områden, Ministry of Environment (2001).

Ministry of Economy utfärdade under 2000 en förordning om köptvång av el och värme från förnybara energikällor och kraftvärmeverk. Förordningen ålägger eldistributionsföretagen att till 2010 säkerställa att inte mindre än 7,5 procent av den årliga elförsäljningen skall komma från förnybara energikällor. Ministerrådet har bekräftat detta mål och bestämt att andelen skall öka till 14 procent till 2020.

Vattenkraft

Det finns för närvarande 125 vattenkraftverk som ägs av större energibolag, och ungefär 300 privata små vattenkraftverk. Den totala installerade kapaciteten i de stora vattenkraftverken (över 5 MW), av vilka flertalet är pumpkraftstationer, är 1865 MW, och kapaciteten i små vattenkraftverk (mindre än 5 MW) är 160 MW. Totalt producerar vattenkraftsektorn i Polen ca. 2043 GWh årligen.

Den totala tekniska potentialen för Polens floder uppskattas till nästan 12 000 GWh/år enligt Dansk Energi Management (2000). För den småskaliga vattenkraftsektorn (upp till 5 MW) antas att över 1000 små kraftverk med en total installerad kapacitet på över 200 MW kan rustas upp eller anläggas inom de närmaste åren. Att använda koleldad elproduktion som referensbana kan ge utsläppsreduktioner på maximalt 1,25 miljoner ton CO₂.

Kanada har beslutat projekt för Gemensamt genomförande inom småskalig vattenkraft med Polen. Ett projekt omfattar tre kraftverk med en kapacitet på ca. 1,3 MW vardera. Dessa projekt bedöms reducera utsläppen med totalt 25 000 ton årligen. Priset på 14 US-dollar per ton CO₂ är ganska högt jämfört med andra projekt för Gemensamt genomförande i Polen.

Vindkraft

1999 var endast 11 nätanslutna vindkraftverk i drift i Polen. Den totala installerade kapaciteten av dessa vindkraftverk var 3 MW med en elproduktion på 5,9 GWh. Utöver detta finns upp till 50 småskaliga vindturbiner som inte är anslutna till nätet och som producerar ungefär 0,1-0,2 GWh årligen.

Enligt Dansk Energi Management (2001) är den tekniska potentialen för vindkraft i Polen ca. 10 000 GWh med en ekonomiskt genomförbar potential upp till 1300 MW. Vindkraft förväntas utvecklas främst i nordvästra Polen.

Inom det nederländska programmet Erupt har ett projekt för Gemensamt genomförande beslutats för att anlägga en vindpark på 60 MW i Skrobotowo. De årliga utsläppsreduktionerna uppskattas till 130 000 ton CO₂ och man antar en referensbana där elen i annat fall skulle ha producerats i ett koleldat värmekraftverk. Kostnaden för utsläppsreduktionsenheterna ligger på en relativt konkurrenskraftig nivå med 8 US-dollar per ton CO₂. I en expertundersökning för miljöministeriet uppskattar Wisniewski (2000) att kostnaden för utsläppsreduktioner från vindkraft är 7 US-dollar per ton.

Utgående från den utsläppsreduktion som det nederländska projektet för Gemensamt genomförande bedöms uppnå finns en möjlig potential för Gemensamt genomförande inom vindkraft på minst 2,5 miljoner ton. En faktor som begränsar potentialen är det nationella målet för att öka andelen el som producerats med förnybara energikällor. Om det inte finns tillräckligt stöd utan Gemensamt genomförande kan projekt fortfarande bedömas som additionella. Såsom påpekas i Wisniewski (2000) finns vidare hinder för en mer omfattande tillämpning av vindkraft i och med att köptvånget inte gäller för installationer över 5 MW. Detta

skulle dock kunna vara en faktor som gör att vindkraftprojekt verkligen är additionella.

Biomassa

Wisniewski (2000) uppskattar att den tekniska potentialen för användning av biomassa i Polen är så hög som 895 PJ eller över 20 procent av den primära energiförsörjningen. Potentialen består av ved, oanvänt träavfall från industrin och halm. Den befintliga användningen av biomassa begränsas nästan helt till mindre fjärrvärmestationer (upp till 7 MW) och små vedpannor upp till 60-80 kW. Vi har endast funnit begränsad information om möjligheterna och kostnaden för att använda biomassa i kraftvärmeverk, men antar att större projekt antagligen inte är ekonomiska på grund av transportkostnader för biomassan. I Karaczun et al (2002) påpekas att användning av biomassa inom kraftproduktion har skett till ett pris på 1 US-dollar per ton CO₂. Småskaliga värmeverk innebär också konkurrenskraftiga alternativ med priser så låga som 2 US-dollar per ton CO₂, och vi rekommenderar att denna möjlighet undersöks närmare.

Fjärrvärmesystem och pannor

Fjärrvärme

Fjärrvärmesystem är i drift i ungefär 800 städer i Polen. Fjärrvärmestationer och kraftvärmeverk står för 15 procent av den totala primära energiförsörjningen och innebär betydande möjligheter för Gemensamt genomförande. De mest intressanta alternativen är att omvandla rena värmepannor till kraftvärme, och byte av bränsle från kol till naturgas eller förnybara energikällor.

Det finns ingen lättillgänglig information om den möjliga potentialen inom dessa områden. Befintliga projekt ger dock en uppfattning om alternativens storlek och kostnad.

Finland har beslutat ett projekt för Gemensamt genomförande i staden Elblag. Ett nytt kraftvärmeverk som är baserat på gaseldade turbiner och pannor kommer att ersätta den befintliga koleldade pannan. Det nya kraftverket kommer att ha en elkapacitet på 10 MWh och en värmekapacitet på 17 MWt och bedöms minska utsläppen med 113 000 ton CO₂ årligen. Priset på utsläppsreduktionsenheterna nämns inte men kan antas vara låga med en total investering på 8,4 miljoner US-dollar.

Även ett projekt som ersätter ett kolbaserat värmeverk med ett geotermiskt system på 14 MWt håller på att genomföras, PCF (2002). En total utsläppsreduktion på 341 100 ton CO₂ förväntas under perioden 2003 till 2012 till ett pris på 3,5 US-dollar per ton. Att begränsa tiden för kreditering av utsläpp till mellan 2008 och 2012 ger ett pris på 6,7 US-dollar. Den tekniska potentialen för användning av geotermisk energi uppskattas till 1,512 PJ enligt Dansk Energi Management (2000). Wisniewski (2000) anger en betydligt mindre men ändå stor potential på 200 PJ.

Att byta bränsle till halm eller vedeldade pannor bedöms ge kostnader för utsläppsreduktioner på 2-6 US-dollar per ton CO₂ enligt Wisniewski (2000). De alternativ som analyseras är en 1 MW halmeldad panna och en 0,5 MW träfliseldad panna som båda ger utsläppsreduktioner på ca. 10 000 ton CO₂ årligen.

Pannor

Det finns ca. 1,5 miljoner små koleldade värmepannor med en kapacitet på mindre än 50 kWh vardera, ENVIROS (2002). Dessa pannor levererar värme till bland annat offentliga byggnader, skolor och sjukhus och utgör en betydande potential för byte av bränsle, precis som de stora industriella pannorna och fjärrvärme-stationerna. Det verkar dock finnas två nackdelar: möjliga projekt verkar inte vara ekonomiskt effektiva och det krävs sannolikt att man genomför samlingsprojekt för att hålla ner transaktionskostnaderna. Wisniewski (2000) tror att kostnaden för utsläppsreduktioner från små ved- och halmpannor är 15-25 US-dollar per ton CO₂ med en årlig utsläppsreduktion på ca. 4 000 ton.

Deponigas

I Polen finns en stor potential för utsläppsreduktioner från avfallsdeponier, till låga eller till och med negativa kostnader.

Metanutsläppen från avfallsdeponier motsvarade ungefär 17 miljoner ton CO₂ under 2000. Nästan 95 procent av det kommunala avfallet deponeras, vilket ständigt ökar de framtida metanutsläppen. Det finns ca. 1000 avfallsdeponier men endast 190 är i drift för närvarande. Deponigas insamlas och facklas eller används för kraftproduktion vid 17 avfallsdeponier. Vid en avfallsdeponi används insamlad gas för kombinerad värme och kraftproduktion, Ministry of Environment (2001).

Potentialen för projekt för Gemensamt genomförande är osäker med skulle kunna uppgå till flera miljoner ton CO₂ om året. Polen beviljades vid förhandlingarna om anslutning till EU en övergångsperiod på 3 år till 2012 för att uppfylla direktivet. Sannolikheten att projekt leder till additionella utsläppsreduktioner är därför mycket större.

Wisniewski (2000) bedömer att kostnaden för deponigasprojekt är mycket låg. Användning av insamlad gas för kraftproduktion bedöms ha negativa kostnader på -4,6 US-dollar per ton CO₂. Kombinerad värme- och kraftproduktion är också mycket attraktiv med en kostnad på 1 US-dollar per ton. De låga priserna leder till frågan ifall projekt inte skulle genomföras även utan intäkterna från Gemensamt genomförande. Med utgångspunkt i detta verkar det rimligt att stora anläggningar och anläggningar med hög metanhalt sannolikt inte klarar additionalitetsprovet. Kostnaden vid olika avfallsdeponier och antalet små och mindre produktiva avfallsdeponier måste undersökas närmare innan möjligheterna för additionellt Gemensamt genomförande kan bestämmas med större säkerhet.

F Rumänien

Tabell F.1 Landfakta och indikationer – Rumänien

ÅR: 1999	Rumänien	Sverige
Utsläpp av växthusgaser 1989 (Mt CO ₂ -ekviv.)	264,9	70,6
Utsläpp av växthusgaser 1997 (Mt CO ₂ -ekviv.)	144,8	69,4
Befolkning (miljoner)	22,5	8,9
Bruttonationalprodukt (miljarder USD 1995)	28,5	267,3
Primär energitillförsel (PJ)	1525,3	2139,2
Skogsareal	27%	52%
Utsläpp av växthusgaser per capita 1997 (ton CO ₂ -ekvivalenter)	6,4	7,8
Bruttonationalprodukt per capita (i 1000 USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	5,8	22,1
Kolintensitet i energitillförseln (t CO ₂ per TJ)	56,8	22,5
Kolintensitet i bruttonationalprodukten (kg CO ₂ per USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	0,7	0,3
Kolintensitet i elproduktionen (gCO ₂ per kWh)	358,2	40,4

* Utsläppen av växthusgaser anges för Sveriges del för åren 1990 och 2000,

Källa: Nationalrapporter och inventeringar ingivna till UNFCCC, IEA:s CO₂-statistik 2001,

F.1 Utsläpp av växthusgaser

Totala utsläpp av växthusgaser och huvudkällor visas i tabell F.3.

De totala utsläppen av växthusgaser har minskat med ca. 45 procent mellan 1989 och 1997. Minskningen beror på reducerad ekonomi på grund av övergången från centralplanerad ekonomi till marknadsekonomi. Internationella uppgifter om CO₂-utsläpp tyder på att minskningen har fortsatt under åren efter 1997, tabell F.3.

Tabell F.2 Utsläpp av växthusgaser 1989, 1994 och 1999, miljoner ton CO₂-ekvivalenter

Gas och källa/upptag	1989	1994	1997
CO₂-utsläpp totalt	194,8	125,6	104,5
Energianvändning	185,6	121,3	102,0
Stationära källor	177,7	113,6	
Energisektorn	89,2		
Industri	56,7		
Övriga sektorer*	31,8		
Transport**	7,9	7,7	
Industriprocesser	9,2	4,3	2,5
Metan	49,5	30,7	32,5
Avfall	5,1	4,8	4,9
Jordbruk	13,3	7,5	9,0
Energi (flyktiga utsläpp och bränsleförbränning)	31,1	18,4	18,6
Kväveoxid	20,6	7,8	7,8
Förbränning av bränslen	5,1	3,9	4,0
Industriprocesser	7,6	1,7	1,9
Jordbruk	7,8	2,1	1,9
Utsläpp av växthusgaser totalt	264,9	164,0	144,8

Observera: Utsläppen av metan och kväveoxider har omräknats med användning av faktorn för den globala uppvärmingspotentialen som den fastställs i Kyotoprotokollet.

* Jordbruk, skogsbruk, fiske, hushåll, handel, tjänster.

** Inklusivt internationella bunkers, exklusive transport på järnväg.

Källa: Ministry of Water, Forests and Environmental Protection (Departementet för vatten, skogar och miljöskydd) (1998), ECON.

CO₂-utsläpp stod för 74 procent av de totala utsläppen av växthusgaser under 1989. Andelen sjönk något till 72 procent under 1999. Andelen CO₂-utsläpp från förbränning av bränslen var dock oförändrad under samma period medan industriprocesser minskade över 70 procent.

Metan står för 20 procent av de totala utsläppen av växthusgaser. Den huvudsakliga utsläppskällan för metan är flyktiga utsläpp från energisektorn som stod för 50 procent av de totala metanutsläppen under 1997. Avfall stod för 15 procent vilket är en ökning från en andel på 10 procent år 1989. Industriavfall räknas inte med i de rapporterade utsläppen, FCCC(2001). Utsläppen är därför sannolikt avsevärt högre.

I Kyotoprotokollet åläggs Rumänien att minska utsläppen av växthusgaser med 8 procent under 2008-2012 jämfört med 1988, dvs. en nivå på 243,7 miljoner ton koldioxidekvivalenter.

Tabell F.3 CO₂-utsläpp per energikälla, miljoner ton CO₂

	1989	1999
Vätskeformiga fossila bränslen	40,9	23,6
Tung eldningsolja	21,6	10,3
Dieselolja	12,4	6,3
Bensin	5,2	3,9
Kerosen (flygfotogen/annan)	0,6	0,1
Gasol (LPG)	0,6	0,8
Övriga oljeprodukter (nafta, smörjmedel osv.)	0,5	2,3
Fasta fossila bränslen	53,2	21,0
Kol	10,6	0,1
Lignit (kol, koks, briketter)	42,6	21,0
Gasformiga fossila bränslen	93,9	36,7
Naturgas	75,0	30,5
Koksugns gas	1,1	0,4
Masugns gas	13,6	3,8
Raffinaderigas	4,1	1,9
Fossila bränslen totalt	188,1	81,8

Observera: För jämförbara år (1989 och 1997) avviker IEA:s uppgifter om CO₂-utsläpp mellan 5 och 8 miljoner ton från uppgifterna om Rumäniens utsläpp av växthusgaser såsom de rapporterats till UNFCCC.

Källa: IEA (2001), ECON.

Tabell F.4 visar att den allmänna nedgången av CO₂-utsläpp gäller samtliga stora fossila energikällor. Nedgången är särskilt markant för stenkol, naturgas och processgas från raffinaderier och järn- och stålindustrin. De dominerande energikällorna med avseende på CO₂ under 1999 var brunkol, naturgas och tung eldningsolja. Totalt stod dessa tre bränslen för 75 procent av CO₂-utsläppen från energianvändning.

F.2 Nuvarande energitillförsel

Energiförsörjningen i Rumänien är diversifierad och bygger på värmekraftverk som eldas med kol och naturgas, kärnkraft, vattenkraft samt ett utvecklat fjärrvärmesystem med kombinerad värme- och kraftproduktion. Rumänien har inhemska förekomster av kol, brunkol, olja, naturgas, biomassa och vattenkraft.

Tabell F.4 Primär energiförsörjning, procent

	1990	1999
Kol	21%	19%
Olja	29%	28%
Naturgas	46%	38%
Kärnkraft	0%	4%
Vattenkraft	2%	4%
Övriga förnybara och avfall*	1%	8%
Handel med el	1%	0%
Totalt	100%	100%
Andel inhemska källor	65%	77%

* En trefaldig ökning från 1995 till 1996 tyder på förändringar i redovisningsprinciper eller datainsamling. Den totala ökningen från 1990 till 1999 verkar vara en överuppskattning.

Källa: IEA (2001).

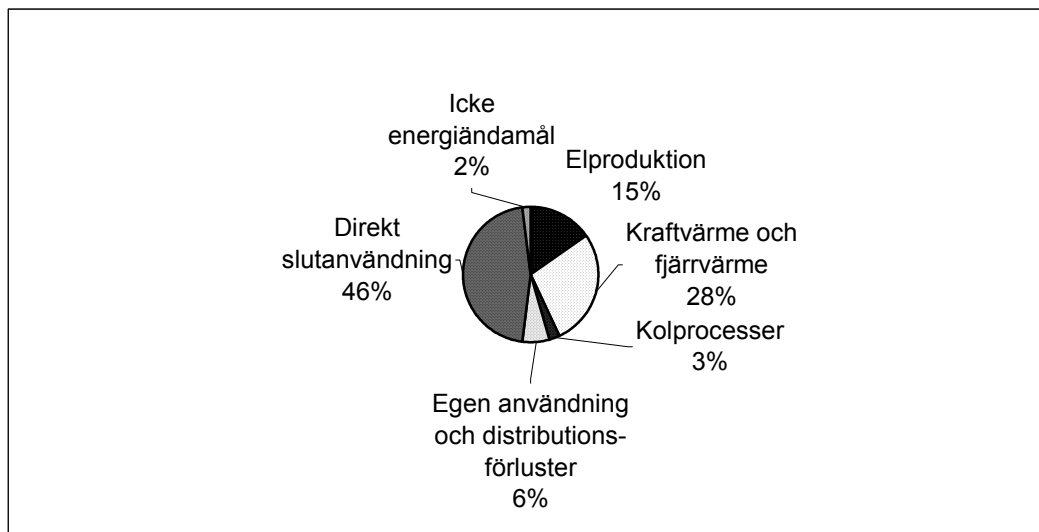
Under det senaste decenniet har energiförsörjningen blivit mer diversifierad såsom visas i tabell F.4. Anläggandet av kärnkraftverket i Cernavoda 1996 och ökad användning av vattenkraft och biomassa bidrog till detta. Fossila bränslen står dock fortfarande för över 80 procent av energibehovet. Samtidigt förbrukas gradvis de inhemska reserverna av naturgas, den huvudsakliga energikällan, och brist på investeringar minskade dess andel av den primära energiförsörjningen från 46 procent 1990 till 38 procent 1999.

Energikällornas diversifiering har bidragit till minskat importberoende. Sedan 1990 har andelen inhemska källor ökat från 65 procent till 77 procent.

Rumänien är fortfarande den största oljeproducenten i Central- och Östeuropa trots en stadig minskning av produktionen under de senaste 25 åren. Oljeproduktionen minskade till 125 000 fat per dag under 2001, 57 procent under produktionstoppen 1976 och mindre än hälften av den inhemska förbrukningen. På liknande vis har produktionen av naturgas minskat med nästan 65 procent sedan 1983.

Rumänien exporterar kol och har betydande förekomster av framförallt brunkol och subbituminöst kol.

Figur F.1 **Användning av primärenergi under 1999, procent**



Källa: IEA (2001), ECON.

Energiförsörjningen i Rumänien kännetecknas av fjärrvärmesystemens betydelse, omfattande användning av kraftvärme, och elproduktion baserad på kol och vattenkraft.

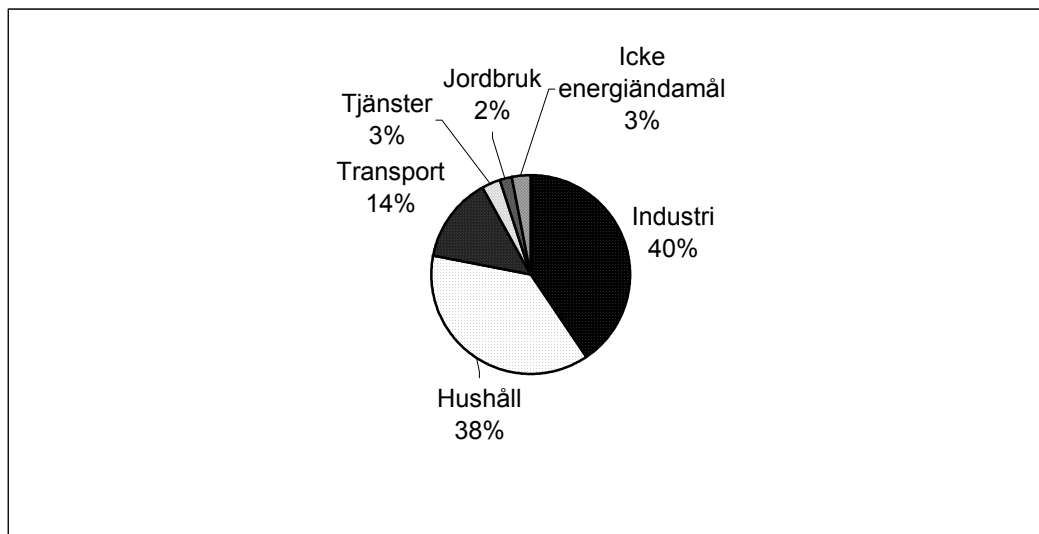
Den totala installerade elkapaciteten i Rumänien är 22 200 MW. 70 procent av kapaciteten utgörs av värmeverk, 27 procent av vattenkraft och resterande 3 procent av kärnkraft. Med en inhemsk elproduktion på 49 TWh under 1999 finns betydande överskottskapacitet, EIA (2001). Överskottet på produktionskapacitet har gjort Rumänien till en nettoexportör av el i konkurrens med bland annat Bulgarien. Nettoexporten av el var 4,2 TWh under 1999.

Av de producerade 49 TWh var 29 procent producerade vid koleldade värmekraftverk, 8 procent av olja, 17 procent av naturgas, 10 procent från kärnkraft och 36 procent från vattenkraftverk.

Totalt 251 städer har fjärrvärmenät som levererar värme och varmvatten till 30 procent av samtliga fastigheter i Rumänien. De flesta av näten försörjs av kraftvärmeverk. Kraftvärmeverk står för nästan 30 procent av den installerade elproduktionskapaciteten.

Slutförbrukningen av energi minskade med 45 procent mellan 1990 och 1999. Trots att industrins andel minskat från 56 procent 1990 stod industrin ändå för 40 procent av den totala slutförbrukningen av energi år 1999, se figur F.2. Stora energiförbrukare finns framförallt inom tillverkning av järn- och stål (10 procent av total slutförbrukning), kemi (12 procent av total slutförbrukning), mineraler (4 procent av total slutförbrukning) och maskinindustri (4 procent av total slutförbrukning).

Figur F.2 Slutförbrukning av energi per sektor 1999, procent



Källa: IEA (2001).

F.3 Prognoser för utsläpp av växthusgaser

I Rumäniens andra nationalrapport ingiven till UNFCCC, Ministry of Environment (1998), presenteras de senaste prognoserna av utsläpp av växthusgaser.

- BNP förväntas öka med 114 procent mellan 1995 och 2010 motsvarande en årlig tillväxt över 5 procent
- befolkningen minskar till 22 miljoner år 2010 från 22,8 miljoner invånare 1995
- de olika sektorernas bidrag till BNP förblir konstanta under perioden (industri 32 procent, jordbruk 21 procent, byggbranschen 7 procent, transport 10 procent, tjänster 30 procent)
- totalt två reaktorer är i drift vid kärnkraftverket Cernavoda
- användning av förnybara energikällor ökar över 60 procent mellan 2000 och 2010, och
- ungefär 1 300 MW kraftvärmekapacitet moderniseras och naturgas blir den viktigaste källan för värmeproduktion.

Det låga scenariot

I det låga scenariot antas en blygsam omstrukturering och modernisering av industrin. Andelen tung industri antas minska vilket bidrar till förbättringar av den genomsnittliga årliga energiintensiteten med 1,9 procent jämfört med 0,6 procent i referensscenariot.

Det höga scenariot

I det höga scenariot antas en högre grad av restaurering och användning av avancerad teknik inom industrin än i det låga scenariot, vilket leder till en årlig minskning av den totala energiintensiteten på 2,7 procent. I scenariot antas vidare:

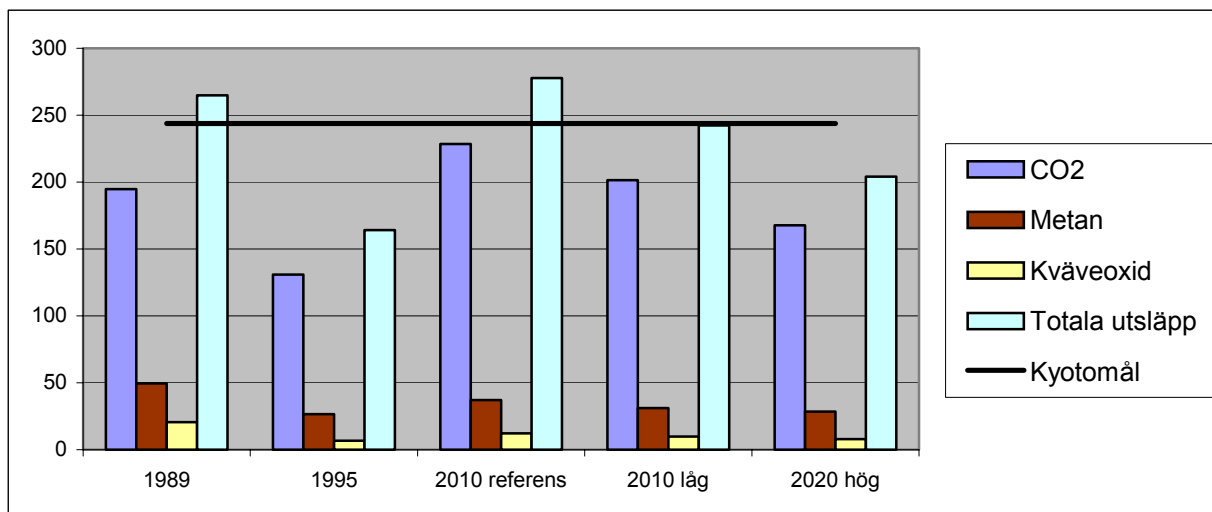
- ytterligare 455 MW industriella kraftverk och kraftvärmeverk under 2010
- 20 procents minskning av värmeförlusterna i fjärrvärmesystemen, och
- 3 procents minskning av värmefterfrågan på grund av kontroll och mätning.

Sammanfattning av prognoser

Prognoserna i den andra nationalrapporten tyder på att Rumänien kommer att kunna uppfylla sina åtaganden enligt Kyotoprotokollet. Både det låga och det höga scenariot är under Kyotomålet på 243,7 miljoner ton koldioxidekvivalenter, figur F.3. Det höga scenariot tyder på en betydande potential för handel med utsläppsrätter på nästan 40 miljoner ton årligen. Även Zhang (2000) ser för Rumänien en potential för handel med utsläppsrätter med 40 miljoner ton årligen.

Den förväntade utvecklingen av utsläppen av växthusgaser i Rumänien förblir osäker på grund av flera orsaker, och vår bedömning är att potentialen för handel med utsläppsrätter kanske till och med är större. Det finns inga uppskattningar eller prognoser om utsläpp av de tre industriella gaserna. Nedgången i Rumäniens metallproduktion borde ha lett till lägre utsläpp. Prognoserna i den andra nationalrapporten är dessutom några år gamla och tar inte hänsyn till den senaste politiska och ekonomiska utvecklingen. Viktigast av allt så ledde den fortsatta nedgången i ekonomin under nittiotalets senare hälft till en betydande minskning av CO₂-utsläpp från förbränning av bränsle på ungefär 40 miljoner ton. Det verkar osannolikt att den ekonomiska återhämtningen kommer att leda till utsläppsökningar av samma storleksordning.

Figur F.3 Prognos för totala utsläpp av växthusgaser, miljoner ton CO₂-ekvivalenter



Observera: Utsläppen av metan och kväveoxider har omräknats med användning av faktorn för den globala uppvärmningspotentialen som den fastställs i Kyotoprotokollet.

Källa: Ministry of the Environment (1998), ECON

F.4 Möjliga områden för Gemensamt genomförande

Det finns över lag inga uppskattningar av potentialen för utsläppsreduktioner och projekt för Gemensamt genomförande i Rumänien. Prognoserna över utsläpp av växthusgaser i den andra nationalrapporten måste uppdateras. De ger endast begränsad vägledning om alternativ och potential för projekt för Gemensamt genomförande.

Rumänien är dock ett av de länder som har kommit längst vad gäller engagemang i konkreta projekt för Gemensamt genomförande. Detta ger indikationer om möjliga områden för sådana projekt. I juli 2002 hade Rumänien undertecknat eller var på väg att underteckna avsiktsförklaringar med Nederländerna, Norge, Schweiz, Österrike och Världsbankens prototyp för en internationell klimatfond. Överenskommelser har slutits om flera projekt för Gemensamt genomförande. Mönstren för utsläpp av växthusgaser och bränsleförbrukning ger också hänvisningar om de mest lovande områdena för projekt för Gemensamt genomförande såsom utreds i detta avsnitt.

Med utgångspunkt i våra resultat är vårt intryck att det finns en betydande potential för projekt för Gemensamt genomförande under den första åtagandeperioden. En kvalificerad gissning är att potentialen kan vara så hög som 20-25 miljoner ton koldioxidekvivalenter om året, bestående av 3-4 miljoner ton från deponigasprojekt, 7-8 miljoner ton från projekt för byte av bränsle och energieffektivitet inom industrin, och 10-13 miljoner ton från projekt för byte av bränsle eller förbättring av effektiviteten inom elproduktion och fjärrvärme.

Effektivitetsförbättringar i värmekraftverk

Aktuell situation

Den rumänska elsektorn som tidigare bestod av ett vertikalt integrerat statligt monopol har omstrukturerats vid två tillfällen. Vid det senaste tillfället beslöt regeringen år 2000 att bilda fyra nya företag i form av aktiebolag.

- Transelectrica: ansvarar för transport och utsändning av el inom det nationella nätet
- Electrica: ansvarar för distribution och leverans av el
- Termoelectrica: ansvarar för produktion av värme och el
- Hidroelectrica: ansvarar för produktion av vattenkraft

Dessutom bildades det nationella företaget Nuclearelectrica med ansvar för produktion av el med kärnkraft och kärnbränsle. I motsats till de fyra aktiebolagen skall Nuclearelectrica förbli statsägt.

En andra reaktor förväntas tas i bruk vid kärnkraftverket Cernavoda under 2005, Ministry of European Integration (2002). Den andra reaktorn är färdig till ungefär 40 procent och Nuclearelectrica, som driver kraftverket, meddelade att man var nära att avsluta en affär på 700 miljoner US-dollar med Italienska Ansaldo och Atomic Energy of Canada Limited (AECL), för att finansiera färdigställandet av

den andra reaktorn på 700 MW. I och med att den andra reaktorn färdigställs kommer kraftverkets produktion att dubblas till en nivå som täcker ca. 15-20 procent av Rumäniens elproduktion.

Det finns även en kategori med ca. 10 oberoende kraftproducenter som producerar ungefär 10 procent av all el.

Omstrukturering och privatisering av elsektorn är ett av regeringens huvudmål. I detta syfte avser man att effektivisera och renovera lönsamma kraftverk och lägga ned icke lönsam kapacitet. Privatisering av kraftproducerande anläggningar har för närvarande endast genomförts i ett fåtal fall. Målet är att säkra kostnadsminskningar och lönsamhet inom sektorn som förberedelse för privatisering.

Den mesta av tekniken i Rumäniens värmekraftverk är ifrån sextioalet och tidigt sjuttioal. Värmekraftverkens behov av renovering ökar, 60 procent är över 20 år gamla. EIA (2001) bedömer att 8 000 MW av Rumäniens termiska elkapacitet måste bytas ut eller restaureras till 2010. Den rumänska regeringen har planer på att restaurera tio värmekraftverk med en sammanlagd kapacitet på 1 360 MW till 2005, till en kostnad på 460 miljoner US-dollar, ENVIROS (2002). Många av de äldre kraftverken, med en sammanlagd kapacitet på 5 900 MW, kommer sannolikt att läggas ned. Departementet för industri och resurser (Ministry of Industry and Resources) söker aktivt efter partner i utlandet för att modernisera och restaurera värmekraftverk. De långsiktiga investeringsbehoven har uppskattats till 4-5 miljarder US-dollar med 0,9 miljoner US-dollar för modernisering av överförings- och distributionssystem, IIEC (1999).

Alternativ för Gemensamt genomförande

Termoelectrica driver 39 värmekraftverk med en total installerad kapacitet på ca. 13 917 MW. Enligt uppgifter från företaget utgörs ungefär 52,5 procent av den installerade kapaciteten av kraftvärmeverk och 47,5 procent av kondenskraftverk.

Termoelectrica söker investerare för restaurering av kondenskraftverk vid fem anläggningar (Braila, Borzesti, Iernut, Turceni, Rovinari) på totalt 1 820 MW. De flesta togs i bruk under det sena sextioalet eller på sjuttioalet. Av den totala kapaciteten eldas 3*330 MW med brunkol, 2*100 MW med naturgas, 2*210 MW med eldningsolja och naturgas och 210 MW med eldningsolja.

Utöver detta söker man investerare för restaurering av enheter vid fem kraftvärmeverk (Bukarest Väst, Grozavesti, Isalnita, Doicesti, Bukarest Syd). Den totala kapaciteten i dessa projekt är 1 315 MW uppdelat på 2*50 MW som eldas med naturgas, 2*125 MW med eldningsolja, 315 MW och 2*200 MW med brunkol och 2*125 MW med eldningsolja och naturgas.

Dessa kraftverk utgör för sig betydande möjligheter för minskning av utsläpp av växthusgaser. Detaljer om restaureringsprojekten och möjliga utsläppsreduktioner är inte lättillgängliga och det är därför inte möjligt att ange den totala potentialen för utsläppsreduktioner.

Man kan peka ut möjliga typer av projekt som kan vara behöriga för Gemensamt genomförande. I Petkova, E. och Faraday G. (2002) analyseras en restaurering av två pannor vid kraftvärmeverket Bukarest Syd som finansierats av Världsbanken. Kraftverket som drivs med eldningsolja och naturgas har haft en låg total effektivitet inom spannet 73-78 procent på grund av utrustningens ursprungliga låga prestanda och otillräckliga reparationer och underhåll. Projektets mål är att förlänga enheternas driftstid och att uppnå den effektivitet som enheterna ursprungligen är konstruerade för. Bränsleblandningen av eldningsolja och naturgas ändras inte. Restaureringsarbetet är ännu inte avslutat och författarna kan därför inte avgöra de effektivitetsvinster och utsläppsreduktioner som projektet medför. Analysen tyder dock på möjliga alternativ för Gemensamt genomförande:

Om det mest sannolika alternativet är att lägga ned kraftverket och leverera el från kondenskraftverk och värme ifrån individuell uppvärmning – något som inte är ovanligt i Rumänien – kan additionella utsläppsreduktioner uppnås genom att behålla kraftvärmeverket med hjälp av en enkel modernisering.

Om det mest sannolika alternativet är en enkel modernisering av kraftverket kan additionella utsläppsreduktioner uppnås genom en mer omfattande modernisering som ökar effektiviteten till en nivå utöver utrustningens ganska låga ursprungliga prestanda.

I båda ovanstående fallen kan användning av naturgas istället för eldningsolja vid enheter som drivs med fler bränslen leda till ytterligare utsläppsreduktioner.

Effektivisering av värmekraftverk ger också en betydande minskning av SO₂ och NO_x. Detta bidrar till att uppfylla internationella krav och genomförande av Direktivet om stora förbränningsanläggningar, där investeringar ändå skulle krävas. Rumänien förväntas inte bli EU-medlem före 2007. Vid förhandlingarna om anslutning har Rumänien ansökt om en övergångsperiod på fem år till 2012 på grund av användningen av inhemska brunkol med hög svavelhalt. Rumänien har också ansökt om en övergångsperiod till 2015 för att genomföra IPPC-direktivet. Om Rumänien beviljas dessa avvikelser kommer potentialen för Gemensamt genomförande under 2008-2012 inte påverkas i grunden.

Övergång till naturgas

Storskaliga konverteringar från brunkol till importerad naturgas är ett alternativ för minskning av utsläpp av växthusgaser. Vi anser dock att de politiska hindren på grund av omstrukturering av den inhemska kolindustrin minskar denna potential betydligt, åtminstone på kort eller medellång sikt.

Omstruktureringen av gruvindustrin med nedläggning av icke lönsamma gruvor och en förlust på 70 000 arbetstillfällen under de senaste fyra åren har varit mycket problematisk och lett till blodiga sammandrabbningar, självmord och masshungerstrejker bland rumänska gruvarbetare, EIA (2001). Det är av vikt för regeringen att upprätthålla kolindustrins betydelse, och en storskalig övergång till naturgas är därför inte sannolik.

Förnybar elektricitet

Förutom vattenkraft bidrar förnybara energikällor endast i obetydlig omfattning till bränsleförbrukningen inom el- och värmesektorn såväl som inom industrin. Biomassa stod dock för 8 procent av den totala förbrukningen av primärenergi i Rumänien under 2000. Hushållen använde ca. 90 procent av biomassan och 8 procent användes av energisektorn och industrin. Vindkraft, geotermisk energi och solenergi används praktiskt taget inte alls.

Rumänien saknar en sammanhållen strategi för att främja förnybar energi, Energy Charter Secretariat (2002). Under 1995 och 1996 genomfördes en undersökning inom ramen för programmet PHARE. Enligt undersökningen finns de mest lovande potentialen inom biomassa och småskalig vattenkraft.

Vattenkraft

Vattenkraften är väl utvecklad i Rumänien. Vattenkraftverkens elkapacitet uppgick 1999 till 5 930 MW som producerar över 17 TWh.

Det finns för närvarande ungefär 35 storskaliga vattenkraftprojekt som har lagts på is på grund av brist på finansiella medel. De utgör en total kapacitet på ca. 1 400 MW, FCCC (2000). Därutöver har en potential på 1 060 MW småskalig vattenkraft identifierats. Ungefär 332 MW utnyttjas och 125 MW är under konstruktion.

Hidroelectrica som ansvarar för vattenkraftverk söker investerare för några av dessa projekt. Ett håller på att beslutas som projekt för Gemensamt genomförande inom ramen för det nederländska programmet Erupt. Projektet innebär färdigställandet av en anläggning på 55 MW med en bedömd årlig elproduktion på 153 GWh. Projektet bedöms ge utsläppsreduktionsenheter på ca. 120 000 ton om året till ett pris på 5 Euro per ton. I projektets referens förutsätts att den producerade elen ersätter den genomsnittliga produktionen från värmekraftverk. Man antar vidare att värmeverkens genomsnittliga prestanda ökar gradvis till samma nivå som för naturgaseldade kraftverk under 2030.

Om man antar en liknande prestanda för den totala återstående potentialen på ca. 2000 MW kan potentialen för Gemensamt genomförande vara så hög som 4 miljoner ton årligen.

Biomassa

Enligt uppgifter från Internationella energibyran stod biomassa för nästan 8 procent av den totala förbrukningen av primärenergi under 1999. Rumänien är till 27 procent täckt av skog vilket borde medföra att det finns en betydande potential för att utnyttja biomassa för energiändamål. I Energy Charter Secretariat (2002) påpekas att biomassa är ett lovande område men vi har inte funnit några hänvisningar till potentialens storleksordning. Med utgångspunkt i potentialen i t.ex. Polen kan den tekniska potentialen vara så hög som fem gånger förbrukningen under 1999.

Användning av biomassa är nästan helt begränsad till hushållen. Biomassa används praktiskt taget inte alls inom el- och värmeproduktion. Några demonstrationsprojekt har dock genomförts de senaste åren. Med hjälp av samfinansiering från programmet PHARE ersattes två oljeeldade pannor med pannor eldade med biomassa i staden Campeni. Danska EPA har finansierat ett projekt för utnyttjande av sågspån i Neamt län och överlägger att fortsätta med liknande projekt på flera orter, möjligen inom ramen för Gemensamt genomförande.

Även om informationen är begränsad rekommenderar vi vidare undersökning av möjligheterna.

Fjärrvärmesystem och pannor

Fjärrvärme

Fjärrvärmesystem levererar stora mängder värme i Rumänien. Fjärrvärme har en andel på 31 procent av marknaden för värme, och andelen stiger i tätorter och städer till över 57 procent.

Sammanlagt 251 kommuner har fjärrvärmesystem. Under 2000 var dock endast 204 system i drift, och 179 under 2001. De flesta systemen försörjs av kommunen medan andra fungerar som distributörer av värme från tredje part, särskilt Termoelectrica. Regeringen håller på att överföra stora kraftvärmeverk till kommunerna.

Fjärrvärmesystemen är generellt ineffektiva vad gäller såväl värmeproduktion som transport, distribution och slutförbrukning. Restaureringsprojekt har genomförts i många städer och Världsbanken, Europeiska utvecklingsbanken och Europeiska investeringsbanken har varit aktiva på detta område. Förlusterna inom överföring och distribution är fortfarande mycket höga, 30-35 procent enligt uppgifter från regeringen.

Såsom påpekas i Energy Charter Secretariat (2002) leder stigande bränslepriser, generellt missnöje bland kunder på grund av dålig service och konkurrens från naturgas till låga indrivningskvoter och okontrollerade fränkopplingar. I vissa medelstora städer värms redan över 50 procent av lägenhetsbeståndet upp med individuella gaseldade enheter. I Baia Mare är fränkopplingskvoten 95 procent.

En nationell strategi har utvecklats för modernisering av fjärrvärmesystem. Den förutser en vidare minskning av antalet operatörer till 100-150 och årliga investeringar på 450 miljoner US-dollar under de närmste femton åren. Vi har inte funnit några uppgifter om de utsläppsreduktioner som uppnås med effektivisering av fjärrvärmesystemet. Med utgångspunkt i produktionsanläggningarnas ineffektivitet såväl som den ineffektiva överföringen och distributionen är det dock inte osannolikt att reduktionerna kommer att vara över 10 miljoner ton årligen, eftersom CO₂-utsläpp från kraftvärmeverk och värmeverk uppgick till ca. 30 miljoner ton under 1999.

Ett projekt som genomförs inom det nederländska programmet Erupt ger ett exempel på tillgängliga alternativ och kostnader. Projektet i staden Targoviste omfattar komplett upprustning av systemen för värmeförsörjning, överföring och distribution, såväl som energibesparingar inom slutförbrukningen. Det befintliga naturgaseldade värmekraftverket kommer att restaureras och en ny enhet för kraftvärme kommer att installeras. Detta kommer att ge tillräcklig kapacitet för att täcka efterfrågetoppar som hittills försörjts av ett av Termoelectricas ineffektiva brunkolseldade kraftvärmeverk. Projektet bedöms reducera utsläppen med totalt 307 200 ton årligen. Effektivisering av värmeanläggningen och ersättning av ineffektiv kraftvärme bedöms ge en 75-procentig utsläppsreduktion. Priset för utsläppsreduktionsenheterna är 9 euro per ton.

Pannor

Möjligheterna för förbättringar av energieffektiviteten och byte av bränsle hos mindre pannor inom industri, tjänstesektor och offentliga byggnader kan vara ganska stora. Detta gäller särskilt inom industrin som fortfarande står för 40 procent av slutförbrukningen av energi. Statliga verks uppskattningar av energibesparingspotentialen tyder på stora möjligheter, särskilt inom den energiintensiva tillverkningen av järn, stål, kemi och petrokemi. Denna står för ca. 55 procent av industrins totala energiförbrukning. Den identifierade potentialen består av följande:

- Gjutjärnstillverkning: 20 procent
- Tillverkning av stål i elugnar: 20 procent
- Tillverkning av ammoniak: 10-30 procent
- Tillverkning av natriumhydroxid: 15-30 procent
- Petrokemisk industri: 12-50 procent
- Pappers- och massatillverkning: 25-45 procent

Vi har inga närmare detaljer om energibesparingarnas art eller kostnaderna. Vi rekommenderar vidare undersökningar på detta område.

Deponigas

Det finns för närvarande inga pålitliga uppskattningar av metanutsläpp från deponerat avfall. I den andra nationalrapporten bedöms avfall stå för utsläpp av ca. 5 miljoner koldioxidkvivalenter i Rumänien. Siffran är antagligen en underskattning eftersom industriavfall inte räknas med i uppskattningar av utsläpp. I FCCC (2000) nämns att industriavfall utgör så mycket som 95 procent av den totala avfallsmängden.

I Ministry of European Integration (2001) ges ytterligare information om produktionen av avfall i Rumänien, såsom visas i tabell F.5.

Tabell F.5 Genererat avfall i Rumänien 1993–2000, miljoner ton

Avfallstyp	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Industriellt*	260,8	320,8	353,1	103,2	209,4	75,8	69,0	47,0
Kommunalt	8,6	6,8	6,8	6,7	6,0	5,4	6,2	8,2

* Inklusive gruvsdrifts- och jordbruksavfall.

Källa: Ministry of European Integration (2001).

Den stora minskningen av industriavfall beror främst på minskad gruvsdrift. Under 1997 stod avfall från gruvsdrift för 163 miljoner ton, vilket minskade till ca. 24 miljoner ton under 2000. Avfall från jordbruk och trä- och pappersindustri stod för 7 miljoner ton under 2000.

Den huvudsakliga avfallshanteringen är deponering. De rumänska myndigheterna har för närvarande registrerat ca. 950 avfallsdeponier för industriavfall och 300 för kommunalt avfall med en sammanlagd areal på 13 000 hektar. Endast 1 procent av den totala avfallsmängden förbrändes under 2000. I FCCC (2000) anmärks att av de sju befintliga förbränningsanläggningarna var endast en i drift.

Insamling av deponigas har tidigare endast bedrivits i en mycket begränsad omfattning. Sedan 1998 har sex nya avfallsdeponier anlagts i enlighet med EG-bestämmelser. I Ministry of European Integration (2001) bedöms att man måste anlägga 103 nya avfallsdeponier till en total kostnad på 2,6 miljarder euro.

Trots att det inte finns några uppskattningar är den tekniska potentialen för minskning av metanutsläpp vid rumänska avfallsdeponier mycket hög baserat på rådande omständigheter. Jämfört med erfarenheten från andra länder verkar årliga reduktioner i storleksordningen 3-4 miljoner ton koldioxidekvivalenter vara möjliga.

Förhandlingar om miljökapitlet i gemenskapsrätten pågår. Rumänien har ansökt om en tioårig övergångsperiod för att genomföra Direktivet om deponering av avfall. Om man antar att Rumänien går med i EU år 2007 är avfallsdeponiprojekt till och med 2017 additionella och kan räknas in i potentialen för Gemensamt genomförande. Vidare områden för projekt för Gemensamt genomförande är insamling av gas vid nedlagda avfallsdeponier och användning av deponigas för energiändamål.

Övriga alternativ

Flyktiga metanutsläpp

På grund av det omfattande naturgasnätet och kolgruvornas betydelse i Rumänien är flyktiga metanutsläpp stora. Effektivisering av det föråldrade nätverket på 14 500 km har redan påbörjats och är ett möjligt alternativ för Gemensamt genomförande som förtjänar närmare uppmärksamhet. Detta gäller även möjlig insamling och utnyttjande av metan från kolgruvor. I EIA (2001) nämns den dåliga ventilationen och föråldrade utrustningen i gruvorna och vi tvivlar på att insamling av metan är vanligt förekommande.

Minskade förluster i elnätet

Förluster i elnätet och distributionssystemet bedöms stå för 13 procent av all utsänd el. Stora förbättringar kan uppnås som gynnar såväl kraftsektorns lönsamhet som utsläppen av CO₂. Därmed förbundna investeringar uppskattas till ca. 0,9 miljarder US-dollar. Kostnaden och additionaliteten av sådana projekt är osäkra.

G Ryssland

Tabell G.1 Landsvisa fakta och indikatorer - Ryssland

ÅR: 1999	Ryssland	Sverige
Utsläpp av växthusgaser 1990 (Mt CO ₂ -ekviv.)	2998,9	70,6
Utsläpp av växthusgaser 1996 (Mt CO ₂ -ekviv.)	1966,2	69,4
Befolkning (miljoner)	146,2	8,9
Bruttonationalprodukt (miljarder USD 1995)	323,2	267,3
Primär energitillförsel (PJ)	25244,4	2139,2
Skogsareal	45%	52%
Utsläpp av växthusgaser per capita 1996 (ton CO ₂ -ekvivalenter)	13,2	7,8
Bruttonationalprodukt per capita (i 1000 USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	6,9	22,1
Kolintensitet i energitillförseln (t CO ₂ per TJ)	58,9	22,5
Kolintensitet i bruttonationalprodukten (kg CO ₂ per USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	1,5	0,3
Kolintensitet i elproduktionen (gCO ₂ per kWh)	323,3	40,4

* Utsläppen av växthusgaser anges för Sveriges del för åren 1990 och 2000,

Källa: Nationalrapporter och inventeringar ingivna till UNFCCC, IEA:s CO₂-statistik 2001,

G.1 Utsläpp av växthusgaser

De totala utsläppen av växthusgaser och de huvudsakliga källorna visas i tabell G.2.

Enligt tabellen minskade de totala utsläppen av växthusgaser och CO₂ med ungefär 36 procent från 1990 till 1996. CO₂-utsläppen bidrog med nästan 79 procent av de totala utsläppen av växthusgaser 1990 och andelen var nästan densamma 1996. Den överlägset största källan till CO₂-utsläpp är förbränning av bränslen. Metan bidrog med ungefär 20 procent av de totala utsläppen av växthusgaser 1998 och ungefär lika mycket 1990. De viktigaste metankällorna är flyktiga utsläpp av metan från produktion och transport av olja och gas.

På grund av konjunkturedgången under övergången från den centralplanerade ekonomin till marknadsekonomi har det varit en betydande minskning av energiförbrukningen samt av industri- och jordbruksproduktionen. Detta förklarar minskningen i utsläpp av växthusgaser från 1990 till 1996.

Tabell G.2 Utsläpp av växthusgaser 1990 och 1996, miljoner ton CO₂-ekvivalenter.

Gas och källa	1990	1996
<i>CO₂-utsläpp</i>	<i>2 372,302</i>	<i>1 495,920</i>
Förbränning av bränslen	2 298,901	1 463,000
Flyktiga utsläpp från fasta bränslen	10,900	7,000
Flyktiga utsläpp från olja och naturgas	16,200	7,000
Industriprocesser	46,301	18,920
<i>Metan</i>	<i>556,584</i>	<i>389,424</i>
Förbränning av bränslen	4,221	3,192
Flyktiga utsläpp från fasta bränslen	60,900	34,860
Flyktiga utsläpp från olja och naturgas	336,000	235,200
Jordbruk	106,281	70,602
Avfall	40,761	37,170
Förändring av markanvändning, skogsbruk	8,421	8,400
<i>Kväveoxid</i>	<i>69,967</i>	<i>40,827</i>
Förbränning av bränslen	5,394	3,038
Industriprocesser	0,930	0,310
Jordbruk	62,000	32,550
Användning av lösningsmedel	0,62	0,434
Avfall*	0,093	3,565
Förändring av markanvändning, skogsbruk	0,93	0,93
<i>HFC, PFC, SF₆**</i>	<i>40,00</i>	<i>40,00</i>
<i>Utsläpp av växthusgaser totalt</i>	<i>3 039,853</i>	<i>1 966,171</i>

* Tidsserien är inte enhetlig på grund av att nya principer infördes för uppskattningen av utsläpp för 1996

** Fluorkolväten (HFC), perfluorkolväten (PFC), svavelhexafluorid (SF₆)

Källa: FCCC (2000 e)

Det har funnits en betydande osäkerhet när det gäller utsläppsinventeringen. Utsläppen som rapporterades i den andra nationalrapporten till FCCC 1998 (endast tillgänglig på ryska) innehöll uppgifter om utsläpp per källa för åren 1990–1994 och för vissa källor för 1995. Uppgifterna följde inte IPPC-riktlinjerna. Den internationella expertgruppen från FCCC, som granskade nationalrapporten, har tillsammans med ryska experter lyckats räkna om utsläppsuppgifterna och även kommit med uppgifter för 1995 och 1996, se FCCC (2000 e).

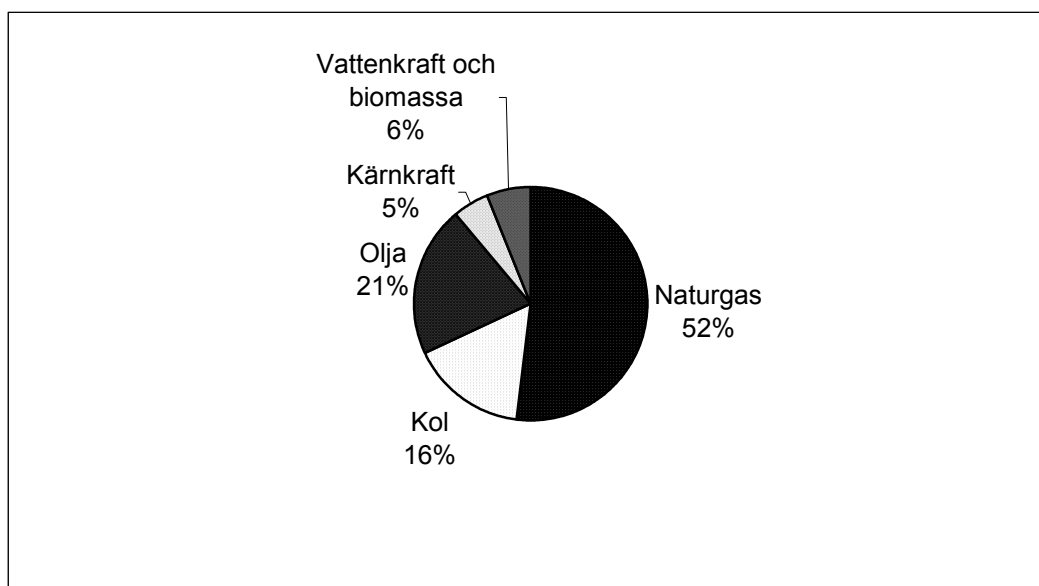
I Kyotoprotokollet åläggs Ryssland att stabilisera utsläppen av växthusgaser under perioden 2008–2012 på 1990 års nivå.

G.2 Nuvarande energitillförsel

I den ryska federationen finns en betydande del av de kända energitillgångarna i världen: 13 procent av all olja, 45 procent av naturgasen, 25 procent av kolet och 14 procent av all uran. Energisektorn har spelat en central roll i landets ekonomi och var utformad att stödja industrins utvecklingsprioriteringar. Den tunga industrialiserade strukturen hos ekonomin, stora energitillgångar och mycket låga energipriser har lett till en hög energiintensitet i den ryska ekonomin, minst två gånger så hög som i västländer med liknande klimat. Energiexporten har blivit en huvudkälla till intäkterna i utländsk valuta.

Den totala primära energiförbrukningen minskade med 44 procent från 1990 till 1998, på grund av reduktionerna i BNP och industriproduktionen i synnerhet. Under samma period minskade bara den totala energiproduktionen med 35 procent.

Figur G.1 Primära energikällor 1997, procent



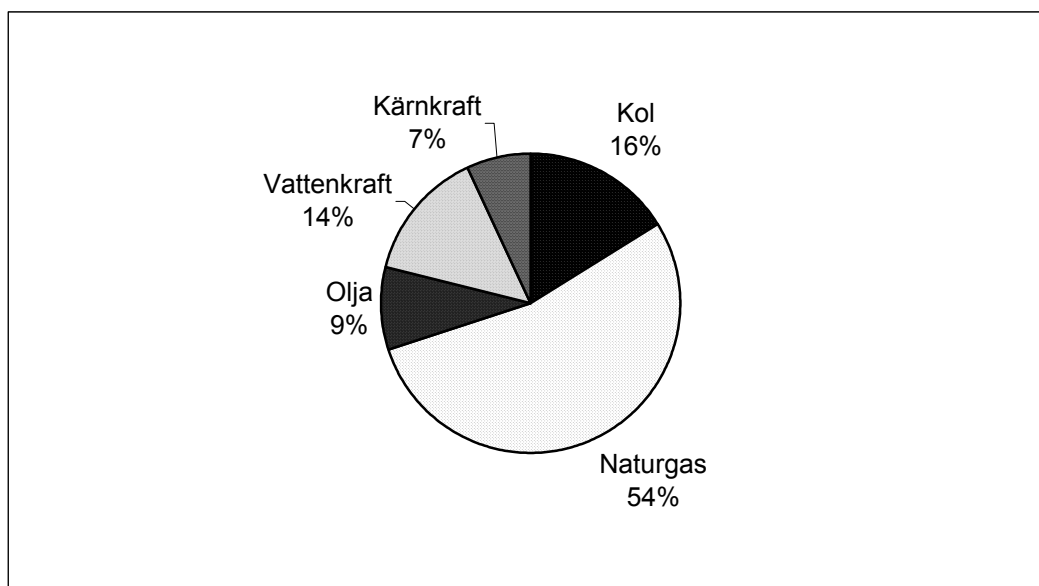
Källa: FCCC (2000 d)

Av figuren framgår att naturgas var den viktigaste primära energikällan 1997. Andelen hade då ökat från 46 procent 1990. Kol stod för 16 procent, en nedgång från en andel på 18 procent 1990. Oljan minskade från 29 till 21 procent 1997 och kärnkraftens andel ökade från 3 till 5 procent. Andelen vattenkraft och biomassa har varit relativt konstant under perioden.

1997 kom ungefär 54 procent av den totala elproduktionen från naturgas, 16 procent från kol och 14 procent från vattenkraft. Koldioxidintensiteten för elproduktionen är relativt låg på grund av den stora andelen naturgas, vattenkraft och kärnkraft. Ett annat skäl till detta är att ungefär 30 procent av elen produceras i kraftvärmeverk. Den första kraftvärmestationen byggdes under 1920-talet och kraftvärmeverk spelar fortfarande en viktig roll när det gäller att försörja industrin och byggnader med värme och el.

En energipolitikreform inleddes i början av 1990-talet då många stora statliga monopol bildades: RAO ESS för el och RAO Gazprom för naturgas, liksom Rosneft för olja, Rosugol för kol och ett antal mindre företag. Huvudmålet för reformen var att öka effektiviteten i energisektorn genom privatisering av dessa monopolföretag och att skapa en rättslig ram och ett regelverk. Detta resulterade i att den privata sektorns andel i energisektorn uppgick till ungefär 88 procent 1996 och stod för 93 procent av energiproduktionen. Vissa steg mot en avreglering av energimarknaden har också tagits.

Figur G.2 Kraftproduktion 1997, procent



Källa: FCCC (2000 d)

I 1995 års energistrategi efterlystes en förbättrad energieffektivitet inom alla sektorer och mål blev fastställda för en ökad andel naturgas, på bekostnad av kol och tung eldningsolja, samt minskad miljöpåverkan från energisektorn (FCCC, 2000 e). I den nya energistrategin, som nyligen antogs, främjas kol- och kärnenergibaserad elproduktion för att minska andelen naturgas (IEA, 2002). 1998 lanserades ett omfattande paket av åtgärder för att förbättra energieffektiviteten i energitillförseln, hushållen och den kommersiella sektorn. Medlen för paketet har varit mycket begränsade, främst på grund av finansiella svårigheter, och energibesparingarna har varit blygsamma. Den finansiella krisen 1998 ledde till en allvarlig brist på investeringar.

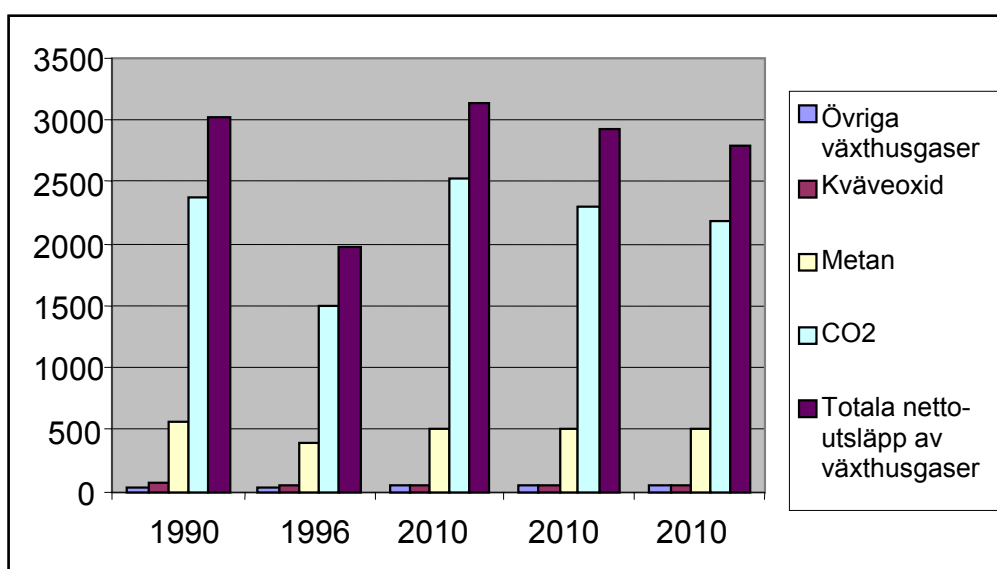
Kol- och oljepriserna motsvarar priserna på världsmarknaden men priserna för el, gas och värme är några av de få priser som fortfarande kontrolleras av regeringen. Industrin betalar priser som ligger nära världsmarknadspriserna för gas men hushållens priser är kraftigt subventionerade. Vidare är det vanligt att betalningen för förbrukningen uteblir. Det är tänkt att subventionerna för el, gas och värme skall tas bort 2004 men det verkar osannolikt att så skulle ske av sociala skäl (FCCC, 2000 e).

G.3 Prognoser för utsläpp av växthusgaser

I den andra nationalrapporten till UNFCCC redovisades tre scenarier för utvecklingen av utsläpp av växthusgaser fram till 2010 och 2012: ett referensscenario (B), ett troligt scenario (P) och ett optimistiskt scenario (O).

Skillnaden mellan scenarierna ligger i antagandena om den ekonomiska tillväxten och ändringar i energiintensiteten för BNP. Enligt Golub et. al. (1999) är scenarierna extremt förenklade och baseras inte på detaljerade energi- och industriprognoser eller något hänsynstagande till olika sektorer. De är endast extrapoleringar av situationen omkring 1996, med olika nyckelparametrar som är extremt generaliserade. I scenarierna antas att konjunkturedgången skulle avstanna under 1996–1997 och att en stabil ekonomisk tillväxt skulle följa.

Figur G.3 Officiella utsläppsscenarier, miljoner CO₂-ekvivalenter



Källa: Golub et. al. (1999)

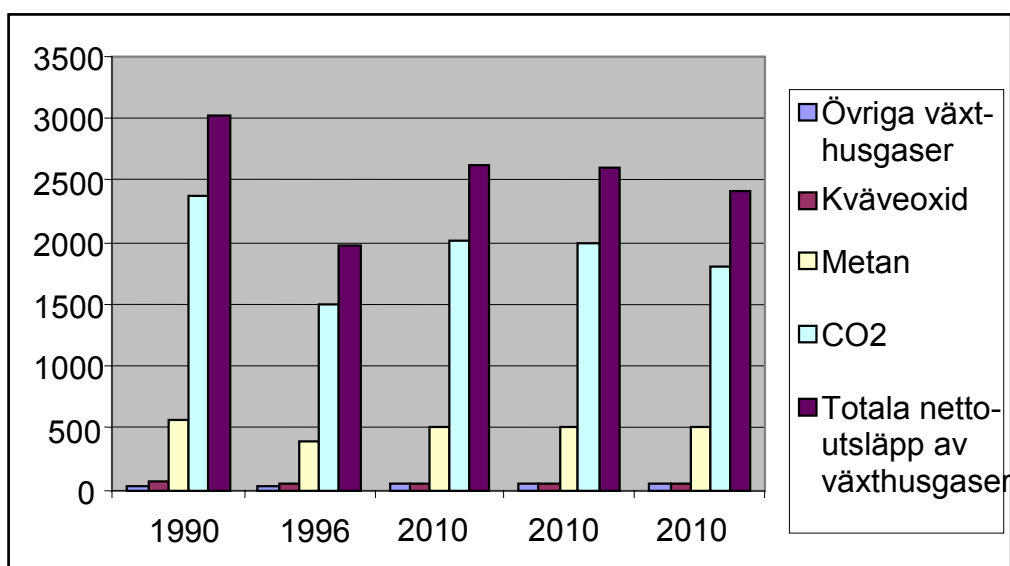
I Golub et. al. (1999) redovisas några alternativa scenarier för CO₂-utsläppen baserade på en makroekonomisk modell som är konstruerad speciellt för övergångsekonomier. Det allmänna antagandet i denna modell är att när reformerna av marknaden påbörjas kommer omoderna tekniker gradvis att ersättas av mer effektiva tekniker. Det senare kännetecknas av mindre användning av resurser vilket leder till mindre utsläpp. Enligt modellen kan man förvänta sig lägre utsläppsvolymer som ett resultat av marknadsreformerna. Under anpassningsperioden är "gammal" och "ny" utrustning i drift samtidigt.

De alternativa scenarierna grundas på följande antaganden:

- *Referensbana (B)*: Gammal utrustning ersätts inte med ny och företagen moderniseras inte. Detta scenario är ett resultat av en kontinuerlig, instabil ekonomisk situation. Subventionerna bibehålls på 1997 års nivå. De grundläggande administrativa styrmedlen förblir som de var 1997 och inga skatter på växthusgaser införs.

- *Trolig (P)*: En förbättrad ekonomisk situation antas. Inom ekonomin upplevs en gradvis ökning av utgifterna för bränslebesparing, modernisering och nya tekniker. Subventionerna för energiresurserna minskas. Miljöavgifterna och regleringarna är desamma som i referensscenariot. Användningen av kol för kraftproduktion är låg på grund av den låga konkurrenskraften. Naturgas som används för kraftproduktion fortsätter att öka på grund av den höga konkurrenskraften. Användning av olja för kraftproduktion och kärnkraften minskar medan vattenkraften uppvisar en liten ökning.
- *Optimistisk (O)*: I huvudsak samma scenario som P men med ytterligare reglering genom en CO₂-skatt. I detta scenario ingår ett antal underscenarioer med olika CO₂-skattenivåer, från 2,5 till 25 US-dollar/ton CO₂. Ytterligare bindning av koldioxid i skogarna till följd av särskilda återbeskningsstrategier och andra åtgärder antas.

Figur G.4 Alternativa utsläppscenarier, miljoner CO₂-ekvivalenter



Källa: Golub et. al. (1999)

I alla scenarier är BNP-tillväxten i regel den samma som i de officiella scenarierna, dvs. ungefär 4,5 procent per år från 2000. BNP-nedgången antas avstanna 1997 och tillväxten återupptas 1998.

Det alternativa scenariot visar lägre utsläppsnivåer 2010 än det officiella scenariot trots samma BNP-tillväxt. Varken i de officiella eller de alternativa scenarierna har effekterna av den finansiella krisen 1998 tagits med, vilket innebär att båda kan vara för optimistiska. Alla scenarioalternativen, förutom referensbanan i det officiella scenariot, visar att utsläppen 2010 kommer att ligga under 1990 års nivå. Enligt vår åsikt kan det alternativa scenariot vara det mest realistiska, på grund av den mer omfattande analysen för det här scenariot och den försenade ekonomiska återhämtningen. Detta innebär att ungefär 400–600 miljoner ton CO₂ i överskott på utsläppsrätter kan finnas tillgängliga 2010. I det officiella scenariot kan det finnas från 0 till 250 miljoner ton CO₂ tillgängliga. Osäkerheten om den framtida utvecklingen av utsläppen är dock enorm. Tillsammans med sänkrätter på ungefär

120 miljoner ton CO₂ som Ryssland beviljades vid COP-6 och COP-7 tyder detta på att totalt 100–700 miljoner ton CO₂ i överskott på utsläppsrätter kan finnas tillgängliga 2010.

G.4 Områden för potentiella projekt för Gemensamt genomförande

Möjligheterna för Gemensamt genomförande

Ryssland är en viktig exportör av olja och gas. Utsikterna för en framgångsrik ekonomisk reform i Ryssland beror på energisektorns framgångar. Det gör även stabiliteten för energimarknaderna i världen. IEA (2002) betonar behovet av att slutföra genomförandet av reformen av energisektorn, som fortfarande inte är avslutad. I studien ställs också frågor om energisektorns förmåga att möta landets ökade energibehov. Vidare ifrågasätts kostnadseffektiviteten för landets planer på att öka användningen av kol för att minska sitt beroende av naturgas.

Efter årtionden av otillräckliga investeringar och otillräckligt underhåll är behovet av nya investeringar enormt. IEA (2002) uppskattar att 550–600 miljarder US-dollar behöver investeras i infrastrukturen för energin fram till år 2020. Enligt IEA måste Ryssland skapa mycket stabilare och konkurrenskraftigare investeringsförhållanden för att locka till sig sådana finansieringsbelopp. Gemensamt genomförande och handel med utsläppsrätter framhävs som möjliga vägar att öka intäkterna och locka till sig investeringar för att förbättra energieffektiviteten.

Mot denna bakgrund bör det finnas en stor potential för projekt för Gemensamt genomförande som skulle klara additionalitetstestet. Några av de mest lovande sektorerna för Gemensamt genomförande diskuteras nedan, med inriktning på den nordvästra delen av Ryssland. De totala potentialerna är dock svåra att uppskatta på grund av bristen på detaljerade utsläppsinventeringar.

Minskade utsläpp från kraftproduktionen

Aktuell situation

Det finns omkring 420 stora värmekraftverk i drift i Ryssland förutom flera mindre anläggningar. Även om energiförbrukningen har minskat något på grund av konjunkturedgången ökar efterfrågan. Det finns brist på el i många delar av Ryssland och det behövs investeringar i ny produktionskapacitet och nya distributionsledningar. Även om elproduktionen är ett prioriterat område är bristen på finansiering, låga tariffer och uteblivna betalningar för den förbrukade elen viktiga hinder för nya investeringar. Detta skapar möjligheter för investeringar i Gemensamt genomförande. Nedan diskuteras några olika investeringsmöjligheter sett mot bakgrund av Gemensamt genomförande.

Förbättra kolkraftverkens effektivitet

Eftersom kol sannolikt kommer att vara ett viktigt bränsle för kraftproduktionen, och till och med öka i betydelse enligt den nya energistrategin, skulle en mer effektiv användning av bränslet kunna vara en möjlighet för Gemensamt genomförande. Detta kan uppnås genom att införa nya produktionstekniker, exempelvis

fluidbäddförbränning. Då skulle effektiviteten i anläggningen kunna öka med omkring 10 procentenheter och CO₂-utsläppen minska med flera miljoner ton.

Additionaliteten för sådana projekt måste fingraskas eftersom vissa anläggningar kan moderniseras utan Gemensamt genomförande, som en del i arbetet med att förverkliga den nya strategin. Vi tror dock att få investeringar kommer att förverkligas, på grund av brist på finansiering. Vi har inte hittat några kostnadsuppskattningar för sådana investeringar.

Förnybara energiskällor

Förutom vattenkraft finns det idag mycket liten kapacitet av förnybar kraft i Ryssland. Vindkraft har börjat införas i vissa områden, bland annat i Kaliningrad-regionen i samarbete med Danmark. I Arkhangelskområdet övervägs några projekt. Kostnads kalkyler pekar på investeringskostnader i intervallet 40–69 US-dollar/ton CO₂ men då ingår inte intäkterna från kraftförsäljningen. De nuvarande eltarifferna verkar vara en spärr mot användningen av modern vindkraft ansluten till nät (Danish Energy Agency, 2000 a). På platser som inte är anslutna till nätet kan vindkraft dock vara ett alternativ. Vindkraft verkar inte ingå bland åtgärdsalternativen med lägst kostnader.

Restaurering av små vattenkraftverk och konstruktion av nya är andra alternativ. Det finns flera potentiella projekt, både i Kaliningrad och andra delar av västra Ryssland. Kostnadsuppskattningar från potentiella projekt i Kaliningrad tyder på att åtgärds kostnaderna kan ligga mellan 5–35 US-dollar/ton för restaurering, om endast hänsyn tas till investeringskostnaderna. Om intäkterna från kraftförsäljningen räknas med borde kostnaderna bli betydligt lägre. I den nuvarande situationen är det dock svårt att uppskatta vilken intäkt som kan uppnås från kraftförsäljningen. Vissa av dessa projekt kan vara kvalificerade som projekt för Gemensamt genomförande.

Ökad eller mer effektiv användning av naturgas

En del av den återstående kolkapaciteten skulle kunna bytas ut mot naturgas eller så skulle man kunna renovera befintliga gaseldade anläggningar. Ett annat alternativ skulle kunna vara att i stället stoppa en eventuellt planerad övergång från befintlig naturgaskapacitet till kolbaserad kapacitet, enligt den nya energistrategin, genom att erbjuda investeringar i Gemensamt genomförande av ny och mer effektiv naturgasbaserad kapacitet. Ny kraftvärmeverkskapacitet vore ett självklart alternativ att investera i. Som nämnts ovan används kraftvärmeverk i stor utsträckning i Ryssland idag. Vidare finns det tusentals värmepannor, som används för uppvärmning i centraliserade system i andra städer. Dessa skulle kunna uppgraderas till kraftvärmeverk (se nedan).

Kostnadsuppskattningar från Amursk (beläget i en av Rysslands Fjärran Östernregioner) tyder på att investeringar i nya kombikraftverk som använder naturgas, ersättning av två befintliga koleldade pannor och turbiner, skulle ge kostnader för utsläppsbegränsningar på omkring 10 US-dollar/ton CO₂. Om man tar hänsyn till besparingarna från övergången och försäljningen av el skulle sådana projekt vara

genomförbara genom Gemensamt genomförande. Besparingspotentialen för detta projektet är 273 000 ton CO₂/år vilket ger skäl att tro att den totala potentialen i Ryssland för sådana investeringar kan vara betydande.

Användning av associerad gasol för kraftproduktion

I samband med utvinning av olja facklas enorma mängder av associerad gasol. Detta ger stora utsläpp av växthusgaser. I stället för att fackla denna gas skulle den kunna användas till el- och/eller värmeproduktion eller för industriella ändamål. I ECON (2000 b) beskrivs ett möjligt projekt för att använda associerad gasol i Tomskregionen. Regionen har stora olje- och gasreserver. Utvinningen av naturgas har ökat 20 gånger under de senaste 10 åren och det mesta distribueras till områden utanför regionen. Samtidigt importeras stora mängder kol till regionen för elproduktion och annan användning. Regionen försörjs även med el från andra regioner.

Idén med projektet är att investera i el- och värmeproduktion genom ett 450 MW gaskombikraftverk för att använda den associerade gasen och täcka de lokala behoven av el och värme. Den uppskattade totala projektkostnaden är 200 miljoner US-dollar. Den totala utsläpps begränsningen skulle kunna uppgå till totalt nästan 3 miljoner ton CO₂/år, inklusive minskade utsläpp från ersatt el. Om man endast tar hänsyn till investeringskostnaderna skulle åtgärds kostnaderna uppgå till omkring 6 US-dollar/ton CO₂, men kostnaderna skulle vara betydligt lägre om hänsyn också togs till intäkter och besparingar till följd av projektet. Världsbanken genomförde en förstudie för projektet 1992 som uppvisade en internränta på så mycket som 28 procent. Trots den höga internräntan har ingen investering gjorts, i huvudsak på grund av en ökad ekonomisk risk i regionen. Projektet skulle kunna uppfylla kraven för Gemensamt genomförande. Den federala regeringen har lagt fram förslag om nationell lagstiftning för att förbjuda fackling, vilket har hindrats av oljeindustrin. Det är inte troligt att en sådan nationell lagstiftning kommer att träda i kraft på kort eller medellång sikt.

Om projektet är framgångsrikt skulle en sådan åtgärd kunna vara lätt att upprepa i hela regionen, där elproduktion från kol har varit vanlig trots de lokala naturgastillgångarna. Det skulle även kunna finnas potential för liknande projekt i andra områden. I Golub et. al. (1999) visade två liknande men mindre projekt i Nyzhnevartovsk att associerad gas skulle kunna användas för att producera el och värme, till små eller negativa åtgärds kostnader. Den totala potentialen för utsläppsreduktioner är svår att uppskatta på grund av bristen på statistik men borde vara flera miljoner ton per år.

Förbättrade fjärrvärmesystem

Aktuell situation

80 procent av värmebehovet i Ryssland täcks av centraliserade system, som till stor del består av kraftvärmeverk. Värmedistributionssystemet består av omkring 250 000 km rörledningar och kännetecknas av höga energiförluster. Ett hinder för effektiv funktion hos det befintliga kraftvärmeverkssystemet är bristen på mätning av den verkliga förbrukningen. På grund av brist på korrekta prissignaler körs i

många fall mindre effektiva värmepannor vid sin maximala kapacitet medan mer effektiva kraftvärmeverkspannor står utan belastning. Det finns bestämmelser som kräver mätning av värme- och elförbrukningen hos alla kunder, men de tillämpas sällan.

Flera projekt med målet att minska värmeförlusterna har genomförts. Effektivitetsvinster på 20–30 procent förväntas genom införande av anordningar för hastighetsreglering, bättre värmeväxlare, värmereglering och bättre isolering av rörledningarna. Tio projekt som stöds av Världsbanken har påbörjats för att effektivisera fjärrvärmerna till en kostnad av 233 miljoner US-dollar och med utsläppsreduktioner som uppskattas till 2 miljoner ton CO₂. I många fall då man restaurerar nätverken är det ofta mer kostnadseffektivt att ersätta många små pannor med färre och större. Vid restaureringen måste även hänsyn tas till bristen på värme och/eller el i många regioner och därför bör kapaciteten ökas jämfört med de befintliga systemen. Det senare kan leda till att utsläppsreduktionerna minskar.

Potential för projekt för Gemensamt genomförande

På grund av det stora behovet av effektivisering av fjärrvärmesystemen och bristen på finansiering av sådana projekt borde det finnas en enorm potential för projekt för Gemensamt genomförande. Enligt en sammanfattning från en workshop om bioenergi i Finland i mars 2002 finns det fler än 1 500 små och medelstora pannor som behöver moderniseras i Arkhangelskregionen.

Det finns flera sätt att minska utsläppen från fjärrvärmeproduktionen: genom att förbättra effektiviteten (till exempel genom att införa kraftvärmeverk) utan att gå över till annat bränsle och/eller gå över till naturgas eller ved/biomassa. Förutom att förbättra panneffektiviteten, som oftast är det enklaste, kan minskat läckage från rörledningar etc., mätning och fakturering liksom bättre isolering av bostäder etc. för att minska förbrukningen, behövas i de flesta fall för att uppnå hela besparingspotentialen. Många av dessa senare åtgärder är ofta svåra att genomföra. Särskilt kan åtgärder på efterfrågesidan vara kostsamma och endast leda till begränsade utsläppsreduktioner.

Effektivitetsförbättringar

Detta kan innebära förbättringar av panneffektivitet utan att byta bränsle och/eller förbättringar av värmerörledningar och annan utrustning (inklusive installation av mätare etc.). Potentialen för sådana projekt borde vara avsevärd. Flera projektförslag har tagits fram och vissa har genomförts. Bristen på finansiering har dock hindrat genomförandet av de flesta projekt.

Ett projekt som har föreslagits i staden Ulan-Ude i östra Sibirien är att modernisera ett befintligt kraftvärmeverk och stänga flera mindre, ineffektiva värmecentraler, öka värmeproduktionen, utvidga och effektivisera fjärrvärmenätet och installera moderna styrsystem. Projektet gör det också möjligt att gå över från den nuvarande användningen av kol till naturgas eftersom gas förväntas vara tillgänglig om 5–8 år. Detta projekt kan bli ett exempel på en omfattande modernisering

av ett värmeförsörjningssystem i en rysk stad. Kostnaderna är negativa när hänsyn tas till besparingarna av bränsle, vatten etc. Utsläppsreduktionerna skulle vara omkring 190 000 ton CO₂/år.

Det finns också några mindre omfattande projektmöjligheter. Flera förslag om att bygga nya värmerörledningar för att ersätta gamla och lägga ned gamla, lokala pannor i Novgorod och Tula pekar på att åtgärdskostnaderna skulle kunna vara 7-9 US-dollar/ton CO₂ när endast investeringskostnaderna inkluderas. Om bränslebesparingarna också räknas med kommer kostnaderna troligen att vara betydligt lägre eller till och med negativa.

Ett annat alternativ är att bygga om kraftvärmeverkscentralerna utan att gå över till annat bränsle. Flera projektförslag visar på åtgärdskostnader på omkring 5-25 US-dollar/ton CO₂ när hänsyn tas till investeringskostnaderna. Om bränslebesparingar etc. räknas med skulle kostnaderna vara betydligt lägre för de flesta projekt.

Övergång till vedeldade pannor

I de nordvästra regionerna av Ryssland finns stora potentialer för biobränsle som skulle kunna användas för värmeproduktion (och kraftproduktion). Detta utgörs huvudsakligen av träavfall från skogsbruk och träförädlingsindustrin. Områdena Arkhangelsk, Karelia, Vologda och Komi har alla stora potentialer, medan tillgången i Murmanskområdet är mindre (Plotnikov och Masslov, 2001). I Arkhangelskområdet används omkring 25 procent av träavfallet för uppvärmning i hushållen och i viss utsträckning även som bränsle i pannanläggningar. I träförädlingsindustrin, massa- och pappersindustrin och kommunala byggnader har användningen av träavfall ökat.

Elva enheter har identifierats i Archangelskområdet där det är möjligt att gå över från tung eldningsolja eller kol till träavfall i värmeverken. Åtgärdskostnaderna är negativa när hänsyn tas till investeringskostnader och bränslebesparingar. Även om endast hänsyn tas till investeringskostnaderna ligger åtgärdskostnaderna för de flesta projekt på 5–6 US-dollar/ton CO₂. Tillsammans skulle dessa projekt kunna leda till att utsläppen minskade med mer än 200 000 ton CO₂/år. Dessa projekts genomförbarhet beror på tillgången på tillräcklig och stabil leverans av träavfall i närheten av värmecentralerna (upp till 30 km), lämplig koordinering av verksamheterna mellan skogsbruken, träförädlingsindustrierna och värmecentralerna samt tillgången på finansiella och tekniska resurser för att genomföra investeringarna.

Ett annat alternativ är användning av biogas från kreatur, gödsel och avloppsslam för värme- och elproduktion. Golub et al. (1999) redovisar ett möjligt projekt i Novgorodregionen, vars syfte är att använda biogas för detta ändamål. Detta skulle kunna minska utsläppen med omkring 135 000 ton CO₂/år till en kostnad på omkring 0,25–3 US-dollar/ton. Den totala potentialen för biogas är okänd men skulle kunna vara betydande i områden där det finns tillgång på biogas.

I summeringen från en workshop om bioenergi i Finland i mars 2002 antyds att problem med bränsleförsörjningen och andra problem på "systemnivå" är de viktigaste när det gäller att framgångsrikt införa träbränsle i värmeförsörjningen på Kolahalvön. Man påpekar också att kol är det lönsammaste bränslet i området, även om panneffektiviteten är så låg som 20 procent. Dessa problem kan vara mycket allvarligare i Kolaområdet än i andra områden, på grund av mer begränsade träresurser. Det uppmärksammar dock en viktig fråga som måste lösas för att lyckas med införandet av träbränsle. Vi anser att det borde finnas en betydande potential för övergång till träbränsle i västra Ryssland om bland annat leveransen kan tryggas.

Övergång till naturgas

Användningen av naturgas för värmeproduktion har ökat under de senaste tio åren, vilket har främjats av regeringens energistrategiplan. Om i stället målet i den nya strategiplanen, om ökad användning av kol, främjades skulle det finnas ett utrymme för projekt för Gemensamt genomförande som innebär att gå över till naturgas i de områden där det finns tillgång på gas. Kostnadsuppskattningar tyder på att åtgärdskostnaderna skulle vara låga, omkring 0,5–7 US-dollar/ton CO₂, även om endast hänsyn tas till investeringskostnaderna. Vi känner inte till potentialen för en sådan övergång men tror att det kan finnas ett visst utrymme för projekt.

Minskat läckage från naturgasdistributionen

Förlusterna i naturgasnätet är enorma. RAO Gazprom, som har hand om 150 000 km rörledningar, har samarbetat med det tyska företaget Ruhrgas för att utveckla nya enheter för kompressorstationerna. Dessa skall öka effektiviteten från nuvarande 24 procent till 35 procent. Utrustningen har installerats i vissa stationer i Gazproms Volgotransgazenhet och ledde till besparingar på 2,5 procent av gasen som användes i kompressorstationerna och utsläppsreduktioner på 150 000 ton CO₂/år (FCCC, 2000 e). Detta projekt kan eventuellt upprepas och är tänkt att genomföras i andra enheter i företaget.

En annan liknande åtgärd som redovisades av Golub et. al. (1999) är att optimera distributionssystemen för naturgas genom att omfördela gasen mellan olika rörledningar och olika rör i en rörledning. Detta skulle kunna leda till minskad arbetstid och bränsleanvändning i gaspumparna. Kostnadsuppgifterna pekar på åtgärdskostnader på omkring 1 US-dollar/ton CO₂. Hill (2002) redovisar uppgifter från ett projektförslag för Gemensamt genomförande om tätning av gasventiler vid två gaspumpningsstationer i södra Ryssland. Detta skulle kunna uppnås till en kostnad som är nästan noll.

Man kan ifrågasätta om projekt som skulle gagna RAO Gazprom, den största källan till utländska intäkter i Ryssland och ett av de lönsammaste företagen i landet, kan vara kvalificerade för Gemensamt genomförande. Eftersom dessa åtgärder uppenbarligen är mycket lönsamma även utan något pris på CO₂-utsläppen, och företaget inte borde sakna finansiering, kan man förvänta sig att företaget skulle genomföra dem för sin egen skull. Detta verkar dock inte ske i

stor skala. Gemensamt genomförande skulle därför kunna bidra till att påskynda processen och skall anses berättigat. De totala flyktiga utsläppen från olja och gas uppgick till mer än 235 miljoner ton CO₂-ekvivalenter 1996.

Utsläppsreduktioner i kolindustrin

Metan och kol har bildats tillsammans genom "inkolning", en process där växtbiomassa under årens lopp har omvandlats genom biologisk och geologisk påverkan till kol. Metan lagras i kolflötser och avges under kolbrytning. Djupare kolflötser innehåller mycket mer metan än de som ligger grundare. Små mängder metan avges också under behandling, transport och lagring av kol.

Metanutsläppen från kolgruvor kan minskas genom att återvinna och använda metan från underjordsgruvor och oxidera metan från ventilationsluften. Nya tekniker gör det lätt att genomföra dessa alternativ. Metanåtervinningsteknikerna omfattar vertikala schakt som borrar från ytan eller borrhål som borrar inifrån gruvorna. Beroende på gaskvaliteten kan det återvunna metanet från underjordsgruvorna säljas till naturgasföretag, användas för att producera el, användas på plats som bränsle för att torka kol eller producera el eller säljas till industriella eller andra kommersiella anläggningar i närheten. Genom att använda återvunnet metan kan annat bränsle ersättas och därmed indirekt minska utsläppen av växthusgaser. Sist men inte minst skulle metanåtervinning från kolflötser minska de ofta förekommande olyckorna som sker i de ryska gruvorna, vilka till stor del beror på metanexplosioner.

Flyktiga metanutsläpp från kolgruvor förväntades minska i den Ryska federationen, främst som ett resultat av nedläggningen av icke livskraftiga gruvor och övergången från underjordsbrytning till dagbrytning av kol för att möta efterfrågan på kol. Vidare inledde Ministry of Energy 1998 ett program för återvinning och användning av kolflötsmetan. Det främsta målet med programmet var att öka säkerheten i gruvorna men det syftade också till att begränsa utsläppen och använda metan för energiändamål. 1997 upprättades Russian Centre for Methane Utilization (ung. ryskt center för metananvändning) tillsammans med USA. Ett pilotprojekt för användning av metan för energiändamål påbörjades, med utsläppsbesparingar som uppskattades till nästan 57 000 ton CO₂-ekvivalenter/år. De totala utsläppen från kolgruvorna uppgick till nästan 35 miljoner ton CO₂-ekvivalenter 1996.

Det borde finnas en betydande potential för utsläppsreduktioner från kolgruvor. På grund av bristen på finansiering borde de flesta projekt vara kvalificerade för Gemensamt genomförande. Golub et. al. (1999) redovisar ett potentiellt projekt där man använder metangas från Kemerovoregionen som bränsle i en värme-central vid gruvan. Detta skulle kunna leda till utsläppsreduktioner på omkring 180 000 ton CO₂-ekvivalenter/år till en kostnad av omkring 0,25–1 US-dollar/ton. Dessa preliminär beräkningar tyder dock på att det kan finnas ett stort antal billiga alternativ för Gemensamt genomförande för reduktion av utsläpp av växthusgaser inom kolsektorn i Ryssland som bör undersökas ytterligare.

Insamling och användning av deponigas

Enligt FCCC (2000 e) är regeringens politik att minska mängden avfall som deponeras och öka förbränningen och återvinningen. De lokala förvaltningarna står inför problem med genomförandet av denna politik i form av brist på avfallsseparering och efterfrågan på slutprodukter från återanvänt avfall liksom brist på information om hur man väljer den mest effektiva avfallshanteringstekniken. Ett federalt program om avfall har inrättats för 1996–2000 som finansieras med hjälp av federala anslag och en skatt på deponerat avfall. 1998 antogs den federala avfallslagen med krav på att avfallsdeponierna inventeras och att en databas om effektiva avfallshanteringstekniker och företag som hanterar avfall skapas.

Så vitt vi vet har endast få, om ens några, åtgärder för att samla in och använda deponigas genomförts. Enligt vår mening är det troligt att insamling och användning av metan kommer att vara en lågprioriterad fråga till följd av andra mer angelägna uppdrag på lokal nivå. Det borde därför finnas en betydande potential för investeringar i Gemensamt genomförande inom detta område. De totala utsläppen av metan från avfallsdeponier uppgår till mer än 37 miljoner ton CO₂-ekvivalenter och insamling av en betydande andel av detta bör vara möjlig.

Hill (2002) redovisar några uppgifter från ett deponigasinsamlingsprojekt i två distrikt i Moskvaregionen, delvis finansierade med medel för Gemensamt genomförande från ett nederländskt företag. Åtgärdskostnaderna varierade mellan 0,01–5,65 US-dollar/ton CO₂-ekvivalenter. Kostnader för liknande projekt i andra länder ligger på ungefär samma nivå, se kapitlet om Lettland. Dessa kostnadsuppgifter pekar på att insamling av deponigas skulle kunna vara ett mycket billigt alternativ också i Ryssland. Om de största avfallsdeponierna prioriterades skulle kostnaderna kunna bli mycket låga. Detta bör undersökas ytterligare.

Reduktioner av utsläpp från industrikällor

Den höga energiintensiteten inom industrisektorn, mer än dubbelt så hög som i OECD-länderna, tyder på att det borde finnas några kostnadseffektiva sätt att minska energianvändningen och utsläppen. Energieffektiviteten har redan förbättrats i några få privatiserade industriföretag (FCCC, 2000 e). Dessa företag har uppnått anmärkningsvärda resultat i form av energibesparingar och förbättrad effektivitet. Antalet företag som har gjort sådana investeringar är dock litet. De stora, statsägda företagen är till stor del beroende av finansiering från statsbudgeten, vilket är mycket svårt att få. Därför skulle Gemensamt genomförande kunna vara en finansiell källa som skulle kunna stötta sådana investeringar.

Golub et. al. (1999) redovisar några potentiella industriprojekt. Ett syftar till att omforma kartongfabriken "Karton" i Arkhangelskområdet så att energiförbrukningen och utsläppen av CO₂ och ett flertal andra utsläpp till atmosfären minskas. CO₂-utsläppen skulle kunna minska med omkring 52 000 ton/år till en kostnad omkring noll.

Det är troligt att det finns flera projekt inom industrin som skulle kunna leda till utsläppsreduktioner till en låg kostnad. Denna potential bör undersökas ytterligare.

H Slovakien

Tabell H.1 Landsvisa fakta och indikatorer – Slovakien

ÅR: 1999	Slovakien	Sverige
Utsläpp av växthusgaser 1990 (Mt CO ₂ -ekviv.)	72,3	70,6
Utsläpp av växthusgaser 1999 (Mt CO ₂ -ekviv.)	52,3	69,4
Befolkning (miljoner)	5,4	8,9
Bruttonationalprodukt (miljarder USD 1995)	22,0	267,3
Primär energitillförsel (PJ)	753,3	2139,2
Skogsareal	41%	52%
Utsläpp av växthusgaser per capita 1999 (ton CO ₂ -ekvivalenter)	9,7	7,8
Bruttonationalprodukt per capita (i 1000 USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	10,2	22,1
Kolintensitet i energitillförseln (t CO ₂ per TJ)	52,3	22,5
Kolintensitet i bruttonationalprodukten (kg CO ₂ per USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	0,7	0,3
Kolintensitet i elproduktionen (gCO ₂ per kWh)	304,2	40,4

* Utsläppen av växthusgaser anges för Sveriges del för åren 1990 och 2000,

Källa: Nationalrapporter och inventeringar ingivna till UNFCCC, IEA:s CO₂-statistik 2001,

H.1 Utsläpp av växthusgaser

De totala utsläppen av växthusgaser och de huvudsakliga källorna visas i tabell H.2.

De totala utsläppen av växthusgaser har minskat med 28 procent från 1990 till 1999. Detta beror på en nedgång i ekonomin och omstrukturering till följd av övergången från en centralplanerad ekonomi till marknadsekonomi.

Utsläppen av växthusgaser i Slovakien kännetecknas av en stor andel CO₂-utsläpp från framför allt energiintensiv industri och användning av fossila bränslen.

CO₂-utsläppen bidrog med 82 procent av de totala utsläppen av växthusgaser 1990 och ökade till 86 procent 1999. Andelen CO₂-utsläpp från stationär förbränning av bränslen låg stabilt på 70 procent under samma period medan transport och cementproduktion ökade sina andelar.

Reduktionen med 20 miljoner ton av de totala utsläppen har till största delen (15 miljoner ton) skett för CO₂-utsläppen från förbränning av bränsle. Huvudkällorna till CO₂-utsläppen är el- och värmeproduktion (28 procent 1998) och tillverkningsindustrin (36 procent 1998). CO₂-utsläppen från tillverkningsindustrin minskade med nästan 12 miljoner ton (50 procent) under perioden 1990 till 1998 (IEA 2000) och är därmed den största anledningen till reduktionen av de totala utsläppen av växthusgaser.

Tabell H.2 Utsläpp av växthusgaser 1990 och 1999, miljoner ton CO₂-ekvivalenter.

Gas och källa/upptag	1990	1999
CO₂-utsläpp totalt	59,606	44,875
Energianvändning	55,724	41,326
Energi (stationära källor)	50,654	36,505
Transport	5,070	4,821
Industriprocesser	3,882	3,549
Cementproduktion	3,882	3,549
Metan	6,764	4,670
Avfall	2,068	1,810
Jordbruk	2,835	1,357
Förändring av markanvändning, skogsbruk	0,067	0,013
Energi (flyktiga utsläpp och bränsleförbränning)	1,794	1,491
Kväveoxid	5,890	2,747
Förbränning av bränslen	0,254	0,282
Industriprocesser	0,577	0,062
Jordbruk	5,022	2,387
Förändring av markanvändning, skogsbruk	0,016	0,003
Avfall	0,022	0,012
Utsläpp av växthusgaser totalt	72,260	52,292

Källa: Ministry of the Environment Miljödepartementet) (2001).

Tabell H.3 CO₂-utsläpp per energikälla, miljoner ton CO₂

	1990	1999
Vätskeformiga fossila bränslen		
Tung eldningsolja	4,8	1,3
Dieselloolja	3,6	2,7
Bensin	1,4	2,0
Kerosen (flygfotogen/annan)	0,0	0,1
Gasol (LPG)	0,0	0,1
Övriga oljeprodukter (nafta, smörjmedel osv.)	3,3	1,1
Fasta fossila bränslen		
Kol	6,7	8,1
Lignit (kol, koks, briketter)	17,1	7,5
Gasformiga fossila bränslen		
Naturgas	11,7	12,8
Gas från gasverk	0,0	0,0
Koksugngas	0,7	0,5
Masugngas	5,3	3,8
Gas från syrgasugnar	0,0	0,0
Raffinaderigas	0,7	0,3
Fossila bränslen totalt	55,4	40,1

Källa: IEA (2001), ECON.

I Kyotoprotokollet åläggs Slovakien att minska utsläppen av växthusgaser med 8 procent 2008–2012 jämfört med 1990 års nivå.

Av tabell H.3 framgår att reduktionen i CO₂-utsläpp inte fördelas lika mellan alla de fossila energikällorna. Utsläppen från bensin, stenkol och naturgas har ökat medan utsläppen från lignit (brunkol) och tung eldningsolja har minskat markant. Som följd av detta var lignit 1999 inte längre den mest dominerande energikällan i fråga om CO₂.

H.2 Nuvarande energitillförsel

Förutom en viss begränsad kolutvinning är Slovakien beroende av import för att täcka sitt energibehov. Nettoimporten av energi 1996 stod för 73 procent av den totala energiförbrukningen enligt Ministry of the Environment (2001). Om man lägger till kärnbränsle ökar andelen till 89 procent. Ryssland är den viktigaste leverantören till Slovakien och den enda leverantören av kärnbränsle.

Fossilt bränsle står för nästan 80 procent av energitillförseln vilket är ungefär samma nivå som i EU. Kol och naturgas är de dominerande energikällorna och uppgår till ungefär 60 procent av den totala energitillförseln.

Slovakien är ett centralt transitland för rysk naturgas till Västeuropa. Två rörledningar passerar slovakiskt territorium och transporterar 70 procent av den ryska

exporten till EU, vilket motsvarar ungefär 25 procent av förbrukningen i EU enligt EIA (2002).

Slovariens energiintensitet är mer än fem gånger högre än i EU. Om man tar hänsyn till köpkraften minskas den till två gånger intensiteten i EU. Primär energiförbrukning per capita är fortfarande 85 procent av genomsnittet för EU.

Tabell H.4 Primär energitillförsel, procent

	1990	1999
Kol	36%	29%
Olja	22%	17%
Naturgas	25%	32%
Kärnkraft	14%	19%
Vattenkraft	1%	2%
Övriga förnybara och avfall	1%	0%
Handel med el	2%	0%
Totalt	100%	100%

Källa: IEA (2001).

Slovakien kännetecknas också av en mycket hög anslutningsgrad till naturgasnätet. Omkring 80 procent av hushållen är antingen direkt eller indirekt anslutna via fjärrvärmerna och andelen förväntas stiga ytterligare genom planerade investeringar som för 2002 uppgår till 1 643 miljoner slovakiska kronor.

Värmeförsörjningen utgör en viktig del av Slovariens energisektor. Ungefär 39 procent av den primära energiförbrukningen används för värmeproduktion i industrin, tjänste- och bostadssektorerna. Hälften av Slovariens hushåll är anslutna till fjärrvärmerna.

Fjärrvärmerna täcker omkring 40 procent av den totala värmeförsörjningen för tjänstesektorn och hushållen. Offentligägda energiföretag (45 procent), industrieföretag (17 procent) och kommunalägda eller privatägda pannanläggningar (38 procent) är leverantörer till hushållen. Bränslemixen för fjärrvärmelanläggningarna består av naturgas till 71 procent, kol till 16 procent och eldningsolja till 6 procent.

Omkring en miljon hushåll har egen uppvärmning. Cirka 70 procent har centralvärme medan den resterande delen värms upp genom elvärme, kolpannor, gaspannor eller vedpannor.

På grund av snedvridna el- och naturgaspriser har det funnits en tendens att koppla sig från fjärrvärmesystemet. Ett skäl har också varit de tidigare regeringarnas oförmåga att täcka subventionerna för fjärrvärmerna enligt Ministry of the Economy (1999). Den nuvarande regeringen har ansträngt sig att gradvis ta bort subventionerna och justera de snedvridna energipriserna. Priserna ökar särskilt för el och naturgas men även för värme. På grund av att korssubventioneringarna tas bort kommer hushållen att få större prisökningar än industrin.

Slovakien har tidigare varit en nettoimportör av el men har under de senaste åren blivit en nettoexportör, med ny kärnkraftskapacitet som togs i drift 1998 och

2000. Nettoexporten uppgick till nästan 10 procent av de 34 TWh el som producerades 2001.

1999 installerades en total elproduktionskapacitet på 7,8 GW. Enligt Ministry of the Economy är den installerade kapaciteten nästan två gånger större än när efterfrågan är som störst och överkapacitet förväntas existera under de närmaste tio åren.

Kraftproduktionen är fördelad på kol, naturgas, kärnkraft och vattenkraft. Omkring hälften av produktionen 2001 utgjordes av kärnkraft (53 procent) och den andra hälften delades mellan värmeproduktion baserad på kol och naturgas (32 procent) och vattenkraft (15 procent) enligt IEA (2002).

Produktion i stora industriella kraftvärmeverk står för en ganska stor del av el- och värmeförsörjningen. Den installerade kapaciteten är omkring 750 MW el och 8 300 MW värme. Produktionen 1997 var 2,7 TWh el och 50 PJ värme enligt Ministry of Economy (1999).

H.3 Prognoser för utsläpp av växthusgaser

I den tredje nationalrapporten från Slovakien (Ministry of the Environment, 2001) redovisas prognoser för den framtida utvecklingen för utsläpp av växthusgaser.

Fyra scenarier redovisas: *högnivåscenario, utan åtgärder, med åtgärder (WM)* och *med tilläggsåtgärder (WAM)*. Högnivåscenariot är ett scenario med värsta möjliga situation med hög tillväxttakt för elförbrukningen och snabb återhämtning av industriproduktionen. De två sista scenarierna, som beskrivs i avsnitten nedan, baseras på följande allmänna antaganden:

- En BNP-tillväxt på 2,7 procent per år förväntas till 2005 och 3,6 procent under perioden 2005–2010.
- Elförbrukningen förväntas öka med en årlig tillväxttakt på 1,5 procent till 2005 och därefter omkring 2 procent.
- Kärnkraftverket V1 i Jaslovské Bohunice kommer att stängas 2006 och 2008 enligt regeringens beslut 1999.
- Värmeförbrukningen kommer att öka något i de centraliserade fjärrvärmesystemen (0,5 procent per år) till 2005 och minska i industrin efter 2005 (0,85 procent per år).
- Bränsleförbrukningen i industrin kommer att bero på industrins bidrag till BNP och ett antagande om en förbättring på 3 procent i den interna energieffektiviteten.

WM-prognosen

I prognosen *med åtgärder* ingår en förväntad inverkan av införda åtgärder, särskilt lagstiftning inom området miljöskydd av luft. Följande antas:

- Kolförbrukningen i stora kraftverk kommer att stabiliseras.
- Kolförbrukningen i industriella kraftverk kommer gradvis att ersättas av naturgas när avgifterna på lokala föroreningar ökar, vilket redan har beslutats i Slovakien.

WAM-prognosen

I syfte att bedöma ytterligare tänkbara utsläppsreduktioner har flera olika alternativ beaktats i prognosen *med tilläggsåtgärder*. Dessa omfattar användning av kombinerade cykler i centraliserade fjärrvärmesystem och industriella anläggningar, ökad användning av förnybar energi (biomassa, geotermisk energi och solenergi) och värmeisolering av byggnader. Särskilt antas följande:

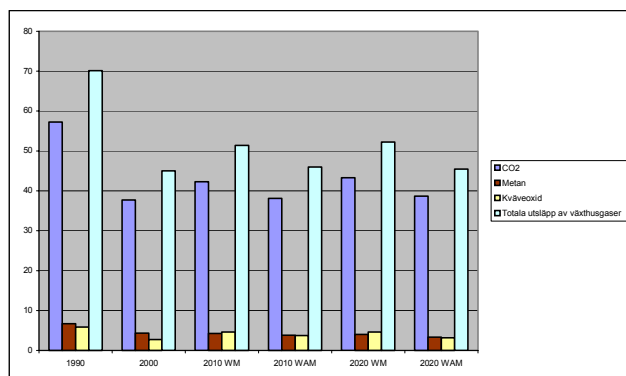
- Kombinerade cykler i industriella anläggningar når en nivå på 312 MWe 2010 (varav 29 MWe kraftvärmeverk) och stiger till 469 MWe 2015 genom ersättning av kolbaserad kapacitet. Ytterligare ersättning i offentligägda kraftverk och värmeverk ingår också.
- Andelen värme som baseras på biomassa ökar i industriella anläggningar (2 procent 2000, 18 procent 2010, 24 procent 2015) och i centraliserade fjärrvärmesystem och individuell uppvärmning (2 procent 2000, 14 procent 2010, 21 procent 2015).
- Geotermisk energi ersätter värmeverk i centraliserade fjärrvärmesystem (102 MWt 2005, 229 MWt 2010, 255 MWt 2015).
- Solenergi i individuell uppvärmning når en nivå på 15 procent av den användbara potentialen 2015 (163 TJ 2005, 326 TJ 2010, 490 TJ 2015).
- Termisk isolering av byggnader i områden med centraliserad fjärrvärme minskar energiförbrukningen med 6 procent 2005 och 30 procent 2010.

Sammanfattning av prognoserna

Enligt bedömningen i den tredje nationalrapporten kommer åtagandena i Kyoto-protokollet att uppfyllas. Utsläppen förväntas inte överskrida den nivå som krävs i Kyotoåtagandet.

Mängden oanvända utsläppsrätter inom den första åtagandeperioden, så kallad *hot air*, förväntas ligga i intervallet 13 till 18 miljoner ton CO₂-ekvivalenter per år beroende på vilket av scenarierna, *med åtgärder* eller *med tilläggsåtgärder*, som genomförs.

Figur H.1 Prognos för de totala nettoutsläppen av växthusgaser, miljoner ton CO₂-ekvivalenter



Källa: Ministry of the Environment (Miljödepartementet) (2001).

H.4 Potential för projekt för Gemensamt genomförande

Slovakien har i sin tredje nationalrapport angett att man föredrar handel med utsläppsrätter jämfört med Gemensamt genomförande. Det konstateras att på grund av de höga transaktionskostnaderna i samband med förberedelse och genomförande av projekten, den betungande administrationen och den låga effektiviteten, kommer Gemensamt genomförande troligen inte att användas i ett stort antal fall.

Slovakien har ändå identifierat möjliga områden för Gemensamt genomförande inom energisektorn som ger en insikt i typen av projekt som skulle vara möjliga. Informationen som ges är dock mycket allmänt hållen och måste undersökas vidare.

Eftersom Slovakien antas uppfylla sitt Kyotoåtagande med en säkerhetsmarginal, definieras scenariot *med åtgärder* som referensbana i den tredje nationalrapporten. Åtgärderna som ingår i scenariot *med tilläggsåtgärder* kan därför betraktas som additionella.

Förbättrad förbränningsteknik i värme- och kraftproduktionen

Den ökade genomslagskraften för tekniken med kombinerade cykler ses som ett av de mest lovande alternativen för att minska CO₂-utsläppen.

Vid de offentligägda kraftvärmeverken uppskattas en potential på 242 MWe före 2005 resultera i årliga reduktioner av CO₂ på 585 000 ton. Vid industriella kraftvärmeverk uppskattas 283 MWe fram till 2010 resultera i årliga reduktioner av CO₂ på 230 000 ton enligt Ministry of the Environment (2001). Åtgärds-kostnaderna uppskattas vara relativt höga, 23–27 US-dollar per ton CO₂. Ingen ytterligare förklaring till kostnadsuppskattningen ges och vi betvivlar tillförlitligheten.

FCCC (1999) konstaterar att det finns en betydande potential för utsläppsreduktioner genom ytterligare utbyggnad av kraftvärmeverk. Slovakiens industriella

struktur som domineras av energiintensiv produktion uppströms, såsom råvaror och halvfabrikat, lämpar sig väl för kraftvärmeverk. Återbetalningstider på tre till fem år nämns för industriella kraftvärmeverk. Ministry of the Economy (1999) förväntar sig goda möjligheter för expansion med småskaliga kraftvärmeverk i hushållen och tjänstesektorn. 1998 fanns mer än 30 små enheter i drift med en total elkapacitet på omkring 17 MW. Ny kapacitet befinns vara möjlig fram till 2010 även om nivån är måttlig, 320 MW för hushållen och tjänstesektorn och 480 MW för industrin.

De snedvridna naturgaspriserna ses som det viktigaste hindret för en mer omfattande användning av småskaliga kraftvärmeverk och att bara kraftvärme används i fjärrvärmesystemen. Under mer normala marknadsförhållanden räknar myndigheterna med att kraftvärmeverk skall vara den mest kostnadseffektiva produktionsmetoden.

Övergång till annat bränsle

Övergång från kol till naturgas och förnybara energikällor erbjuder vissa möjligheter. Även om kol och lignit fortfarande utgör en stor andel av den primära energitillförseln (29 procent 1999) finns det vissa inbyggda begränsningar i detta alternativ. Som konstateras i FCCC (1999) finns det en stark koppling mellan lignitbrytningen och landets största ligniteldade kraftverk i Novaky. Lignitbrytningen förväntas fortgå till 2020, som är anläggningens förväntade livslängd. Lignitproduktionen skulle dock kunna minska med 20 till 30 procent till 2010 och på så sätt utgöra en betydande potential för utsläppsreduktioner och Gemensamt genomförande.

Förnybara energikällor

Biomassa

Slovakien har en stor potential för användning av biomassa. Skog täcker 41 procent av landets yta.

Användning av biomassa i fjärrvärmesystemen förväntas bidra med 30 procent av värmeproduktionen 2015 och årliga reduktioner av CO₂ med 386 000 ton. Det finns också en betydande potential i den industriella värmeproduktionen. De årliga reduktionerna av CO₂ förväntas här uppgå till 267 000 ton och ytterligare 77 000 ton vid industriella kraftvärmeverk.

Kostnadsberäkningarna för användning av biomassa är alla negativa. Ingen förklaring ges till detta och vi ifrågasätter tillförlitligheten.

Geotermisk energi

Geotermisk energi skulle kunna erbjuda goda möjligheter för fjärrvärmesystemen. Potentialen omfattar 355 MWt installerad kapacitet vilket resulterar i årliga utsläppsreduktioner på upp till 217 000 ton CO₂. Åtgärds kostnaderna uppskattas vara negativa, omkring -30 US-dollar, men ingen förklaring ges.

Vattenkraft

Vi fann inga detaljerade belägg för potentialen för ökad vattenkraftkapacitet. EIA (2002) konstaterar dock att Slovakien har en betydande potential för ytterligare vattenkraftkapacitet. Detta bör undersökas ytterligare.

Återvinning av deponigas

Deponigas utvinns för närvarande inte i Slovakien. Förutom avfallsförbränning i de två största städerna deponeras allt avfall.

Många av deponierna är för små för att gasutvinning skall vara lönsamt. Avfallshanteringsstrategin inriktas därför på färre deponier som skall betjäna flera kommuner. Kommunerna har bjudit in utländska företag att delta, på grund av brist på egna medel.

För närvarande finns det ett förslag på projekt för Gemensamt genomförande beträffande återvinning av deponigaser i Slovakien inom det nederländska programmet Erupt. Om det undertecknas kommer detta att bli det första projektet för Gemensamt genomförande i Slovakien. Projektet innebär att gasinsamlings-system etableras vid 8 regionala avfallsdeponier. Under den första fasen kommer metan att facklas. Vid 6 platser kommer elproduktion att etableras under den andra fasen. Projektet förväntas leda till en reduktion på 100 000–120 000 ton CO₂-ekvivalenter årligen. Priset har ännu inte avslöjats men genomsnittspriset i anbudet låg på 5 euro för de sex projekten som valdes ut enligt BGP engineers (2002).

Det hävdas att projektet är additionellt eftersom metaninsamling troligen inte skulle ske utan Gemensamt genomförande. Med hänsyn till EG-direktivet om deponier av avfall skall befintliga avfallsdeponier ges en övergångsperiod på åtta år för att överensstämja med kraven. Även om Slovakien blir medlem i EU 2004 skulle tillgodoövandet för 2008–2012 fortfarande vara additionellt.

Potentialen för deponigasprojekten i Slovakien är förmodligen inte utnyttjad även om avtalen för ovan nämnda projekt undertecknas. Prognoserna för de totala metanutsläppen från deponering av avfall ligger dock i området 700 000 ton CO₂-ekvivalenter 2010. Detta visar att det bara återstår mindre och oattraktiva projekt om ovanstående projekt genomförs. Därför kommer den återstående potentialen för Gemensamt genomförande att vara begränsad.

I Ukraina

Tabell I.1 Landsvisa fakta och indikatorer – Ukraina

ÅR: 1999	Ukraina	Sverige
Utsläpp av växthusgaser 1990 (Mt CO ₂ -ekviv.)	932,6	70,6
Utsläpp av växthusgaser 1998 (Mt CO ₂ -ekviv.)	384,6	69,4
Befolkning (miljoner)	50,0	8,9
Bruttonationalprodukt (miljarder USD 1995)	41,8	267,3
Primär energitillförsel (PJ)	6212,8	2139,2
Skogsareal	18%	52%
Utsläpp av växthusgaser per capita 1998 (ton CO ₂ -ekvivalenter)	7,7	7,8
Bruttonationalprodukt per capita (i 1000 USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	3,3	22,1
Kolintensitet i energitillförseln (t CO ₂ per TJ)	61,0	22,5
Kolintensitet i bruttonationalprodukten (kg CO ₂ per USD 1995, köpkraftsjusterat värde)	2,3	0,3
Kolintensitet i elproduktionen (gCO ₂ per kWh)	368,3	40,4

* Utsläppen av växthusgaser anges för Sveriges del för åren 1990 och 2000,

Källa: Nationalrapporter och inventeringar ingivna till UNFCCC, IEA:s CO₂-statistik 2001,

I.1 Utsläpp av växthusgaser

De totala utsläppen av växthusgaser och de huvudsakliga källorna visas i tabell I.2.

De totala utsläppen av växthusgaser minskade med nästan 60 procent från 1990 till 1998 medan de totala CO₂-utsläppen minskade med 63 procent under samma period. CO₂-utsläppen bidrog med nästan 76 procent av de totala utsläppen av växthusgaser 1990 och andelen minskade till omkring 68 procent 1998. Metan bidrog med ungefär 29 procent av de totala utsläppen av växthusgaser 1998, en ökning från 21 procent 1990. Denna relativt höga metandel i jämförelse med de flesta andra länder beror i huvudsak på läckage från kolbrytning och naturgastransport, och i viss utsträckning även på en ganska stor jordbrukssektor.

Utsläppsreduktionerna är ett resultat av minskad ekonomisk verksamhet till följd av övergången från centralplanerad ekonomi till marknadsekonomi. Denna

övergångsperiod har varit mycket smärtsam och Ukraina har drabbats av enorma svårigheter när de har lagt grundstenarna till den nya ekonomin.

Tabell I.2 Utsläpp av växthusgaser 1990 och 1998, miljoner ton CO₂-ekvivalenter

Gas och källa	1990	1998
CO₂-utsläpp	704,841	262,823
Energianvändning	672,075	246,914
Energiproduktion	274,569	125,846
Tillverknings och byggindustri	213,887	47,103
Transport	54,044	16,403
Småskalig förbränning (inkl. bostäder)	121,675	55,812
Övrigt*	7,900	1,750
Industriprocesser	32,766	15,909
Kalk, kalksten	15,500	i.u.
Cement	8,745	i.u.
Övrigt	8,521	i.u.
Metan	199,206	110,985
Avfallsdeponier	18,732	18,039
Jordbruk	47,334	25,116
Energi (flyktiga utsläpp och bränsleförbränning)	129,738	66,633
Övrigt	3,402	1,197
Kväveoxid	28,551	10,757
Energianvändning	2,201	0,558
Jordbruk	17,608	6,355
Övrigt**	8,742	3,844
Utsläpp av växthusgaser totalt	932,598	384,565

* Inkl. jordbruk.

** Industriprocesser, avfall osv.

Källa: Ukrainas första nationalrapport (1998), FCCC (2000 d).

Det har funnits en betydande osäkerhet när det gäller utsläppsinventeringen. Utsläppen som redovisades i Ukrainas första nationalrapport (1998) uppvisade flera brister. Utsläppsuppgifterna har räknats om med hjälp av en expertgrupp från FCCC (se FCCC, 2000 d) och de uppgifter som redovisas ovan bör därför ha tillräckligt god kvalitet. Inventeringarna innehåller dock fortfarande inte utsläpp av perfluorkolväten (PFC) och svavelhexafluorid (SF₆) med höga potentialer för global uppvärmning. Även om dessa ”nya” gaser inte produceras i Ukraina är utsläppen betydande eftersom en del av dem kommer från metallurgiindustrin.

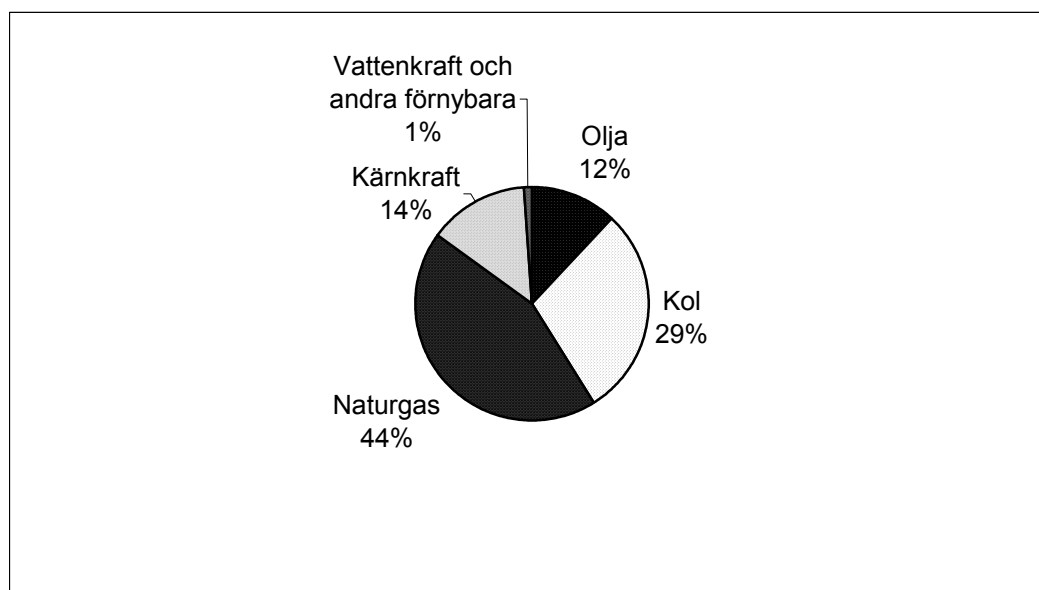
I Kyotoprotokollet åläggs Ukraina att stabilisera utsläppen av växthusgaser under perioden 2008–2012 på 1990 års nivå.

I.2 Nuvarande energitillförsel

Energisektorn har spelat en viktig roll i den ekonomiska utvecklingen i Ukraina. När landet utgjorde en del av Sovjetunionen var det tungt industrialiserat med betoning på bränsle- och energikomplex, metallurgi samt maskiner och utrustning. Även jordbruket har utgjort en viktig sektor för ekonomin. Energin har till stor del importerats. Kol är den viktigaste inhemska energikällan. Det täcker inte bara landets egen efterfråga utan går även på export. Betydande mängder kol importerar också. Även om den inhemska produktionen av olja och gas har ökat under de senaste åren, täcks bara omkring 15 procent av oljebehovet och 18 procent av naturgasbehovet av inhemska källor (FCCC, 2000 d).

Den totala primära energiförbrukningen minskade med 41 procent från 1990 till 1997 framför allt på grund av en minskning av BNP och industriproduktionen, särskilt i industrier med låg energiintensitet.

Figur I.1 Primära energikällor 1997, procent

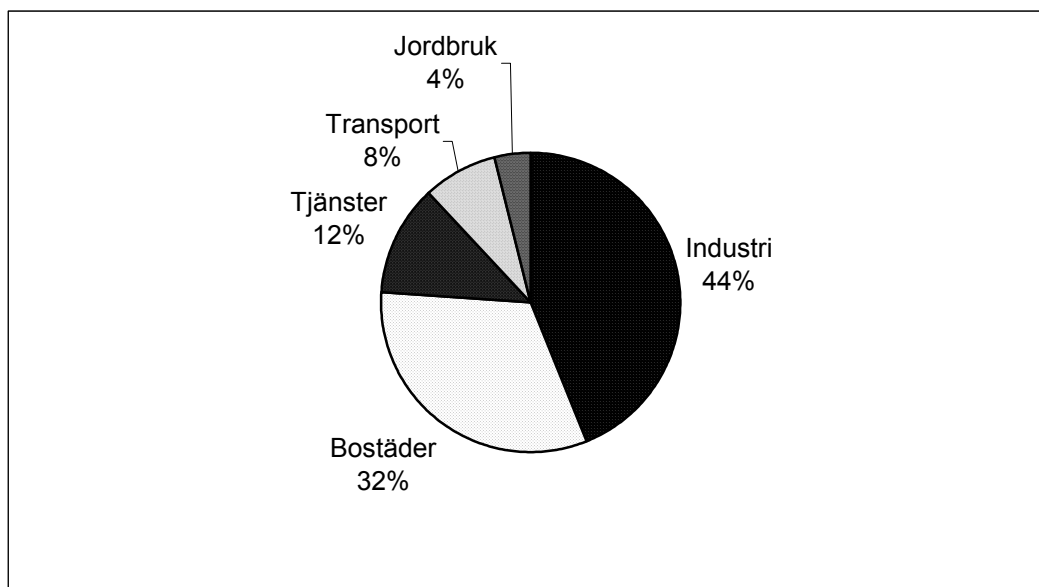


Källa: FCCC (2000 d)

Av figuren framgår att naturgas var den viktigaste primära energikällan 1997. Andelen hade då ökat från 36 procent 1990. Kol stod för 29 procent, en nedgång från en andel på 32 procent 1990. Oljan minskade från 24 till 12 procent 1997 och kärnkraftens andel ökade från 8 till 14 procent.

Industrin var 1997 den viktigaste energiförbrukaren, följt av bostadssektorn. Från 1990 till 1997 minskade energiförbrukningen i industrin och jordbruket i samma takt som minskningen av BNP, medan minskningen av förbrukningen i bostads-, tjänste- och transportsektorerna var mindre. Detta har lett till en svag ökning av energiintensiteten i den ukrainska ekonomin.

Figur I.2 Andel primär energiförbrukning 1997, procent



Källa: FCCC (2000 d)

1998 kom omkring 47 procent av den totala elproduktionen från värmekraft (kol, naturgas och tung eldningsolja), omkring 44 procent från kärnkraft och 9 procent från vattenkraft och viss annan förnybar energi. Kraftproduktionskapaciteten har varit ungefär densamma sedan 1990 medan produktionen har minskat med 35 procent. Produktionsminskningarna har i huvudsak skett i värmekraftverken. Nettokraftexporten har minskat och låg 1995 på en mycket låg nivå.

Energistrategin under de senaste åren har inriktats på avreglering av energisektorn, avreglering av energipriserna, privatisering och konkurrens, förbättringar av energieffektiviteten och en trygg energiförsörjning. Strategier som främjar energieffektivitet har prioriterats på grund av brist på tillräckliga inhemska energiresurser och hög energiintensitet i de flesta sektorer (FCCC, 2000 d). Enligt Ukrainas första nationalrapport (1998) är landet ett av de mest energiintensiva och de minst energieffektiva länderna i världen. Ukrainas energiintensitet är mer än dubbelt så hög som grannländerna med övergångsekonomier (däribland Ryssland). Beroendet av energiimport har ökat. Problem med uteblivna betalningar för förbrukad energi efter avregleringen av energipriserna har blivit ett av de viktigaste hindren för marknadsreformen och för främjandet av energieffektivitet.

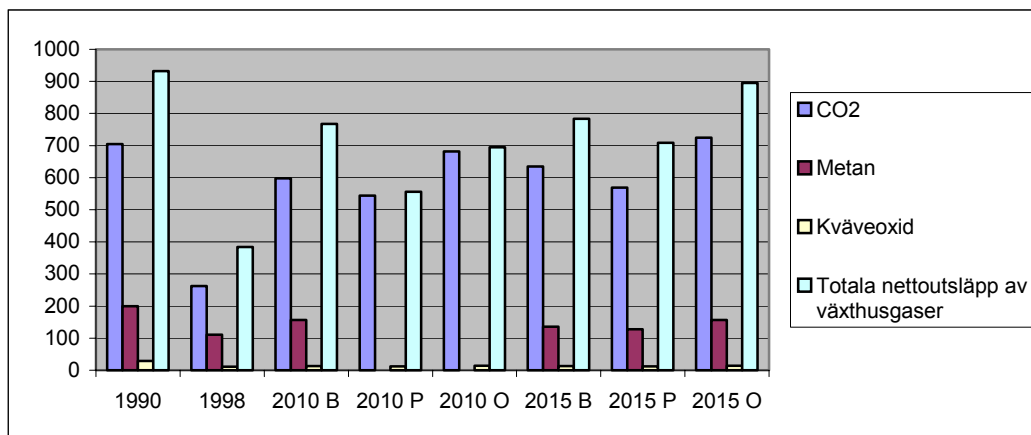
1996 fastställdes prioriteringarna för en genomgripande förändring av sektorn i Ukrainas nationella energiprogram. Först och främst sattes målet att öka andelen kol på bekostnad av naturgas för att förbättra försörjningstryggheten och minska importberoendet. Målet skall i huvudsak nås genom att införandet av nya tekniker, t.ex. fluidbädd, påskyndas. Detta bör leda till att anläggningseffektiviteten ökar från de nuvarande 28–32 procent till 42 procent. Ytterligare utveckling av kraftvärmeverkssystemen är ett annat instrument för att nå detta mål. Kraftvärmeverk baserade på naturgas används i alla större städer i Ukraina och planen är att gå över från naturgas till kol i några av dem. Tusentals värmepannor för centrali-

serade värmesystem finns i många städer. Dessa pannor skulle kunna uppgraderas till kraftvärmeverk.

I.3 Prognoser för utsläpp av växthusgaser

I Ukrainas första nationalrapport (1998) redovisades tre scenarier för utvecklingen av utsläppen av växthusgaser fram till 2010 och 2015: ett referensscenario (B), ett pessimistiskt scenario (P) och ett optimistiskt scenario (O).

Figur I.3 Utsläppsscenarioer, miljoner CO₂-ekvivalenter



Källa: Ukrainas första nationalrapport (1998)

På grund av ett fel i Ukrainas första nationalrapport (1998) redovisas inte prognoserna för metanutsläppen i de pessimistiska och optimistiska scenarierna för 2010 och ingår därför inte i de totala utsläppen av växthusgaser för dessa scenarier 2010. Enligt FCCC (2000 d) skiljer sig de tre scenarierna främst åt när de gäller antagandena om tillväxttakten för BNP, strukturförändringar i ekonomin, samt tempot för ersättning av omodern teknik och genomförandet av energieffektiveringsåtgärder.

Expertgruppen som har granskat dessa prognoser anser att alla scenarier är alltför optimistiska när det gäller dessa antaganden (FCCC, 2000 d). På grund av nedgången i BNP sedan 1990, är det troligt att BNP-nivån är lägre än förväntat i referensscenariot och den kan till och med vara lägre än i det pessimistiska scenariot. Enligt Laskarevsky et. al. (2002) har dock Ukraina börjat komma över konjunktur nedgången från 2000 och har nu en betydande ekonomisk tillväxt. Antagandena bakom scenarierna när det gäller den konstanta bränslestrukturen, ökad inhemsk kolproduktion (kostnaderna är högre än kolets marknadsvärde) etc. kan ifrågasättas. Vidare är det troligt att endast en del av energieffektivitetsåtgärderna förverkligas på grund av bristande finansiering. I scenarierna antogs 1995 vara en vändpunkt i ekonomin då utsläppen av växthusgaser förväntades öka. Utsläppen har dock sjunkit kraftigt fram till 1998, som är det sista år som det finns uppgifter för.

Mot denna bakgrund är den förväntade utsläppstakten för växthusgaser 2010 och 2015 för hög i utsläppsprognoserna. När det gäller det pessimistiska scenariot,

som kanske är det minst orealistiska, skulle det kunna finnas så mycket som 250 miljoner ton CO₂-ekvivalenter av hot air tillgängliga 2010, om metanutsläppen 2010 är desamma som i det pessimistiska scenariot 2015. Denna uppskattning är mycket osäker men ger en fingervisning om att en stor mängd hot air kan finnas att tillgå i Ukraina.

I.4 Potentialer för projekt för Gemensamt genomförande

Möjligheterna för Gemensamt genomförande

Genom Canada-Ukraine Environmental Program (ung. det kanadensisk-ukrainska miljöprogrammet) har en databas för projekt för Gemensamt genomförande skapats för att underlätta det praktiska förverkligandet av projekt för Gemensamt genomförande i Ukraina, se Laskarevsky et. al. (2000). Databasen omfattar 30 projekt som kan utföras enligt Gemensamt genomförande. Dessa projekt skulle kunna leda till reduktioner av utsläpp av växthusgaser på omkring 7 miljoner ton CO₂/år. Databasen utvecklades med syftet att projekt som stödjer sig på modern konventionell teknik med obetydliga tekniska risker, som det dessutom finns tillförlitliga tekniska och ekonomiska data för, skulle ingå. Vi använder uppgifter från vissa av dessa projekt nedan för att ge en fingervisning om möjligheter till utsläppsreduktioner och kostnaderna för detta.

Enligt Laskarevsky et. al. (2002) skulle den totala potentialen för Gemensamt genomförande i Ukraina kunna uppgå till 101–125 miljoner ton CO₂/år 2012. Den totala potentialen för Gemensamt genomförande i Ukraina har beräknats med informationen från Comprehensive National Program of Ukraine for Energy Conservation (ung. Ukrainas övergripande nationella program om energisparande) från 1997 som grund (Laskarevsky et. al. 2000). Hänsyn har tagits till att man endast lyckades uppnå 34 procent av de planerade energibesparingarna för åren 1996–1999. Laskarevsky et. al. (2000) påpekar att de utländska investeringar som krävs för perioden 2001–2012 för att nå upp till potentialen kommer att vara dubbelt så stora som de totala utländska investeringarna i Ukraina under de senaste tio åren. De genomsnittliga investeringarna per ton minskad CO₂ uppskattas till 6,6 US-dollar. Potentialen för Gemensamt genomförande skulle dock endast bestå av billiga åtgärder och åtgärder med korta återbetalningstider vilket innebär att de totala kostnaderna för utsläpps begränsningarna skulle bli lägre om hänsyn tas till energibesparingarna och andra fördelar.

Ukrainas minskade utsläpp av växthusgaser är i huvudsak ett direkt resultat av minskningen av landets kolförbrukning till följd av att industri- och energi-produktionen har minskat (EIA, 2002). Eftersom man i landets planer fortsatt att förlita sig på kol som en energikälla kommer en eventuell ekonomisk återhämtning att leda till högre utsläpp av växthusgaser om åtgärder inte vidtas. Den mycket ineffektiva energianvändningen och den allvarliga bristen på kapital för att förbättra energieffektiviteten innebär att det inte skulle vara svårt att hitta projekt för Gemensamt genomförande som klarar additionalitetstestet. Investeringsklimatet är dock inte särskilt gynnsamt trots regeringens främjande av utländska direktinvesteringar i nyckelsektorerna. Ukraina har än så länge endast

dragit till sig en mindre del av de utländska direktinvesteringarna i regionen. Nedan studerar vi några möjliga områden för projekt för Gemensamt genomförande.

Minskade utsläpp från kraftproduktionen

Aktuell situation

Idag kännetecknas Ukrainas kraftsektor av kraftverk med omodern utrustning, hög energiintensitet för el- och värmeproduktion och brist på rökgasreningssystem i kraftverken. Koleldade kraftverk släppte 1999 ut 56 miljoner CO₂-ekvivalenter enligt Climate Change Initiative (2002). Naturgaseldade anläggningar släppte ut nästan 35 miljoner CO₂-ekvivalenter och kraftverk baserade på residual olja släppte ut omkring 3,5 miljoner ton (Laskarevsky et. al., 2000). Det finns 44 stora värmekraftverk och deras kapacitetsutnyttjande är ganska lågt. Det är troligt att de återstående kärnkraftverken kommer att fortsätta att vara i drift som en baslast åtminstone till 2012 efter det att det sista blocket i Tjernobylanläggningen stängdes 2000. Om fler anläggningar stängs av säkerhetsskäl skulle detta kräva en omfattande överföring av finansiella medel från västländerna, vilket för närvarande inte verkar troligt trots fokuseringen på kärnkraftssäkerheten. Den nuvarande överkapaciteten i värmekraftverken innebär att det är osannolikt att betydande mängder ny kapacitet kommer att byggas upp.

Det finns fyra huvudsakliga metoder för att minska utsläppen av växthusgaser från kraftproduktionen i Ukraina: gå över från kol till naturgas, förbättra kraftverksteknikens och förbränningsprocessernas effektivitet (inklusive kraftvärmeverken), förbättra effektiviteten för elöverföringen och distributionen och utveckla förnybara resurser.

Förbättra kolkraftverkens effektivitet

Eftersom kol troligen kommer att vara det viktigaste bränslet för kraftproduktionen skulle en mer effektiv användning av bränslet kunna vara en möjlighet för Gemensamt genomförande. Det nationella energiprogrammets syfte är att införa nya produktionstekniker, exempelvis fluidbäddförbränning. Då ökar anläggnings-effektiviteten från de nuvarande 28–32 procent till 42 procent. Detta leder till att CO₂-utsläppen minskar med flera miljoner ton (FCCC, 2000 d).

Additionaliteten för sådana projekt måste fingranskas eftersom vissa anläggningar kan moderniseras utan Gemensamt genomförande som en del i arbetet med att förverkliga planen. Vi tror dock att få investeringar kommer att förverkligas, på grund av bristen på finansiering. Vi har inte hittat några kostnadsuppskattningar för sådana investeringar.

Förnybara energiskällor

I det nationella energiprogrammet prioriteras också en ökad andel förnybar energi. Ny förnybar kapacitet på omkring 3 MW, främst vindkraft, har installerats varje år, vilket betyder att den totala installerade vindkraftkapaciteten var omkring 10 MW 1999. En fond har inrättats för att stödja vindkraftprojekt. Den har finansierats med hjälp av en mycket liten pålaga på elpriset. Stöd till stora vatten-

kraftsprojekt prioriteras också. År 1999 hade en betydande del av den kända potentialen för stora floder förbrukats. Trots detta var en ny anläggning på 1 600 MW (Dnestrovskaja) samtidigt under uppförande, finansierad via inhemska källor. Biomassa verkar inte vara något alternativ för Ukraina på grund av bristen på tillgängliga resurser.

Vi har inte hittat några beräkningar om potentialerna eller kostnaderna för vindkraft eller vattenkraft. Vi tror dock att vindkraften inte tillhör de billigaste alternativen. Vattenkraft kan vara ett intressant alternativ men verkar bedrivas av inhemska aktörer och är kanske därför inte berättigat till Gemensamt genomförande.

Ökad användning av naturgas

En del av den befintliga kolkapaciteten skulle kunna ersättas med naturgas och på så sätt leda till minskade utsläpp. Ett annat alternativ skulle kunna vara att stoppa en planerad övergång från befintlig naturgaskapacitet till kolbaserad kapacitet genom att erbjuda investeringar i Gemensamt genomförande av ny och mer effektiv naturgasbaserad kapacitet. Ny kraftvärmeverkskapacitet vore ett självklart alternativ att investera i. För närvarande används kraftvärmeverk baserade på naturgas i alla större städer i Ukraina och enligt FCCC (2000 d) är planen att i några verk gå över från naturgas till kol. Vidare finns det tusentals värmepannor som används i centraliserade värmesystem i andra städer. Dessa skulle kunna uppgraderas till kraftvärmeverk.

Vi har inte hittat några kostnadsuppskattningar för stora kraftvärmeverk baserade på naturgas i Ukraina. Detta kan bero på att sådana anläggningar aldrig har tagits under övervägande på grund av den stora överkapaciteten i det befintliga kraftsystemet. Däremot överväger man mindre kraftvärmeverk i kombination med fjärrvärmesystem. Detta alternativ redovisar vi nedan.

Användning av spillvärme för kraftproduktion

Vi har hittat en ganska speciell men intressant potentiell källa för elproduktion i databasen för projekt för Gemensamt genomförande, nämligen att använda spillvärme från kompressorstationerna till naturgasledningarna (Climate Change Initiative, 2002). Dessa stationer drivs av gasturbiner som använder gas från rörledningarna. För närvarande används mycket lite av högtemperaturavgaserna som släpps ut från turbinerna.

Ett alternativ är att använda gaserna till elproduktion genom att i efterhand installera värmeåtervinningspannor, ångturbiner och turbogeneratorer i kompressorstationerna och sälja kraften till ledningsnätet. Därigenom ökar effektiviteten i befintliga gasturbiner och minskar utsläppen av växthusgaser från andra kraftverk med enkel process.

Man överväger ett första projekt där avgaser från sex kompressorenheter används och bidrar med 30 MW av den installerade kapaciteten och producerar upp till 200 GWh. Utsläppsreduktionerna skulle vara omkring 150 000 ton CO₂/år. Eftermonteringen av varje turbin beräknas kosta omkring 500 000–700 000 US-dollar

och driftkostnaderna uppskattas till 18 000 US-dollar/år. Dessa kostnader pekar på åtgärdskostnader på omkring 0,5 US-dollar/ton CO₂-ekvivalenter men då ingår inte intäkterna från elförsäljningen. Det är oklart om investeringarna som behövs för kraftledningar etc. för anslutning till ledningsnätet ingår.

Detta skulle kunna vara ett intressant alternativ för investeringar i Gemensamt genomförande. Om genomförandet lyckas kan eftermonteringen upprepas i andra kompressorstationer. Vi har inga uppgifter som kan ge en fingervisning om den totala potentialen för utsläppsreduktionerna men eftersom Ukraina är en betydande gasproducent och ett transitland för gas med ett omfattande inhemskt gasrörledningssystem kan potentialen vara betydande.

Förbättrade fjärrvärmesystem

Aktuell situation

Fjärrvärmerna står för 20 procent av CO₂-utsläppen och 81 procent av metanutsläppen från förbränning av fossila bränslen (Climate Change Initiative, 2002). Enligt Climate Change Initiative (2002) utgörs omkring 95 procent av energin som används i fjärrvärmesystemen i Ukraina av naturgas. Resten är baserade på olja och kol. Bara Ukrainas 70 000 bostadshöghus (fem eller fler våningar) förbrukar ungefär 40 procent av hela landets värme.

Fjärrvärmesystemen i Ukraina är ineffektiva och man upplever stora distributionsförluster, i huvudsak på grund av brist på underhåll och finansiella medel för reparationer under de senaste åren. Förlusterna vid värmeproduktionen kan uppgå till 30 procent och på grund av dålig isolering kan värmeförlusterna vid överföringen och distributionen uppgå till mellan 8 och 25 procent, beroende på systemets storlek. Dåligt isolerade byggnader betyder att man kan förlora mellan 30 och 50 procent av den tillförda värmen.

Potential för projekt för Gemensamt genomförande

Det borde finnas en betydande potential för projekt för Gemensamt genomförande för att förbättra fjärrvärmesystemen i Ukraina. Kommuner som saknar finansiella medel för förbättringar äger de flesta systemen. Vissa insatser för att förbättra fjärrvärmesystemen har redan gjorts av den privata sektorn och nationella/lokala förvaltningar, ofta med hjälp av internationella donatorer. Flera projekt i databasen för Gemensamt genomförande omfattar förbättrade fjärrvärmesystem. Dessa projekt är relativt omfattande och innefattar ofta byte av pannutrustning, byte eller ny isolering av tillförselledningar, mätning och betalning av slutanvändningen och ibland även vissa andra åtgärder, företrädesvis av fysisk art, hos slutanvändaren.

Beräkningar tyder på att de flesta projekt är billiga, omkring 1 US-dollar/ton CO₂, även om vissa projekt med höga kostnader (upp till 25 US-dollar/ton CO₂) också har identifierats. Om energibesparingar och intäkter från försäljningen av värme inkluderas skulle kostnaderna vara negativa eller mycket låga för de flesta projekt.

I ett omfattande projekt som redovisas i Laskarevsky et. al. (2000) är målet att ersätta det befintliga värmesystemet i Ivano-Frankivsk, som bara producerar värme, med ett kraftvärmeverkssystem. I systemet skulle all el som behövs i anläggningen produceras och resten säljas till ledningsnätet. Systemet skulle också vara utrustat med kylkapacitet som gör det möjligt att köra systemet omkring 7 000 till 8 000 timmar/år. De totala investeringarna uppskattas till omkring 37 miljoner US-dollar och de totala utsläppsreduktionerna (jämfört med fortsatt drift av det befintliga systemet som idag) blir 3,2 miljoner CO₂-ekvivalenter under projektet livslängd (20 år) eller omkring 160 000 ton/år. Då ingår inte utsläppsreduktionerna från den ersatta elen. Om man tar hänsyn till ökade drift- och underhållskostnader och ökad avkastning från projektet är projektet enormt lönsamt, dvs. att åtgärds-kostnaderna är negativa.

Utsläppsreduktioner i kolindustrin

Metanutsläppen från kolgruvor kan minskas genom att återvinna och använda metan från underjordsgruvor och oxidera metan från ventilationsluften. Nya tekniker gör det lätt att genomföra dessa alternativ. Metanåtervinningsteknikerna omfattar vertikala schakt som borrar från ytan eller borrhål som borrar inifrån gruvorna. Beroende på gaskvaliteten kan det återvunna metanet från underjordsgruvorna säljas till naturgasföretag, användas för att producera el, användas på plats som bränsle för att torka kol eller producera el eller säljas till industriella eller andra kommersiella anläggningar i närheten. Genom att använda återvunnet metan kan annat bränsle ersättas och därmed indirekt minska utsläppen av växthusgaser. Sist men inte minst skulle metanåtervinning från kolflötser minska de ofta förekommande olyckorna som sker i de ukrainska gruvorna, vilka till stor del beror på metanexplosioner.

Idag används dessa så kallade kolflötstekniker i Ukraina i pannor i gruvorna när man går över från kol till gas. I 8 gruvor i Donbassregionen används för närvarande återvunnet metan i verksamheten. Enligt Climate Change Initiative (2002) är detta inte den mest effektiva användningen av metanet. Den mest effektiva användningen av återvunnet metan anses vara som motorbränsle för gasturbiner eller gas-dieselmotorer. Inom vissa områden används metanet som motorbränsle och antalet stationer för gaspåfyllning ökar.

Enligt Climate Change Initiative (2002) förväntas kolflötsåtervinningen av metan öka under perioden 2005–2008, från den nuvarande förbrukningen på omkring 200 miljoner m³ till 3–4 miljarder m³/år, och ytterligare fördubblas vart femte år. Dessa mål kan ifrågasättas. Enligt vår mening är förverkligandet av dessa investeringar i hög grad beroende av utländska investeringar genom Gemensamt genomförande eller liknande.

I Ukraina bryts kol i huvudsak i ett antal mindre gruvor. De behöver subventioner eftersom produktionskostnaderna överstiger kolets värde och nedläggning av gruvorna skulle leda till massarbetslöshet i områden med få alternativ för arbetskraften. Vissa gruvor har dock lagts ned under de senaste åren och några

nedläggningar förväntas även under de kommande åren (FCCC, 2000 d). Likväl förväntas de flesta gruvor vara i drift även under perioden 2008–2012.

Vi har studerat två potentiella metanåtervinningsprojekt från databasen för projekt för Gemensamt genomförande. Det ena gäller den största kolleverantören till kraftproduktionen i Ukraina och det andra en mindre gruva. En preliminärbedömning har gjorts för båda gruvorna om de potentiella metanreserverna och en affärsplan för ett potentiellt projekt har utvecklats. För den största gruvan uppskattar man att en investering på 6,2 miljoner US-dollar kan ge en utsläppsreduktion på 195 miljoner ton CO₂-ekvivalenter under projektets 10-åriga livslängd. För det mindre projektet uppskattas att samma investeringsbelopp skulle leda till ungefär 2,7 miljoner ton CO₂-ekvivalenter under samma antal år. I det senare projektet kommer kostnaderna för utsläppsbegränsningarna att vara omkring 2,2 US-dollar/ton medan kostnaderna i det större projektet uppgår till omkring 0,03 US-dollar/ton. Inga intäkter från användningen av metanet ingår i beräkningarna vilket tyder på att kostnaderna kan vara lägre.

Potentialen för utsläppsreduktion för den största gruvan verkar hög, med en insamling på omkring 29 procent av de totala nationella utsläppen av flyktigt metan och metan från förbränning, som stammar från energianvändningen. Dessa preliminära beräkningar tyder dock på att det kan finnas billiga alternativ för Gemensamt genomförande för reduktioner av utsläpp av växthusgaser inom kolsektorn i Ukraina som skulle behöva undersökas ytterligare. När man betraktar potentialerna för Gemensamt genomförande i kolindustrin bör man också ta hänsyn till att stora delar av kolindustrin inte är lönsamma eller hållbara och att investeringarna i Gemensamt genomförande inte bör bidra till industrins överlevnad.

Insamling och användning av deponigas

Enligt FCCC (2000 d) deponerades 95 procent av det fasta avfallet och 5 procent gick till förbränning 1999. Det finns 700 avfallsdeponier i Ukraina varav 80 procent saknar anordningar för skydd mot luft- och vattenförorening. I 1998 års Law on Waste (ung. avfallslagen) och 1998 års Main Directions of the Ukrainian State Policy on Environmental Protection, Natural Resource Use and Environmental Safety (ung. huvuddirektiven för den ukrainska statens politik om miljöskydd, användning av naturresurser och miljösäkerhet) fastställs grunden för avfallshanteringen, i linje med liknande lagstiftning i andra europeiska länder.

Målet för avfallspolitiken är att lika stora delar av avfallet skall deponeras som förbrännas 2015. Detta innebär att man kan förvänta sig att flera avfallsdeponier kommer att läggas ned och att metanutsläppen från avfallsdeponierna successivt minskar i framtiden. För närvarande finns det få, om några, åtgärder införda för att minska metanutsläppen. I en avfallsdeponi som just håller på att byggas (Dnepropetrovsk) är det tänkt att det skall finnas ett system för insamling och användning av metan för energiändamål (FCCC, 2000 d).

Avfallslagstiftningen och politiken har som mål att lösa andra miljöproblem än utsläppen av växthusgaser men de kommer också att påverka metanutsläppen om de genomförs till fullo. Lagen kräver att de lokala myndigheterna anslår finansiella resurser i sina budgetar för förbränningsanläggningar och deponier. Enligt FCCC (2000 d) kan dock genomförandet bli svårt med tanke på bristen på resurser i kommunerna. Enligt vår mening är det troligt att insamling och användning av metan kommer att vara en lågprioriterad fråga till följd av andra mer angelägna uppdrag på lokal nivå. Det borde därför finnas en betydande potential för investeringar i Gemensamt genomförande inom detta område. De totala utsläppen från avfallsdeponier uppgår till mer än 18 miljoner ton CO₂-ekvivalenter och insamling av en avsevärd andel av detta bör vara möjlig.

Vad vi vet finns det inga kostnadsuppskattningar för insamling och användning av deponigas i Ukraina tillgängliga. Kostnader för liknande projekt i andra länder skulle kunna ge en antydning om kostnadsnivån. Projektet för insamling av deponigas under ledning av Världsbankens prototyp för en internationell klimafond (PCF) i Lettland pekar på kostnader på omkring 4–6 US-dollar/ton minskade CO₂-ekvivalenter (WB, 2000). I dessa kostnadsuppgifter ingår intäkter från elförsäljning men inte potentiella utsläppsreduktioner från den ersatta elen. I ECON (1998) beräknas att investeringarna för gasinsamling vid avfallsdeponierna i Norge kostar mellan 2 och 12 US-dollar/ton CO₂-ekvivalent (genomsnittskostnader omkring 5 US-dollar/ton CO₂) även om intäkterna från användningen av gasen för energiändamål inte har tagits med.

Dessa kostnadsuppgifter pekar på att insamling av deponigas skulle kunna vara ett mycket billigt alternativ också i Ukraina. Om de största avfallsdeponierna prioriteras skulle kostnaderna kunna bli mycket låga. Detta bör undersökas ytterligare.

Utsläppsreduktioner från industrikällor

I databasen för projekt för Gemensamt genomförande finns uppgifter som tyder på att det skulle kunna finnas flera möjligheter till projekt inom industrisektorn. Några potentiella projekt är följande (Climate Change Initiative, 2002):

Kraftvärmeproduktion vid Dniproshinadäcksfabriken

Betydande energimängder släpps för närvarande ut på grund av överkapacitet för pannan. Genom att installera ett kraftvärmeverk skulle den primära energiförsörjningen till anläggningen användas mer effektivt och utsläppen av växthusgaser från andra källor minskas genom minskad kraftproduktion.

Det föreslagna projektet skulle stå för 50 procent av anläggningens elbehov till 1/3 av kostnaden som för närvarande betalas för el från ledningsnätet. Genom projektet skulle utsläppen minska med omkring 1 225 miljoner ton CO₂ under anläggningens livslängd. Investeringarna beräknas till 5,6 miljoner US-dollar, vilket innebär kostnader för utsläpps begränsningar på omkring 4,5 US-dollar/ton. Om man tar hänsyn till besparingarna på den minskade kraftnotan skulle kostnaderna bli lägre.

Öl- och jästillverkning vid Kramatorski Pivzavod

Företaget, som privatiserats, önskar minska de specifika energikostnaderna för att bli mer konkurrenskraftiga på marknaden. Det föreslagna projektet leder till minskad elförbrukning genom att 12 omoderna luftkompressorer ersätts med en högeffektiv kompressor och att de befintliga ångpannorna ersätts med högeffektiva pannor. Kostnaderna uppskattas till 1 miljon US-dollar, och ge besparingar på omkring 406 000 ton CO₂ under projektets livslängd (ej specificerad). Investeringarna uppskattas till omkring 2,5 US-dollar/ton CO₂. Om man tar hänsyn till besparingarna i energikostnader skulle detta leda till lägre kostnader.

Bagleykoks koksugngasanvändning

Bagleykoks förser både de inhemska och internationella marknaderna med koks och har ökat produktionen av högkvalitetskoks under de senaste fem åren. Företaget använder inte koksugngasen utan den släpps ut till atmosfären under produktionen av koks. Man har genomfört en inledande studie för ett projekt där man använder koksgasen för produktion av el och värme för både anläggningen och kommunala behov. Reduktionen av utsläpp av växthusgaser förväntas bli omkring 160 000 ton CO₂/år under 10 års tid. Preliminära uppskattningar pekar på totala projektkostnader på 2,5 miljoner US-dollar, vilket ger kostnader för utsläpps begränsningarna på omkring 1,5 US-dollar/ton CO₂.

Rivneazot konstgödsel- och kemiindustri – CO₂-insamling och processuppgradering

Företaget använder naturgas och apatit för att framställa mineralkonstgödsel. Under årens lopp har företaget genererat nästan 15 miljoner ton avfall på sin tipp. Genom att införa nya tekniker kommer företaget att kunna använda detta avfall för produktion av nytt mineralkonstgödsel. Denna process kommer att avskilja 150 000 ton CO₂-ekvivalenter/år genom insamling av CO₂ och produktion av en ny typ av mineralkonstgödsel där koldioxidgas används i processen. Koldioxiden avskiljs i form av kalk eller kalkammonsalpeter. Projektets uppskattade livslängd är 40 år. Enligt en preliminär uppskattning behövs 12,5 miljoner US-dollar för att genomföra projektet. Detta skulle ge kostnader för utsläpps begränsningar på omkring 7,5 US-dollar/ton CO₂ om man antar att den ekonomiska livslängden är 20 år. Eventuella kostnadsbesparingar ingår inte.

Insamling och användning av associerad gas vid Kachanov

På Glynsko-Rozbyshevoljefältet facklas ungefär 18,25 miljoner m³ associerad gas/år. I projektet tänker man använda gasen för att producera värme och kraft till låg kostnad och minska utsläppen av växthusgaser genom att ersätta produktionen vid befintliga anläggningar. De nödvändiga investeringarna i gas- och dieselgeneratorer uppskattas preliminärt till 3 miljoner US-dollar, inklusive generatorer, annan utrustning, kostnader för igångsättning och justering. De årliga reduktionerna av utsläpp av växthusgaser uppskattas till omkring 590 000 ton/år. Detta ger kostnader för utsläpps begränsningarna på omkring 0,5 US-dollar/ton CO₂.

REFERENSER

Böhringer (2002): Climate Politics from Kyoto to Bonn: Form Little to Nothing? The Energy Journal Vol. 23 Number 2.

Brodman (2002): A push for projects. Environmental Finance July-August 2002.

Buchman A. et al (2001): Complying with the Kyoto Protocol Requirements: Capacity Needs in Central and Eastern Europe, WRI, REC, 2001

Copenhagen Economics (2002): Kvotehandling og kvotepriser etter Bonn og Marrakech. Rapport utarbeidet for Energistyrelsen, Økonomi- og Erhvervsministeriet.

ECON (2000 b): Kyoto Mechanisms for Flaring Reductions. Global Initiative on Natural Gas Flaring Reductions. ECON-report 60/02.

ECON (2002 c): Gas Flaring Reduction Initiative

ECON (2002 d): Marginal elproduksjon og CO₂-utslipp i Sverige. ECON-rapport 19/02.

Environmental Finance (2002): Governments plan to boost emissions projects. July-August 2002 issue.

FCCC (2000): Technical Review 2000, FCCC/WEB/SAI/2000, www.unfccc.int

FCCC (2001): Technical Review 2001, FCCC/WEB/SAI/2001, www.unfccc.int

FCCC (2002 a): The Marrakech Accords, FCCC/CP/2001/13/Add.2 and Add.3, www.unfccc.int

FCCC (2002 e): Kyoto Protocol – Status of ratification, 23 August 2002, www.unfccc.int

FCCC (2002 f): Report of the individual review of greenhouse gas inventories of Slovakia submitted in the year 2001, FCCC/WEB/IRI(1)/2001/SVK

FCCC (2002b): Status Reports for 1998 inventories, available for Bulgaria, Latvia, Lithuania and Slovakia, www.unfccc.int

FCCC (2002c): Status Reports for 1999 inventories, available for Bulgaria, Estonia, Latvia and Slovakia, www.unfccc.int

FCCC (2002d): Status Reports for 2000 inventories, available for Estonia, Latvia, Poland and Slovakia, www.unfccc.int

Grütter (2001): World Market for GHG Emission Reductions. An analysis of the World market for GHG abatement, factors and trends that influence it based on the CERT model. Prepared for the World Bank's National AIJ/JI/CDM Strategy Studies Program. Grütter Consulting, Heldswil, Switzerland

Hagem and Holtmark (2001): Kyotoavtale uten USA – liten effekt for miljøet. Økonomisk forum nr 5/2001, Oslo.

JIN (2002): Joint Implementation Quarterly. Magazine on the Kyoto Mechanisms. Vol. 8 No. 2, Paterswolde, the Netherlands.

IEA (2001): OECD - IEA Statistics, CO2 emissions from fuel combustion, 2001 Edition

Levina E. (2002): Building Capacity for Joint Implementation and GHG Emissions Trading in the EITs in the Baltic Sea Region, BASREC, 2002

Mathias (2002): Tough sell for CDM. Environmental Finance July-August 2002.

Nicholls (2002): Crawling towards ratification. Environmental Finance July-August 2002.

Nondek et al (2001): Joint Implementation in the Context of European Union Accession, The Case of the Czech Republic, PCF*plus* Report 7, December 2001.

Official Journal of the European Communities (1988): Council Directive 1988/609/EEC on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants

Official Journal of the European Communities (1996): Council Directive 1996/61/EC concerning integrated pollution prevention and control

Official Journal of the European Communities (1999): Council Directive 1999/31/EC on the landfill of waste

Pretel J. (2002): PCF JI project cycle after COP7 and preparedness of EIT countries, PCF note, 2002

SOU (2000): Handla för att uppnå klimatmål, Slutbetänkande af Utredningen om möjligheterna att utnyttja Kyotoprotokollets flexibla mekanismer i Sverige, SOU 2000:45

UNFCCC (1997): The Kyoto Protocol

Referenser Bulgarien

EBRD (2001): Investment Profile – Bulgaria

EIA (2001): Country Analysis Briefs – South-eastern Europe, Energy Information Administration, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/romania.html>

Energy Charter Secretariat (2001): In depth Energy Efficiency Review of Bulgaria, The Energy Charter Secretariat, 2001

Energy Charter Secretariat (2002): Country Report on Investment Climate and Market Structure in the Energy Sector, Energy Charter Secretariat, 2002

FCCC (2000): Bulgaria. Report on the in-depth review of the second national communication of Slovakia. UNFCCC secretariat, FCCC/IDR.2/BGR, 2000.

Ministry of Energy and Energy Resources (2002): Energy strategy of Bulgaria, Ministry of Energy and Energy Resources, 2002

Ministry of the Environment and Water (2002): Republic of Bulgaria - Third National Communication under the UN Framework Convention on Climate Change.

PCF (2002): Bulgaria: Svilosa Biomass Project, Project Design Document, Prototype Carbon Fund, 2002

Reuters News Service (2002): Analysis – Traditional Balkan rivals battle for energy dollars, Planet Ark (www.plantark.org), 1 May 2002.

World Bank (1997): Bulgaria – District Heating, Report No. PIC1730, World Bank, 1997

World Bank (2001): Bulgaria, Energy – Environment Review, 2001

Referenser Estland

ECON (1998): Klimatiltak I Norge: Kostnader og potensialer. ECON-rapport 24/98.

ECON (2002): Power Sector Reform in the Baltic States. ECON-report 56/02.

FCCC (2000): Estonia. Report on the in-depth review of the second national communication of Estonia. FCCC/IDR.2/EST.

Ministry of the Environment (2001): Estonia's Third National Communication Under the UN Framework Convention on Climate Change.

Ministry of the Environment and Stockholm Environment Institute Tallinn Centre (1999): Economics of Greenhouse Gas Limitations. Country Study Series: Estonia. UNEP Collaborating Centre on Energy and Environment (UCCEE), Roskilde.

WB (2000): Project appraisal document on a proposed loan in the amount of US\$ 2.22 million to the Republic of Latvia for Liepaja region solid waste management project. Report No:20718-LV, Washington.

Referenser Lettland

Blumberga (1999): Analysis of Energy Efficiency Aspects in Latvia. EKODOMA, RIGA sia.

FCCC (2000): Latvia. Report on the in-depth review of the second national communication of Latvia. FCCC/IDR.2/LVA.

Ministry of Environmental Protection and Regional Development (2001): The third national communication of the Republic of Latvia under the United Nations framework convention on climate change.

Plorina, I and Jirgens, M. (2002): The change of electricity supply system in Latvia. Overview.

The Energy Charter Secretariat (2000): Country report on investment climate and exceptions to national treatment in the energy sector, Latvia. CS (00) 480 IC 3 rev, Brussels.

Referenser Litauen

Bubniene, R and Streimikiene, D. (2002): The change of electricity supply system in Lithuania. Forthcoming Working paper, programme for Baltic Energy Experts.

ECON (1995): Miljøkostnader knyttet til ulike typer avfall. ECON-rapport 338/95.

ECON (2002): Power Sector Reform in the Baltic States. ECON-report 56/02.

Elkraft System, COWI, Lietuvos Energija and Lithuanian Energy Institute (2002): Economic analysis in the electricity sector in Lithuania. Final Report.

FCCC (2000 c): Lithuania. Report on the in-depth review of the first national communication of Lithuania. FCCC/IDR.1/LTU.

GEF (2001): Vilnius District Heating Project. Project Brief, Project no. P0 63656. The Globale Environmental Facility, Washington D.C.

Martinaitis (1999): Energy Efficiency Aspects in Lithuania (buildings and industry). Baltic Energy Efficiency Group.

The Energy Charter Secretariat (2000 c): Country report on investment climate and exceptions to national treatment in the energy sector, Lithuania. CS (00) 521 IC 6 rev, Brussels.

The first national communication (1998): The first national communication of the Republic of Lithuania on Climate Change. Report to the FCCC.

Referenser Polen

Dansk Energi Management (2000): Policy Tools for increasing use of Renewable Energy Sources in the Baltic Sea States, Country Report – Poland

EIA (2002): Country Analysis Briefs – North Central Europe, Energy Information Administration, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/poland.html>

Energy Charter Secretariat (2001): In depth PEEREA Review of Energy Efficiency Policies and Programmes of Poland, The Energy Charter Secretariat, 2001

ENVIROS (2002): Country Profile – Poland, Review of Status of Emissions Trading Activities in CG11 Countries, Working version for CG11 workshop in Zagreb, Croatia, 28-29.May 2002

European Commission (2001): Regular report on Poland's progress towards accession

FCCC (2001): Poland. Report on the in-depth review of the second national communication of Poland. UNFCCC secretariat, FCCC/IDR.2/POL, 2001.

IEA (2001): OECD - IEA Statistics, CO₂ emissions from fuel combustion, 2001 Edition

IEA (2001): OECD - IEA Statistics, Energy Balances of OECD Countries, 2001 Edition

Institute of Environmental Protection (2002): Polish GHG emissions inventory for 2000

KAPE (2000): Poland Country Profile Report, Joint Implementation for International Emissions Reductions through Electricity Companies in the EU and CEE Countries (JOINT Programme)

Karaczun et al (2002): Poland – Policies and Measures in the Energy Sector, in Good Practices in Policies and Measures for Climate Change Mitigation, edited by Petkova and Faraday, The Regional Environmental Center for Central and Eastern Europe.

Ministry of Environment (2001): Republic of Poland – Third National Communication of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 2001.

OECD (2001): Regulatory Reform in the Postal and Energy Sector in Poland, OECD, 2001

PCF (2002): Stargard Geothermal District Heating Project, Project Design Document, Prototype Carbon Fund, 2002

Polish JI Secretariat (2002): Profiles on AIJ and JI projects available at <http://www.climate.pl/pages/english/polishjisecretariatd.htm>

Wisniewski G (2000): Economic and Legal Aspects of Utilisation of Renewable Energy Sources in Poland. Expert study for the Ministry of Environment, EC BREC/IBMER, 2000

Referenser Rumänien

EBRD (2001): Investment Profile – Romania

EIA (2001): Country Analysis Briefs – South-eastern Europe, Energy Information Administration, <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/romania.html>

Energy Charter Secretariat (2002): In depth Energy Efficiency Review of Romania, The Energy Charter Secretariat, 2002

ENVIROS (2002): Country Profile – Romania, Review of Status of Emissions Trading Activities in CG11 Countries, Working version for CG11 workshop in Zagreb, Croatia, 28.-29.May 2002

FCCC (2000): Romania. Report on the in-depth review of the second national communication of Romania. UNFCCC secretariat, FCCC/IDR.2/ROM, 2000.

IEA (2001): OECD - IEA Statistics, Energy Balances of Non-OECD Countries 1998-1999, 2001 Edition

IIEC (1999): The Market for Energy Efficiency in Romania, International Institute for Energy Conservation (IIEC), September 1999, available at www.ecee.org

Ministry of European Integration (2001): Position paper of Romania, Chapter 22 – environment, CONF-RO 37/01, www.mie.ro

Ministry of European Integration (2002): Romania's revised position paper, Chapter 14 – energy, CONF-RO 2/02, www.mie.ro

Ministry of Water, Forests and Environmental Protection (1998): Romania – Second National Communication to the UN Framework Convention on Climate Change, 1998.

Reuters News Service (2002): Analysis – Traditional Balkan rivals battle for energy dollars, Planet Ark (www.planetark.org), 1 May 2002.

Zhang (2000): Estimating the Size of the Potential Market for the Kyoto Flexibility Mechanisms, University of Groningen (www.eco.rug.nl).

Referenser Ryssland

Danish Energy Agency (2000 a): "Policy Tools for increased use of Renewable Energy Sources in the Baltic Sea States." Country Report Russia - St. Petersburg.

Danish Energy Agency (2000 b): "Policy Tools for increased use of Renewable Energy Sources in the Baltic Sea States." Country Report Russia - Kaliningrad.

ECON (1995): Miljøkostnader knyttet til ulike typer avfall. ECON-rapport 338/95.

ECON (2000 b): Kyoto Mechanisms for Flaring Reductions. Global Initiative on Natural Gas Flaring Reductions. ECON-report 60/02.

FCCC (2000 e): Russian Federation. Report on the in-depth review of the second national communication of the Russian Federation. FCCC/IDR.2/RUS.

Golub et.al. (1999): Study on Russian National Strategy of Greenhouse Gas Emissions Reduction. World Bank Bureau of Economic Analysis and State Committee of Russian Federation on Environmental Protection, Moscow.

Hill (2002): Russian Methane Emissions: Options for Reduction. Energy & Environment Vol. 13 No. 1, 2002.

IEA (2002): Russia Energy Survey 2002. International Energy Agency, Paris.

Plotnikov and Masslov (2001): Report preparation of information and analytical materials to be used by the Russian-Swedish working group.... Federal Centre of Small-Scale and Unconventional Energy.

Referenser Slovakien

BGP engineers B.V. (2002): Landfill Gas Recovery in the Slovak Republic, Baseline study for Erupt-2001, 2002.

EBRD (2001): Investment Profile – Slovak Republic

EIA (2002): Country Analysis Briefs – North Central Europe, Energy Information Administration, www.eia.doe.gov/emeu/cabs/visegrad.html

Energy Charter Secretariat (1999): In-depth PEEREA Review of Energy Efficiency Policies and Programmes of the Slovak Republic

FCCC (1999): Slovakia. Report on the in-depth review of the second national communication of Slovakia. FCCC/IDR.2/SLO.

IEA (2002): IEA Monthly Electricity Survey, March 2002

Ministry of the Economy (1999): Energy Policy of Slovak Republic

Ministry of the Economy (2001): National Programme for the Adoption of the Acquis 2001.

Ministry of the Environment (2001): Slovak Republic's Third National Communication Under the UN Framework Convention on Climate Change.

Slovak Republic Government (2002): Report on the Slovak Republic's Progress in its Integration into the European Union September 2001 – May 2002, June 2002.

www.government.gov.sk/eu/dokumenty/sprava_o_pripravenosti_01_02_en.doc

Referenser Ukraina

Climate Change Initiative (2002): Power Sector.

<http://www.climate.org.ua/sectors/electric.html>

ECON (1995): Miljøkostnader knyttet til ulike typer avfall. ECON-rapport 338/95.

EIA (2002): Ukraine: Environmental Issues. Energy Information Administration. www.eia.doe.gov

FCCC (2000 d): Ukraine. Report on the in-depth review of the first national communication of Ukraine. FCCC/IDR.1/UKR.

Laskarevsky, V., Gagurin, E (2002): JOINT IMPLEMENTATION PROJECT DATABASE - Compiling sector project lists and information databases on enterprises for joint implementation projects realization. Prepared by the Institute of Energy National Academy of Science of Ukraine. Administered by academician M. Kulik. Canada-Ukraine Environmental Cooperation Program, Kyiv.

Ukraine first national communication (1998): Ukraine. The first national communication on Climate Change. Report to the FCCC.



Energimyndigheten

Statens energimyndighet • Box 310 • 631 04 Eskilstuna
Besöksadress Kungsgatan 43
Telefon 016-544 20 00 • Telefax 016-544 20 99
stem@stem.se • www.stem.se