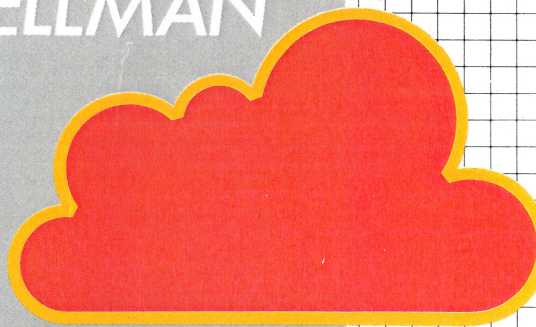


Energy and Economic Structure Research report no. 1

ALF CARLING
OLLEBJÖRK
STENKJELLMAN



**INTERNATIONELLA
ENERGI-
MARKNADER.
PROGNOS-
METODER OCH
FRAMTIDS-
BEDÖMNINGAR.**



The Industrial Institute for Economic and Social Research. Stockholm.



Industriens Utredningsinstitut

är en fristående vetenskaplig forskningsinstitution grundad 1939 av Svenska Arbetsgivareföreningen och Sveriges Industriförbund

Syfte

Att bedriva forskning rörande ekonomiska och sociala förhållanden av betydelse för den industriella utvecklingen.

Verksamhet

Huvuddelen av arbetet inom institutet ägnas åt långsiktiga forskningsuppgifter. Man siktar härvid till ett studium av de grundläggande sammanhangen inom näringslivet och särskilt till att belysa de frågor som hör samman med strukturella och institutionella förändringar. Forskningsresultaten publiceras i institutets skriftserier. Vid sidan om det långsiktiga forskningsarbetet utför institutet smärre utredningar rörande speciella problem samt ger viss service åt industriföretag, organisationer, statliga myndigheter etc.

Styrelse

Tekn. dr Herr Wallenberg, hedersordf.

Direktör Erland Waldenström, ordf.

Tekn. dr Ingmar Eidem

Direktör Nils Holgerson

Direktör Rune Höglund

Direktör Axel Iveroth

Docent Nils Landqvist

Direktör Olof Ljunggren

Direktör Lars Nabseth

Tekn. dr Curt Nicolin

Direktör Alde Nilsson

Direktör Åke Palm

Direktör Hans Stahle

Direktör Sven-Olov Träff

Direktör K. Arne Wegerfelt

Disponent Karl Erik Önneshöj

Docent Gunnar Eliasson, chef

Adress

Industriens Utredningsinstitut
Grevgatan 34, 5 tr, 114 53 Stockholm
Tel. 08-63 50 20

ISBN 91-7204-105-6

**Internationella energimarknader
Prognosmetoder och framtidsbedömningar**

Energy and Economic Structure. Research report no. 1.

Internationella Energimarknader

Prognosmetoder och framtidsbedömningar

Alf Carling
Olle Björk
Sten Kjellman

IUI The Industrial Institute for
Economic and Social Research
Stockholm

FFE The Energy Systems
Research Group
University of Stockholm

EFI The Economic Research Institute
Stockholm School of Economics

(c) Industriens Utredningsinstitut, Ekonomiska Forskningsinstitutet,
Forskningsgruppen För Energisystemstudier

Citering ur denna bok är tillåten om följande uppgifter anges:
Carling, A, Björk, O, Kjellman, S, Internationella Energimarknader.
Prognosmetoder och framtidsbedömningar, 1979. IUI, EFI, FFE. Stockholm.

ISBN 91-7204-105-6 (IUI)

Almqvist & Wiksell International, Stockholm i distribution

Förord

Detta är den första i en serie planerade rapporter från forskningsprojektet "Energi och ekonomisk struktur — kris och strukturanpassning i svensk energihushållning". Projektarbetet, som initierats och finansieras av Delegationen för energiforskning (DFE), bedrivs inom Industriens Utredningsinstitut (IUI) och Ekonomiska forskningsinstitutet (EFI) under ledning av docent Bengt-Charter Ysander och professor Karl-Göran Mäler.

Rapporten ger en översikt över och kritisk utvärdering av slutsatserna från energiekonomiska studier gällande framtidsutvecklingen på de internationella energimarknaderna. Arbetet med rapporten har — som DFE-projekt nr 32.02.1 — genomförts inom Forskningsgruppen För Energisystemstudier (FFE) vid Stockholms universitet av docent Alf Carling, fil kand Olle Björk och fil mag Sten Kjellman. En tidigare preliminär version var där registrerad som FFE-rapport nr 15.

Arbetet med rapporten avslutades under förvåren 1979, dvs före den s k Iran-krisen. Enligt författarnas mening påverkas dock inte rapportens slutsatser ifråga om de långsiktiga utvecklingstendenserna av de senaste månadernas energipolitiska dramatik även om denna aktualiserat vissa problem tidigare än väntat. Någon revidering av texten har därför icke ansetts nödvändig, utöver en viss uppdatering.

Stockholm i augusti 1979

Gunnar Eliasson
Industriens
Utredningsinstitut

Karl-Erik Wärneryd
Ekonomiska
Forskningsinstitutet

Alf Carling
Forskningsgruppen
För Energisystemstudier

Innehåll

Förord	5
Kapitel 1 <i>Inledning och sammanfattning</i>	9
1.1 Studiens syfte	9
1.2 Metoder och dataunderlag	11
1.3 Några slutsatser	16
Kapitel 2 <i>Oljemarknaderna</i>	23
2.1 Gapkalkyler	25
2.2 Reserver, kapacitet och utbud	30
2.3 Prisbildningsmodeller	36
2.4 Kartellpolitik och prisbildning	42
2.5 Plötsliga prisförändringar?	48
Kapitel 3 <i>Naturgas</i>	54
3.1 Inledande översikt	54
3.2 Naturgasresurser och utvinning	57
3.3 De främsta avsättningsområdena för naturgas	64
3.4 Utvinnings- och transportkostnader	74
3.5 Priser	77
3.6 Naturgashandelns framtida utveckling	80
Appendix	88
Kapitel 4 <i>Kolmarknaderna</i>	91
4.1 Produkter och användningsområden	92
4.2 Resurser, reserver och produktion	96
4.3 Tillväxtmöjligheter för produktion och export	101
4.4 Efterfrågan på kol i internationell handel	107
4.5 Prisutveckling och kostnadsrelationer	110
Kapitel 5 <i>Uranmarknaden</i>	116
5.1 Uranproduktion	117
5.2 Prognoser för uranefterfrågan	120
5.3 Resurser, reserver och produktionskapacitet	128
5.4 Prisutveckling	134
Summary	145
Litteratur	158

Kapitel 1

Inledning

1.1 STUDIENS SYFTE

Utvecklingen de närmaste årtiondena av efterfrågan, utbud och priser på olika energislag har varit föremål för många prognosförsök under åren efter "oljekrisen". Frågeställning och analysmetoder skiljer sig avsevärt mellan de olika studierna. Resultaten är därför svåröverskådliga och delvis förvirrande. Till detta bidrar också att någon större enighet inte föreligger mellan olika forskare på området, då det gäller sådana för prognoserna centrala bestämningsfaktorer som BNP-tillväxten i olika ländergrupper eller energiefterfrågans pris- och inkomstelasticiteter. I viss mån kan antagandena ha påverkats av konjunkturella och andra "tillfälliga" förhållanden vid tiden för respektive prognos. Överhuvud taget försvåras bedömningarna av den ovanligt stora osäkerhet, som tycks råda om betingelserna för ekonomisk tillväxt och stabilitet under 1980-talet.

Avsikten med denna rapport är inte att åstadkomma ännu en prognos. Det rör sig i stället om ett försök till systematisk beskrivning av de metoder som använts och de resultat som framkommit i de senaste årens undersökningar på området.

Det projekt som redovisas i rapporten har tillkommit i syfte att ge underlag för en studie av den svenska ekonomins känslighet för framtida störningar i energiförsörjningen. Denna anknytning till framtidsbedömningar för den svenska ekonomin har i hög grad påverkat projektets uppläggning. Den har bl a bestämt valet av tidsperspektiv - resonemangen avser genomgåen-

de utvecklingen under 1980- och (i den mån underlagsmaterial är tillgängligt) 1990-talet. Resultatredovisningen i denna rapport har också i görligaste mån inriktats på att belysa de sidor av utbuds- och prisutvecklingen för olika energislag, som kan förväntas få störst betydelse för Sveriges energiförsörjning de närmaste tjugo åren.

Större delen av rapporten ägnas åt en genomgång av prognoser för var och en av de fyra stora primärenergimarknaderna, dvs marknaderna för råolja, naturgas, kol och uran. Inriktningen på svensk energiförsörjning och det tämligen korta tidsperspektivet gör det ofrånkomligt att marknaderna för råolja och oljeprodukter givits jämförelsevis stort utrymme i vårt forskningsprogram. Men eftersom vi tidigare redovisat en särskild oljemarknadsstudie (FFE-rapport nr 12) kommer dessa marknader här ändå att behandlas tämligen kortfattat. Diskussionen rörande naturgas och energikol har till stor del inriktats på transportbetingelserna och förutsättningarna för ökad internationell handel. Då det gäller uranmarknaden redogör vi för olika bedömningar av efterfrågeutveckling, reserver, kapacitetsutbyggnad och långsiktig prisutveckling.

Denna presentation kan ge intrycket att det handlar uteslutande om partiella studier av marknaderna för skilda energislag. I realiteten är det emellertid nödvändigt att beakta utbytbarheten mellan energislagen och därmed det inbördes beroendet mellan de olika marknaderna. Så sker också i de prognoser som refereras i det följande - mest explicit i de bedömningar där oljemarknaden står i centrum, eftersom denna marknad betraktas som den mest flexibla och därmed jämviktsskapande i det internationella energiförsörjningssystemet. Det hindrar emellertid inte att tonvikten - representerad av det arbete man lagt ned på analysmodeller och indata - skiftar så starkt, att flertalet

studier lämpligen kan klassificeras som prognoser för oljemarknaden, kolmarknaden osv. Vi skall emellertid beröra frågorna om marknadsinterdependens och prisspridning i samband med diskussion av prisutveckling och prisrelationer i de olika kapitlen.

1.2 METODER OCH DATAUNDERLAG

Arbetet med att ta fram prognoser för efterfrågan och utbud på energivaror illustrerar ett antal analytiska och praktiska (data-)problem, som återfinns också vid framtidsbedömningar för andra varumarknader. Däremot är det svårt att finna exempel på metodproblem, som är specifika för energiområdet. Det mest utmärkande draget är kanske att en mycket stor del av tillförseln tas från uttömbara resurser (lagerresurser), vilket komplicerar analysen av utbudssidan, särskilt på de områden där uppskattningarna av tillgängliga resurser är osäkra.

En viktig komplicerande faktor är också det starka inslaget av statlig intervention på många energimarknader. Svårigheten att förutse den långsiktiga inverkan av politiska och institutionella faktorer - t ex i USA och i Mellersta Östern - är troligen den allvarligaste begränsningen hos sådana ekonomiska framtidsbedömningar som redovisas i det följande.

Inom ramen för olika FFE-projekt har vi diskuterat vissa frågor, som har att göra med efterfråge- och utbudsprognoser.¹ Den diskussionen, särskilt då det gäller oljemarknaden, är givetvis en viktig del av underlaget för den följande redovisningen. I denna rapport kommer emellertid redogörelsen för enskilda delar av efterfråge- och utbudsbedömningarna att bli betydligt mindre djupgående och detaljerad. Huvudsyftet är att ge en samlad, översiktlig bild av förutsättningar och ana-

¹ Se t ex FFE-rapport nr 3 (Hushållens energiefterfrågan) och FFE-rapport nr 12 (Utvecklingen på den internationella oljemarknaden).

lysmetoder i prognosmodeller för de internationella energimarknaderna. I en del fall är sådana modeller uppbyggda från detaljerade studier avseende enskilda länder, energislag och användningsområden. I andra fall utgår man direkt från trendframskrivningar eller enkla samband, mellan t ex produktionstillväxt och efterfrågeökning för energi, på aggregerad, internationell nivå.

Med viss förenkling kan man tala om två slags internationella energiprognoser. Det ena utgörs av olika "officiella" framtidsbedömningar, framtagna inom ramen för internationella organisationer som OECD-IEA och OPEC eller inom utredningsgrupper som World Energy Conference (WEC) och Workshop on Alternative Energy Strategies (WAES). Hit kan också räknas de prognoser som tas fram av de internationella oljebolagen. Den andra kategorin utgörs av "akademiska" marknadsstudier, som presenteras i forskningsrapporter och vetenskapliga tidskrifter.

Indelningen i "officiella" och "akademiska" studier sammanfaller ganska väl med den indelning efter huvudsaklig analysmetod - i "gapkalkyler" och "ekonomiska jämviktsmodeller" - som vi använt i andra sammanhang.¹ Avgörande för klassificeringen i det senare fallet är om prisutvecklingen behandlas som given på förhand eller om priserna på olja och andra energivaror bestäms inom modellen genom ett samspel mellan utbud och efterfrågan.

Många av de mer omfattande och detaljerade studierna kan karakteriseras som gapkalkyler. De innefattar följaktligen inte formaliserade samband mellan efterfrågan och utbud av energi och samtliga deras bestämningsfaktorer. Däremot bygger prognoserna ofta på mycket detaljerade skattningar av produktion och energianvändning i olika regioner och sektorer. I allmänhet omfattar en undersökning av denna typ ett fåtal scenarier med specificerade antaganden om sådana bestämnings-

¹ Jfr FFE-rapport nr 12, kapitlen 5-6.

faktorer som ekonomisk tillväxt och energipolitikens utformning i olika delar av världen. Också prisutvecklingen för råolja och andra primärenergislag är en del av scenariets förutsättningar.

Slutresultatet av dessa kalkyler är i allmänhet ett bestämt "gap" mellan utbud och efterfrågan, dvs ett efterfråge- eller utbudsöverskott för råolja eller för något annat primärenergislag.

För att sluta detta gap och därmed göra framtidsbedömningen konsistent skulle krävas en anpassning av det antagna priset, tillväxttakten eller några energipolitiska handlingsparametrar. Så långt går man emellertid inte i gapkalkylerna; man nöjer sig med att ta de framkomna tendenserna till över- eller underskott som utgångspunkt för en allmän diskussion av behovet av energipolitiska åtgärder.¹

De ekonomiska jämviktsmodellerna innehåller därmed, som framgår av namnet, någon form av jämviktskapande marknadsmekanism. Man antar att världsmarknadspriserna på råolja och andra energivaror anpassas över tiden på ett sådant sätt, att utbud och efterfrågan överensstämmer. I de fall priserna fastställs monopolistiskt (t ex av OPEC-kartellen) förutsätts att säljarna tillfredsställer den efterfrågan som framkommer vid det valda priset. Slutresultatet av kalkylerna är en prisutveckling och en mot denna svarande utveckling av energiproduktion och användning. De flesta jämviktsmodeller för energi består av stora ekvationssystem, där ekvationerna representerar jämviktsvillkor för olika produkter, regioner och tidsperioder.

Modeller av detta slag har enligt vår mening klara fördelar, jämfört med gapkalkylerna, som utgångspunkt

¹ Ett utmärkt exempel på ambitiöst utformade gapkalkyler erbjuder WAES-rapporten: Global Prospects 1985-2000. En översiktlig beskrivning av metoder och resultat i denna har givits i FFE-rapport nr 12, avsnitt 4.3.

för långsiktiga energimarknadsprognoser och för beskrivning av anpassningsförlopp. Avgörande i det valet blir modellens ambitiösa utformning, då det gäller specificering av efterfråge- och utbudsfunktioner, målfunktioner för stora producenter etc. Men det måste framhållas att denna utveckling av analysen får köpas till priset av starka förenklingar i form av aggregering över energislag och över regioner, enklast möjliga funktionsformer osv. I många avseenden framstår jämviktsmodellerna som mer orealistiska än kalkyler av WAES-studiens typ. Resultat från de senare kan därför utgöra viktiga komplement, då man vill konkretisera marknadsmodellernas resultat på mer detaljerad nivå.

Vi har hittills berört två indelningsgrunder för prognosmodellerna, nämligen:

- (a) om de är partiella studier av en bestämd marknad eller beskriver ett inbördes beroende system av energimarknader,
- (b) om de är gapkalkyler, som utgår från en på förhand bestämd prisutveckling, eller jämviktsmodeller (prisbildningsmodeller), där priserna bestäms av utbud och efterfrågan.

Men det finns också andra indelningsgrunder, som har intresse för vår genomgång. Så nämner t ex Gately¹ också följande kriterier:

- (c) om analysen byggs på antaganden om faktiskt beteende (t ex i form av efterfråge- och utbudsfunktioner) eller utgår från optimering av explicit formulerade målfunktioner (t ex för OPEC-länderna)
- (d) vilken marknadsstruktur som antas gälla, t ex för den internationella råoljemarknaden: ren konkurrens, monopol, oligopol etc.

¹ Dermot Gately: The Possibility of Major, Abrupt Increases in World Oil Prices by 1990, Brookhaven National Laboratory, December 1977.

- (e) om modellen är en jämviktsmodell eller om den beskriver anpassning utanför jämvikt och innefattar kortsiktiga förlopp.

Inte minst den sistnämnda aspekten är betydelsefull för vår studie. Huvudfrågan i KRAN-projektet gäller störningar i energiförsörjningen i form av plötsligt uppkommande prisändringar eller efterfrågeöverskott. Det är också mycket möjligt att höga energipriser i sig skulle vara ett mindre problem för den svenska ekonomin än häftiga och oförutsedda fluktuationer i energitillgång och -priser också vid en väsentligt lägre genomsnittlig prisnivå. Det finns därför särskild anledning för oss att söka efter sådana studier, där försök gjorts att analysera förlopp, som innefattar snabba förändringar och anpassning utanför jämvikt. Det måste emellertid från början framhållas att även om det på senare tid skett en omfattande teoriutveckling då det gäller marknadsbeteende utanför jämvikt, är den teorin mycket svår att tillämpa på energimarknadsproblemen.

Innan vi kommer in på själva redovisningen skall slutligen endast understrykas, att den inte kommer att fylla några högre krav på fullständighet. Till en del kan detta motiveras utifrån kvalitetsbedömningar. En granskning av de analysmetoder och dataunderlag som utnyttjats behöver inte vara särskilt kritisk för att ett betydande antal "prognoser" skall kunna sorteras ut som ointressanta. Men tyvärr har urvalet långtifrån helt bestämts av sådana överväganden. Med den omfattning som arbetet med energiprognoser fått i olika delar av världen de senaste åren har vi inte haft kapacitet att bevaka floran av tidskriftsartiklar och rapporteringen i övrigt så väl som vore önskvärt. Trots detta bör urvalet ge en tämligen god bild av huvudlinjerna i representativa framtidsbedömningar beträffande de internationella energimarknaderna.

1.3 NÅGRA SLUTSATSER

Som framhölls inledningsvis har valet av frågeställningar påverkats av anknytningen till ett större projekt där störningar i Sveriges energiförsörjning står i centrum för intresset. Det betyder bl a att inriktningen skiljer sig mellan olika kapitel, beroende på om de behandlar primärenergislag som redan spelar betydande roll i det svenska energisystemet eller sådana som kan komma att introduceras. I det förra fallet - dvs för olja och uran - gäller frågorna i första hand den sannolika prisutvecklingen, och särskilt risken för plötsliga prisändringar. I det senare fallet - naturgas och kol - knyts intresset till transportförutsättningar och andra betingelser för utvidgad internationell handel.

När det gäller prognoser för prisutvecklingen måste för det första konstateras, att man på dessa marknader inte kan hämta något underlag från bedömningar av *framtida produktionskostnader*. Efter prishöjningarna 1974-76 - en fyrdubbling för råolja, en sjudubbling för uran - har priserna hamnat mångdubbelt över de större företagens marginella produktionskostnader. De kostnadsförändringar man kan förutse mot bakgrund av förväntad faktorpris- och produktivitetsutveckling får därför knappast märkbar inverkan på prisbildningen. Den viktigaste kostnadsposten för flertalet producenter är i stället förlust av förväntade framtida intäkter genom reservuttömning.

En näraliggande fråga blir då, om man under perioden kommer att möta fysiska begränsningar i fråga om kända reserver eller uppnåbar produktionskapacitet. Det är också en huvudfråga i de "gapkalkyler" som genomförts av bl a den s k Workshop for Alternative Energy Strategies (WAES-studien) och inom World Energy Conference (WEC). Den genomgång av resurs- och reservsituationen som redo-

visas i de följande kapitlen tyder inte på att brist-situationer av det slaget kommer att direkt påverka marknadssituationen under de närmaste två årtiondena. Redan de kända reserver som bedöms vara lönsamma att utvinna vid dagens energipriser ger en betydande ut-hållighet i flertalet delbranscher.

Om dels upptäckterna av nya reserver plötsligt upphörde, dels förbrukningen av alla energislagen ökade med 4 % per år, skulle som framgår av tabell 1:1 olje- och gasreserverna vara uttömda kring sekelskiftet, kol- och uranreserverna några årtionden senare. Detta scenario måste emellertid betecknas som helt orealistiskt. Nyfyndstakten i fråga om olje- och gasreserver har de senaste åren ungefär hållit jämna steg med utvinningen - dvs kvoten reserver/årsproduktion har hållits oförändrad. Enligt de flesta bedömare kommer kvoten att sjunka om den ekonomiska tillväxten återgår till en mer "normal" nivå under åttiotalet, men betydande mängder olja och gas med utvinningskostnader långt under dagens prisnivå torde finnas kvar vid sekelskiftet.

Tabell 1:1 Utvinnbara reserver i förhållande till årsproduktionen

Energislag	Antal års produktion vid	
	1976 års produktions-nivå	4 % årlig produktionsstillväxt
Råolja	32	21
Naturgas	40	24
Kol	230	60
Uran	130	45

Uran förefaller vara det primärenergislag för vilket ytterligare prishöjningar tidigast kan tvingas fram av att "lågkostnadsreserverna" uttömts. Det beror på att produktionstillväxten enligt nu gällande planer här är betydligt högre än för de övriga energislagen - detta trots att kärnkraftsprogrammen skurits ned kraftigt i många länder de senaste åren. Men här lika litet som för olja, gas eller kol rör det sig om bristsituationer i egentlig mening. De uppskattade, totala resurserna är genomgående mångdubbelt större än reserverna. I det tidsperspektiv vi diskuterar här kan det inte handla om att något av energislagen uttöms - i värsta fall att man tvingas ta mer kostnadskrävande fyndigheter i anspråk.

Inte heller framstår produktionskapaciteten för olika slags energiutvinning som en "flaskhals", vilken begränsar utbudet under den aktuella perioden. I OPEC-ländernas oljeproduktion kommer man enligt vissa beräkningar inte att nå upp till fullt kapacitetsutnyttjande på hela åttiotalet (jfr nästa kapitel, avsnitt 2.4). Och även i den mest expansiva delbranschen, uranindustrin, anses nuvarande utbyggnadsplaner vara tillräckliga för att tillfredsställa efterfrågan fram till 1985. Om det finns risker för eftersläpning i kapacitetsutbyggnaden längre fram i tiden är svårt att bedöma - det måste i så fall ha att göra med felaktiga efterfrågeprognoser eller med marknadsimperfectioner, t ex i fråga om kapitalförsörjningen.

Det är alltså inte troligt att man slår i några resurstak eller råkar ut för drastiskt höjda utvinningskostnader (utom möjligen för uran) före år 2000. Men det betyder inte att man utan vidare kan räkna med en snabb och jämn produktionstillväxt utan realprishöjningar. Särskilt för råolja och naturgas måste man i stället räkna med att utbudet stagnerar och så småningom minskar, då kvoten mellan reserver och årsproduktion pressats ner tillräckligt långt. När detta

kommer att inträffa är omöjligt att bedöma med säkerhet - avgörande bestämningsfaktorer är den ekonomiska tillväxttakten, nyfyndstakten i olika oljeproducerande länder samt de stora producentländernas avvägningar mellan nutida och framtida oljeinkomster.

I flera av WAES-studiens scenarier räknade man med stagnerande oljeproduktion, och med efterfrågeöverskott på primärenergi vid dagens prisnivå, redan under senare hälften av 1980-talet. Liknande förväntningar kan utläsas av flera andra energimarknadsstudier, bl a i OECD:s World Energy Outlook (1977). Efterfrågebortfallet i samband med de senaste årens lågkonjunktur får dock antas innebära, att denna vändpunkt bör flyttas några år framåt i tiden. Detta hindrar givetvis inte att temporära bristsituationer kan uppkomma som följd av den politiska utvecklingen i de viktigare producentländerna. Effekterna på oljemarknaden av 1978-79 års kris i Iran ger här ett slående exempel.

Osäkerheten om framtida utbud och priser på energiråvaror sammanhänger till betydande del med den fåtalsdominerande marknadsstruktur (med eller utan direkta kartellöverenskommelser), som nu råder på de flesta av marknaderna. En snabb utveckling har skett mot ökad säljarkoncentration, och inslagen av statlig intervention är mycket påtagliga. Då avses inte bara OPEC-kartellen, utan också statligt engagemang i handeln med naturgas, kol och uran. Delvis sammanhänger detta med de stora krav på infrastrukturinvesteringar som ställs i samband med hanteringen av energiråvaror. Men också försvars- och industripolitiska överväganden har spelat stor roll i sammanhanget.

En viktig konsekvens av denna koncentrerade och institutionaliserade marknadsstruktur är tendenser till prisstelhet. Den innebär bl a ett skydd för de nya, högre priserna på olja och uran mot den press nedåt

som dagens situation med stor överkapacitet skulle innebära på en "friare" marknad. Mer betydande pris-sänkningar framstår nu som ganska osannolika utom vid mycket drastiska händelser (kartellsammanbrott, plötsligt avbruten kärnkraftsutbyggnad i många länder etc). Den administrerade prissättningen kan också innebära, att den förväntade anpassningen uppåt av realpriserna på olja och andra energiråvaror kommer att ske i stora steg och med långa tidsintervaller.

Avslutningsvis skall vi mycket kortfattat och i punktform återge några av de slutsatser som kommer fram i de fyra följande kapitlen rörande de olika energislagen.

Råolja: Efter fyrdubblingen av priserna 1974 hölls realprisnivån ungefär oförändrad de tre följande åren. En viss sänkning inträffade 1978, men de kraftiga höjningarna under 1979 har medfört att realpriset på råolja nu ligger 20-30 % över 1974 års nivå. I flertalet prognoser har man räknat med bestående överkapacitet och relativt små prisförändringar fram till mitten av åttiotalet. Såväl i gapkalkyler (t ex WAES) som i modeller för kartellens prispolitik (t ex hos Eckbo) är det vanligt att en kraftig prisstegring betraktas som sannolik någon gång kring 1990. Analysmetoderna ger i allmänhet inte möjlighet att beskriva tidsförlopp på sådant sätt att risker för instabilitet och plötsliga prisförändringar kan utläsas. Undantaget är de modeller som utarbetats av Gately m fl (jfr avsnitt 2.5). Den typen av modeller måste bilda en del av underlaget för scenarieskrivning, då det gäller kriser som initieras på oljemarknaden.

Naturgas: Konkurrenskraften för denna energikälla har förbättrats påtagligt under senare år, inte minst för Västeuropa, som har ett relativt gynnsamt läge från transportsynpunkt. Bidragen till utbudet från den

holländska gasen, som tidigare dominerat denna delmarknad, kommer visserligen snart att minska, men samtidigt ökar tillförseln från de brittiska och norska delarna av nordsjöutvinningen. Också länderna i Mellanöstern och Nordafrika kan snabbt öka sitt utbud av naturgas, om transport- och övriga hanteringsproblem kan lösas. Endast en mindre del av den naturgas som utvinns i samband med dessa länders oljeproduktion kommer nu ut på marknaden. Stora mängder återinjiceras eller bränns (avfacklas) vid källorna. Efterfrågan på import av likvifierad gas (LNG) kommer att öka snabbt, särskilt från den amerikanska marknaden. Svåra omställningsproblem kan uppkomma i USA, om man inte genom ändrad prispolitik lyckas kraftigt minska naturgasefterfrågan och/eller stimulera den inhemska produktionen. LNG-import, bl a från Sydostasien, kan mildra denna omställning men innebär ofrånkomligen stora kostnadshöjningar jämfört med den tidigare, inhemska gasutvinningen.

Kol: Stora reserver och förekomsten av enkel teknik - t ex för el- och hetvattenproduktion - gör att ångkol framstår som det mest sannolika substitutet i stor skala till olja i ett "medellångt" perspektiv (ca 20-40 år). Men det finns svårlösta problem, särskilt då det gäller transportsystem, arbetsmiljö och yttre miljöpåverkan. Kostnaderna för transporter, anläggningar för lossning och lagring samt för annan infrastruktur kan tänkas innebära att kolet blir ett viktigt alternativ till olja och gas endast i länder med egna koltillgångar och för enstaka, stora importländer (t ex Japan). Kolresurser och kolutvinning uppvisar en mycket sned länderfördelning, med dominans för USA, Sovjetunionen och Kina. För USA:s del räknar man att en mycket snabb produktionsökning, t ex en femdubbling 1975-2000, skulle kunna genomföras utan att realpriset på kol därför behöver stiga med mer än några få procent (Energy Modeling Forum 1978). Den bedömningen bygger emellertid på

"rent ekonomiska" kostnadskalkyler. Det måste i dag anses vara mycket osäkert om praktiskt-politiska förutsättningar finns för en så snabb expansion. Prognoser för världsproduktion och världshandel med kol har presenterats av World Energy Conference. I det enligt vår mening mest intressanta alternativet räknar man där med en tredubbling av produktionen fram till sekelskiftet (tillväxttakt: drygt 4 % per år). Det skulle innebära att kolets andel av energiförsörjningen kan ökas ungefär från 25 till 35 %, och att ca 40 % av världsproduktionen år 2000 blir tillgänglig för internationell handel. Om en sådan ökning faktiskt realiserats beror troligen i hög grad av faktorer på användningssidan, inte minst möjligheterna att begränsa kolförbränningens miljöeffekter till måttliga kostnader.

Uran: En period med utbudsöverskott och pressade priser efter den civila uranmarknadens tillkomst följdes av dramatiska prishöjningar på urankoncentrat (U_3O_8) åren 1974-76. Oljeprishöjningarna torde ha spelat en viktig roll för att initiera denna utveckling, men också institutionella förändringar och ändrad statlig politik på uranområdet (bl a i USA och Australien) har haft betydelse. Under 1960-talet räknade man med att reserverna av malmer med hög uranhalt och låga utvinningskostnader skulle tömmas relativt snabbt. Nedskärning och fördröjning av olika länders kärnkraftsprogram har dock ändrat förväntningsbilden. Enligt nu tillgängliga efterfrågeprognoser och reservuppskattningar kommer den löpande förbrukningen att kunna tillfredsställas i varje fall fram till mitten av 1990-talet, utan att produktionskostnaderna behöver stiga över dagens prisnivå för urankoncentrat. Vid den koncentrerade marknadsstruktur - med starka inslag av statlig intervention - som råder på uranmarknaden får man räkna med en hög grad av prisstelhet. Reserv- och kapacitetsläget talar inte för ytterligare realprishöjningar förrän tidigast under 1980-talets senare del.

Kapitel 2

Oljemarknaderna

Oljan är idag den största energikällan i världsekonomin och svarar för ca hälften av energiförsörjningen. I industriländer utan egna kol- och naturgastillgångar är andelen i allmänhet betydligt högre; i Sverige exempelvis omkring 70 %.

Men det är inte bara oljans marknadsandel, som bestämmer dess centrala position i energiförsörjningssystemet. Råoljan utgör också den klart mest flexibla delen av primärenergiutbudet. Medan ökad produktion och användning av andra energislag, t ex kol eller uran, förutsätter en mycket tids- och kapitalkrävande omställning i olika led, kan utvinning och omvandling av olja relativt lätt anpassas till ändrade efterfrågeförhållanden. Detta har givit råoljan - och särskilt de stora OPEC-ländernas olja - funktionen som ett slags buffert i energiförsörjningssystemet. Det har samtidigt givit producenterna av denna olja en unik position som prisledare på kort och medellång sikt, inte bara i fråga om råolja utan också till en del för andra energivaror, vilkas marknadsförhållanden i varierande grad påverkas av oljepriset.

De senaste årens erfarenheter tyder på att oljeefterfrågans priskänslighet är låg inom vida prisintervall. På lång sikt begränsas visserligen utrymmet för att ta ut höga priser på OPEC-ländernas olja genom utbud av alternativa energiformer och genom oljeproduktion i andra länder. Men det råoljepris, som kan stimulera introduktion av alternativa energislag i stor skala, anses numera ligga ca dubbelt så högt som det nuvarande oljepriset.

Oljans roll som buffert och prisledare är ett nästan genomgående inslag i prognosmodeller på energiområdet, oavsett hur dessa i övrigt är uppbyggda. Det är emellertid värt att hålla i minnet att konkurrensen med andra energislag inte utspelas direkt i primärenergi-(råolja-)ledet. I stället rör det sig om ett ganska komplicerat konkurrensmönster, där olika raffinerade oljeprodukter kan ersätta - och följaktligen konkurrerar med - exempelvis:

- annan primärenergi, såsom kol, naturgas, torv och ved, vid produktion av elkraft och/eller lågtemperaturvärme
- starkt förädlade bränslen, såsom bränsleelement av anrikat uran, för el- och/eller värmeproduktion
- sekundärenergi, särskilt elkraft, för maskindrift inom industrin och för småskalig lokaluppvärmning
- såväl elkraft som kol och andra bränslen i vissa industriella processer.

I det sistnämnda fallet, liksom i de två första, handlar det om de tunga oljefraktionerna (tjocka eldningsolja), vilka i dag måste betraktas som den starkast konkurrensutsatta delen av oljeutbudet. Det tredje exemplet avser däremot främst mellandestillat typ motorbrännolja och lätt eldningsolja.

Motorbensin och andra lätta oljefraktioner kan antas ha en jämförelsevis skyddad marknadsposition för lång tid framåt. De substitut som på längre sikt kan ändra marknadsbilden i samfärdssektorn förefaller i första hand vara metanol (framställt exempelvis från biomassa) samt likvifierat kol.

Denna sammansatta marknadsbild, med olika substitut och starkt skiftande konkurrensbetingelser för olika oljeprodukter, ges endast undantagsvis någon explicit behandling i de prognosmodeller, som skall refereras i det följande.¹ Vi kommer i huvudsak att

¹ Det främsta undantaget i detta avseende är den s k Houthakker-Kennedy-modellen, som berörs i avsnitt 2.3

behandla starkt aggregerade modeller, där man arbetar med en enda "oljemarknad". I det fortsatta arbetet med oljemarknadsmodeller inom FFE är dock en huvuduppgift att närmare studera konkurrensbetingelserna och prisutvecklingen för olika oljeprodukter, och dessa frågor kommer att behandlas i en senare rapport.

Vi skall i detta kapitel först illustrera hur råoljemarknaden behandlas i "gapkalkyler". Utgångspunkten är då OECD-IEA:s framtidsbedömningar i den s k World Energy Outlook (WEO). Behandlingen av utbudssidan och särskilt utbudet från OPEC-länderna är i dessa kalkyler mycket knapphändig. Vi skall därför i avsnitt 2.2 göra en särskild genomgång av några viktigare bestämningsfaktorer på utbudssidan. Bl a diskuteras oljereserverna och nu tillgängliga planer och prognoser för kapacitetsutbyggnaden i olika producentländer.

I kapitlets senare del behandlas olika typer av prisbildningsmodeller med inriktning på oljemarknadens utveckling det närmaste årtiondet. Huvudföremålet för dessa analysredskap varierar från prisbildning under konkurrensbetingelser (i modeller för allmän jämvikt), via monopolistisk prissättning inom OPEC-kartellen till utbuds- och efterfrågeanpassning i situationer utanför marknadsjämvikt.

2.1 GAPKALKYLER

Bland de "officiella" bedömningarna av den framtida, internationella energiförsörjningen torde OECD-IEA:s prognoser vara de mest kända. Den senaste av dessa prognoser redovisades i januari 1977 i rapporten World Energy Outlook (WEO). Den kan ses som en revidering av OECD:s första större, officiella energiprognos efter oljekrisen, Energy Prospects to 1985, publicerad i början av 1975. Den följande redogörelsen bygger dels på WEO, dels på den kommentar till rapporten som Statens industriverk presenterade sommaren 1977.¹

¹ Den internationella bränslemarknaden och Sverige, SIND PM 1977: PM 1977:8.

Huvudsyftet med WEO är att utifrån en analys av olika prognoser för tillgång och efterfrågan på energi bedöma behovet av oljeimport till OECD och andra viktiga regioner, i första hand fram till 1985 men översiktligt också fram till och förbi år 1990. Resultaten tas till utgångspunkt för en diskussion av olika energipolitiska handlingsalternativ. Undersökningen kan betraktas som en gapkalkyl, där "gapet" representerar en importefterfrågan som riktas mot OPEC. Den fråga, man slutligen kommer fram till i försörjningsprognoser av denna typ, är om OPEC-länderna faktiskt kommer att producera och bjuda ut tillräckligt mycket råolja för att fylla detta gap.

För att bestämma gapets storlek, dvs importbehovet från OPEC-länderna, krävs skattningar dels av den samlade energiefterfrågans utveckling, dels av hur mycket av denna efterfrågan som kommer att täckas med andra energivaror än OPEC-olja.

Eftersom man vid denna typ av kalkyler låser priserna på förhand, t ex vid en konstant real nivå, blir inkomstutvecklingen den mest betydelsefulla bestämningsfaktorn för energiefterfrågans utveckling. Detta samband bestäms genom ett antagande om inkomstelasticiteten (den marginella energiåtgångskvoten), dvs kvoten mellan procentuell tillväxt i energianvändning och procentuell BNP-tillväxt. WEO:s kalkyler bygger på en framskrivning från 1974 med följande förutsättningar i huvudalternativet (the reference case):

råoljepris i 1975 års dollarvärde	11,51 per fat
BNP-tillväxt inom OECD:	
1974-80	4,3 % per år
1980-85	4,1 % per år
energiefterfrågans inkomstelasticitet	0,84

Alternativa prognoser har gjorts för något lägre respektive något högre tillväxttakter.

Energiefterfrågan har omräknats till enheten fat oljeekvivalenter per dag. Enligt referensalternativet stiger den från 69 milj fat/dag 1974 till 84 milj fat/dag 1980 och 102 milj fat/dag 1985.

Möjligheterna att fylla efterfrågan genom olika slags energiproduktion inom OECD-länderna har uppskattats med utgångspunkt i nationella planer och prognoser. Förutom den mest sannolika utvecklingen har man räknat fram ett mer ambitiöst ("accelererat") utbyggnadsprogram. De beräknade energitillskotten 1985 jämfört med 1974 räknade i miljoner fat/dag är följande:

	<u>Normalfall</u>	<u>Accelererad utbyggnad</u>
Olja	5,0	7,5
Naturgas	1,5	3,5
Kol	4,7	4,7
Kärnkraft	8,1	9,2
Vattenkraft, geotermisk energi	<u>1,4</u>	<u>1,4</u>
	20,7	26,3

Vi skall återkomma till dessa beräkningar i de följande kapitlen. Här skall endast konstateras att de genomgående är mer pessimistiska än de som gjordes i den tidigare OECD-prognosen (Energy Prospects 1985). Inte minst kärnkraftsprognosen har justerats ned med hänsyn till de senaste årens erfarenheter.

WEO-prognoserna bygger således på förutsättningen om ett konstant, reallt oljepris under perioden 1975-85. I tabell 2:1 jämförs slutresultaten från dessa prognoser - som gäller efterfrågan på OPEC-olja år 1985 - med motsvarande resultat från några andra gapkalkyler, som utgår från samma (eller i stort sett samma) prisanlagande. Dessa kalkyler är dels två alternativ från WAES-studien, dels prognoser som redovisats av OPEC (1975), CIA och Exxon (1977).

Tabell 2:1 Några skattningar av efterfrågan på
OPEC-olja år 1985
(vid oförändrat realpris)

Prognos	BNP-tillväxt % per år ^a	Inkomst- elasti- citet	Efterfrå- gan, milj fat/dag
WEO: högtillväxtfall	4,7	0,84	47,0
normalalternativ	4,2	0,84	39,3
lågtillväxtfall	3,7	0,84	33,3
"accelerated case"	4,2	ca 0,8	28,6
WAES: högtillväxt, "kraftfull" energi- politik	6,0	0,8-0,85	38,3
låg tillväxt, "åter- hållsam" energipolitik	3,5	0,85-0,9	36,0
OPEC 1975	ca 4	0,9-1,2	39,5
Exxon (1977)	4	0,81	42
CIA (1977)	ca 4	0,7-1,1	49

^a I flera av prognoserna antas olika tillväxttakter för olika regioner. De siffror som anges här ger i dessa fall ungefärliga mått på genomsnittet för samtliga regioner.

Man kan konstatera, att betydande likheter finns mellan flertalet av kalkylerna, då det gäller antagandena om de huvudsakliga, efterfrågebestämmande faktorerna. Med ett par undantag ligger den antagna, årliga tillväxttakten i storleksordningen 4 % per år. Ändå finns, som framgår av tabellen, betydande skillnader i slutresultat. Även om vi håller oss till alternativ i tillväxtintervallet 3,5-4,2 % per år och utan extraordinära, energipolitiska åtgärder, varierar skattningarna av "gapet" mellan 33 och 49 milj fat/dag år 1985. Detta kan jämföras med nivån år 1976, som var ca 30 milj fat/dag, dvs ungefär densamma som åren närmast före "oljekrisen".

Skillnaderna i resultat förklaras främst av följande faktorer:

- (a) Efterfrågan på OPEC-olja framkommer i kalkylerna som en residual - i storleksordningen $1/4 - 1/3$ av den totala energitillförseln. Det betyder att också små skillnader i antagandena beträffande efterfrågebestämmande faktorer ger kraftigt procentuellt utslag i denna "buffertpost"
- (b) Skattningarna av vissa efterfrågekomponenter bygger på mycket osäkert underlag. Det gäller särskilt efterfrågan från u-länder, och de socialistiska ländernas export/import. Ett antagande om betydande nettoimport till socialistiska länder förklarar exempelvis till stor del CIA-prognosens höga efterfrågesiffra.
- (c) En omvärdering har skett de senaste åren, då det gäller kostnader och utbyggnadstakt för alternativ till oljan, särskilt för kärnkraft men också i viss mån för naturgas och kol. Bedömningarna har här blivit alltmer pessimistiska. Sådana förändringar slår hårt på det skattade "oljeimportbehovet" år 1985. De förklarar den dramatiska ökningen mellan OECD:s båda prognoser - från 20 milj fat/dag enligt Energy Prospects (1975) till ca 35 milj fat/dag enligt WEO (1977) vid jämförbara prisantaganden.

För en mer utförlig diskussion av antagandena och graden av osäkerhet i gapkalkylen hänvisas till FFE-rapport nr 12, kapitlen 4 och 6. Här nöjer vi oss med konstaterandet, att flertalet " trovärdiga " kalkyler pekar mot en efterfrågan på OPEC-olja år 1985 i storleksordningen 35-40 milj fat/dag vid dagens realpris på råolja.

Den naturliga följdfrågan är givetvis, om OPEC-länderna kommer att producera lagom mycket olja för att tillfredsställa denna efterfrågan. Ett mindre utbud skulle medföra prishöjningar (eller en bristsituation, om priset inte tillåts stiga), ett större utbud skulle leda till prissäskningar och eventuellt ett sammanbrott för kartellen. I OECD-studierna och flertalet andra gapkalkyler saknas mer utförliga resonemang om denna fråga. Vi återkommer till bedömningar av kapacitets- och produktionsutvecklingen i nästa avsnitt.

Då det gäller efterfrågeutvecklingen under senare delen av 1980-talet och därefter är osäkerheten i bedömningarna av naturliga skäl mycket stor. De flesta skattningar av efterfrågan år 1990 (vid oförändrat realpris), som återfinns i WEO och WAES-studien, ligger dock i storleksordningen 45 milj fat/dag. I båda studierna uttrycker man starka tvivel om säljarländernas benägenhet att tillfredsställa en så stor efterfrågan, även om man reserverar sig för möjligheten att stora tillskott till oljereserverna kan medföra större utbudsökningar.

2.2 RESERVER, KAPACITET OCH UTBUD

Om bedömningarna av efterfrågan på råolja de närmaste årtiondena utmärks av stora osäkerheter, gäller detta i än högre grad beträffande utbudsbedömningarna. Detta sammanhänger inte minst med att frågan om de tillgängliga oljeresursernas storleksordning är omstridd. Vi skall här ge en kortfattad redovisning av de senaste årens diskussion beträffande resurser och reserver av råolja. Framställningen bygger till största delen på en rapport från energiframtidsstudien¹ och på bilaga 1 i FFE-rapport nr 12.

¹ Peter Steen: Om oljeförsörjningen. Sekretariatet för framtidsstudier 1977.

Som utgångspunkt för diskussionen väljer vi produktionsutvecklingen för råolja under perioden 1965-77 och oljeressursernas storlek vid utgången av år 1976 (tabell 2:2). Med reserver (proven reserves) avses sådana kända oljetillgångar, som under rådande tekniska och ekonomiska förutsättningar anses kunna utvinnas med företagsekonomiskt godtagbar lönsamhet. Produktionssiffrorna är i tabellen angivna i enheten milj ton/år. För jämförelser med siffrorna i förra avsnittet kan tilläggas, att ett fat/dag motsvarar ungefär 50 ton/år.

Tabell 2:2 Råoljeproduktionen och oljeressurser

	Produktion, milj ton/år			
	Hela världen	OPEC-länder	Övriga länder	OPEC:s andel, %
1965	1 565	701	864	45
1970	2 351	1 142	1 219	49
1973	2 844	1 516	1 329	53
1974	2 862	1 512	1 350	53
1975	2 708	1 330	1 378	49
1976	2 826	1 507	1 319	53
1977 (ca)	2 950	1 500	1 450	51
Reserver, utg 1976, milj ton	91 234	63 014	28 220	69
Kvot: reserver årsproduktion 1976-77	32	42	20	

Källa: SPK, Oljemarknaden och OPEC, 1977.

Under årtiondet närmast före "oljekrisen" ökade världens oljeproduktion med ca 8 % per år, samtidigt som OPEC-ländernas andel steg successivt. Mellan 1973 och 1976 stagnerade såväl totalproduktionen som OPEC-ländernas andel.

Man kan också konstatera att OPEC-ländernas andel av de i dag utvinningsbara oljereserverna är väsentligt högre än deras andel av produktionen - ca 70 % att jämföras med något över 50 %. För länderna utanför OPEC tillsammans motsvarar reserverna endast ca 20 gånger dagens årsproduktion, jämfört med drygt 40 år för gruppen av OPEC-länder.

Det finns emellertid också stora skillnader i fråga om reservsituation mellan olika länder, såväl inom som utanför OPEC. Saudiarabien och Kuwait förfogar tillsammans över drygt hälften av OPEC-ländernas samlade oljereserver, medan deras andel av produktionen ligger under 35 %. Saudiarabiens reserver skulle vid 1976 års produktionsnivå räcka i 55 år, Kuwaits i 91 år. Den andra ytterligheten representeras av Venezuela och Algeriet med reserver motsvarande endast 17-18 års produktion. Dessa skillnader är en av huvudorsakerna till meningsmotsättningar inom OPEC-kartellen beträffande utbuds- och prispolitikens lämpliga utformning. Vi skall återkomma till denna fråga i avsnitt 2.4 om kartellpolitik.

De reservuppskattningar som refererats här gäller endast sådana nu kända oljetillgångar, som det bedöms vara lönsamt att utvinna vid dagens prisnivå. En viktig fråga gäller givetvis hur långt och i vilken takt reserverna kan ökas genom oljeprospektering och (vid högre priser) mer kostnadskrävande utvinningsteknik.

Det finns en betydande oenighet mellan olika bedömare, då det gäller de totala, utvinnbara oljeresurser-

na i världen.¹ I flera skattningar de senaste åren har man emellertid kommit fram till nivåer i närheten av 2 000 miljarder fat (inklusive de ca 350 miljarder fat som redan producerats).² I tabell 2:3 jämförs den geografiska fördelningen av de uppskattade återstående resurserna (dvs ca 1 650 miljarder fat) enligt Moodys skattning med motsvarande fördelning av produktion och reserver år 1976.

Tabell 2:3. Geografisk fördelning av uppskattade råoljeresurser, reserver och produktion

	OPEC-länder	Socialistiska länder	Övriga länder
	<i>Miljarder fat</i>		
Uppskattade resurser	890	440	310
Reserver 1976	440	110	90
Produktion 1976	10	4	5
	<i>Procent</i>		
Uppskattade resurser	54	27	19
Reserver 1976	69	17	14
Produktion 1976	53	21	26

¹ För mer utförliga redogörelser beträffande oljereserver och -resurser hänvisas till Steen (1977) och Björk (1978).

² T ex Warman (1972), Boquis, Brasseur och Masseron (1972) och Moody (1979).

OPEC-ländernas dominans framstår således som något mindre markant i fråga om totala resurser än om de omedelbart utvinnbara reserverna. Trots detta måste denna grupp av länder svara för den helt övervägande delen av oljeutbudet på den internationella marknaden under den återstående delen av detta sekel. Man bör dock observera att de socialistiska länderna (främst Sovjetunionen och Kina) enligt bedömningarna förfogar över en mycket betydande del av de oljeresurser, som ännu inte "tagits fram" som reserver. Det kan betyda att dessa länders exportpolitik får stor betydelse för oljemarknadens utveckling från 1990-talet och framåt.

Tillgången på oljereserver påverkas givetvis i hög grad av hur stora resurser som läggs ner på prospektering. En kraftig ökning av resursinsatserna på detta område har skett efter "oljekrisen", men den har varit starkt koncentrerad till USA, Kanada och Västeuropa. Något påtagligt resultat i form av ökad nyfyndstakt har hittills inte kunnat konstateras.

Tillskotten till världens oljereserver har under 1970-talet legat i storleksordningen 25 miljarder fat per år, dvs något mer än årsproduktionen. Stagnationen på produktionssidan de senaste åren har inneburit en viss höjning av kvoten reserver/årsproduktion, men den utvecklingen kan snabbt komma att brytas genom en övergång till mer "normal" expansion i världsekonomin. Om exempelvis produktionstillväxten i världen under 1980-talet blir omkring 4 % per år, skulle det troligen krävas genomsnittliga tillskott till reserverna om 40-45 miljarder fat per år för att kvoten reserver/produktion skulle hållas kvar kring 30 fram till år 1990. En sådan nyfyndstakt bedöms i allmänhet vara helt orealistisk - i de flesta fall räknar man med att råoljareserverna kommer att minska under 1980-talet, även mätt i absoluta tal.

För en bedömning av oljeutbudet de närmaste årtiondena har också tillgången på produktionskapacitet och planerna för utbyggnad av sådan kapacitet stort intresse. I maj 1976 förfogade OPEC-länderna tillsammans över kapacitet att producera 38 milj fat per dag.¹ Eftersom dagsproduktionen uppgick till 28,6 milj fat, innebar detta en överkapacitet i storleksordningen en tredjedel av produktionen. Överkapaciteten återfanns till stor del i länder med stora oljereserver, t ex Saudiarabien och Kuwait, medan däremot länder som Venezuela och Algeriet i det närmaste hade fullt kapacitetsutnyttjande.

I Levys studie ingår också en prognos för OPEC-ländernas produktionskapacitet år 1980, baserad på tillgängliga uppgifter om utbyggnadsplaner. Enligt denna prognos skulle den sammanlagda kapaciteten öka till 44,6 milj fat per dag, vilket måste innebära en bestående överkapacitet av samma storleksordning som 1976 (i procent räknat). Man kan också konstatera, att denna produktionskapacitet klart överstiger efterfrågan på OPEC-olja år 1985 enligt flertalet av de prognoser, som redovisades i förra avsnittet.

Kapacitets- och produktionsprognoserna tyder på att överkapaciteten tenderar att bli alltmer ojämnt fördelad mellan olika OPEC-länder. Enligt Levys prognos skulle mer än 60 % av överkapaciteten år 1980 falla på Saudiarabien. Frågan om kapacitetsöverskotten under de närmaste åren kommer att utöva en press nedåt på prisnivån (och eventuellt hota kartellens sammanhållning) är därför i hög grad en fråga om detta endalands val av utbudspolitik.

Under åren 1975-77 kunde, överkapaciteten till trots, realpriserna på råolja hållas ungefär oförändrade - dvs oljepriserna har följt priserna på andra

¹ Kapacitetsuppgifterna har hämtats från Walter J Levy (1976).

råvaror och på industriländernas exportvaror.¹ En sådan prispolitik ställer stora krav på återhållsamhet vad gäller utnyttjande av produktionsresurserna från Saudiarabiens och vissa andra kartellmedlemmars sida. De bedömningar av efterfråge- och kapacitetsutveckling som vi redovisat här tyder på att denna överskottssituation kommer att bestå i varje fall fram till mitten av 1980-talet. Händelseutvecklingen hittills ger inte stöd för några förutsägelser om att detta skulle leda till kartellsammanbrott och dramatiska sänkningar av oljepriserna. Men det potentiella utbudsöverskottet torde under de närmaste fem åren utgöra ett hinder för en kraftig och bestående höjning av råoljepriserna.

2.3 PRISBILDNINGSMODELLER

De prognoser som refererades i förra avsnittet innehåller ingen systematisk behandling av oljeprisernas roll och leder inte fram till explicita prognoser för prisutvecklingen. Slutresultatet av kalkylerna är efterfråge- eller utbudsöverskott, som kan förväntas uppkomma vid olika tidpunkter. Sådan jämviktsbrist vid den på förhand antagna prisnivån får givetvis förutsättas medföra prisförändringar, men modellerna ger inte möjlighet att belysa dessa förändringars storlek och fördelning i tiden.²

De prisbildningsmodeller som skall diskuteras här har däremot som direkt syfte att ge prognoser för

¹ OPEC-ländernas beslut att inte höja råoljepriserna under 1978 innebar en viss realprissänkning detta år, men under 1979 har realpriserna på olja åter stigit.

² Scenario CI i WAES har körts i en ekonometrisk världmodell WIM - World Integrated Model. Då antagandet om oljepriset, \$ 17,25, ändrades till att bli endogent bestämt via efterfrågan och utbud erhöles följande värden i 1975 års dollar: 1975: 11,50; 1985: 18,44; 1995: 26,14. (Se Energy Policy, nr 2, vol. 6, 1978.) Användbarheten som prisprognos kan dock starkt ifrågasättas.

marknadspriserna - för råolja och i en del fall också för andra energislag - vid olika tidpunkter i framtiden. En nästan genomgående förutsättning är att det rör sig om priser som ger jämvikt mellan utbud och efterfrågan. På senare tid har dock vissa försök gjorts att också analysera marknadsförlopp utanför jämvikt (jfr avsnitt 2.5 nedan).

Prisbildningsmodellerna består i allmänhet av tre huvuddelar:

- (a) Efterfrågebedömningar för olika grupper av konsumentländer, formulerade som efterfrågefunktioner med oljepriser och inkomster som förklarande variabler.
- (b) Bedömningar av hur utbudet av olja och andra energivaror från länder utanför OPEC-gruppen kommer att utvecklas. Det rör sig här om enkla utbudsfunktioner med oljepriset som förklarande variabel.
- (c) Monopol eller oligopolmodeller för "rationell" prispolitik från OPEC-kartellens sida (eller för olika ländergrupper inom OPEC).

Tidsperspektivet är starkt varierande. Några av de från metodsynpunkt mest ambitiösa studierna är inriktade på utvecklingen under de allra närmaste åren (fram till 1980 eller 1985). Men det finns också prisbildningsprognoser, som sträcker sig förbi år 2000.

Som framhölls i förra kapitlet har man i olika modeller valt att lägga tonvikten på skilda problem i samband med prisbildningen, t ex

- det inbördes beroendet och samspelet mellan olika marknader
- målkonflikter mellan OPEC-länderna och bestäm-

ningen av kartellens prispolitik, eller

- sannolikheten för instabilitet och häftiga prisförändringar.

Det är knappast realistiskt att tänka sig en prisbildningsmodell, som medger en meningsfull analys av alla dessa prisbildningsfrågor samtidigt. Om man vill ge en samlad bild av tänkbara prisutvecklingsförlopp, t ex under 1980-talet, får man därför ställa samman resultaten från flera specialiserade modeller av olika typ. Självfallet måste en sådan sammanställning bli ganska vag - man kan inte hoppas på att komma fram till preciserade utsagor om prisutvecklingen.

Vi skall i detta avsnitt diskutera analysmetoder av den första typen, dvs flermarknadsmodeller, som belyser inbördes beroende mellan marknaderna. Framförallt rör det sig om samband mellan skilda förädlingsled - marknader för olika råoljor, oljetransporter, raffinerade produkter - och mellan marknader i olika delar av världen. Framställningen här bygger huvudsakligen på de oljemarknadsstudier som presenterats av Houthakker och Kennedy.¹

Huvudsyftet med DRI-modellen är att komma fram till en bedömning av oljeprisernas utveckling de närmaste åren. Hittills presenterade kalkyler för priser och kvantiteter avser 1980 och (i några fall) 1985.

Oljemarknaden har indelats dels efter produktslag (råoljor och olika raffinerade produkter), dels i ett antal regionala delmarknader. Varorna är således definierade med avseende på såväl kvalitet som geogra-

¹ "World Petroleum Model" utarbetad för Data Resources Inc. En utförlig, teknisk beskrivning av modellen återfinns i Jorgensen (ed): Econometric Studies of US Energy Policy. Här ges endast ett kort sammandrag av den metod- och resultatgenomgång vi tidigare presenterat i FFE-rapport nr 12, ss 132-146.

fisk belägenhet. I det avseendet skiljer sig modellen från de flesta andra prisbildningsmodeller på området, där man arbetar med förenklade efterfråge- och utbudsfunktioner för en enda vara (råolja). Modellen innehåller ekvationer som anger hur råoljor omvandlas till färdigprodukter och hur råolja och oljeprodukter transporteras från en region till en annan. Dessutom ingår ett antal ekonomisk-politiska handlingsparametrar - skatter, tullar, exportavgifter etc - för säljar- och köparländerna. Om man sätter in bestämda värden på dessa handlingsparametrar, ger modellen resultat i form av priser och kvantiteter på de olika produkterna. Man får t ex fram konsekvenserna för OPEC-ländernas exportinkomster av olika alternativ, då det gäller den avgift man tar ut av köparna/oljebolagen per fat råolja. Den viktigaste frågan kan sägas vara vilken avgiftsnivå som är mest lönsam från dessa länders synpunkt, och därmed vilka priser på olika oljeprodukter som blir följden av en "effektiv monopolprissättning" på råolja. Man kan också använda modellen för att belysa hur köparländerna genom t ex tullar eller skatter på olja kan påverka marknadspriserna och oljeinkomsternas fördelning.

Efterfrågefunktioner för raffinerade produkter har skattats med hjälp av tidsseriedata från OECD-länder. Resultaten för bensin och eldningsolja framgår av nedanstående tabell.

De erhållna elasticitetsvärdena är i en del fall överraskande höga. Osäkerheten är betydande - liksom i andra liknande studier finns statistiska felkällor (multikollinearitet, eventuell inverkan av priser på andra energislag och andra storheter utanför modellen, osv). I en del körningar har man därför använt andra elasticitetsvärden, baserade på olika a priori överväganden. Dessa värden anges inom parentes i tabellen.

Tabell 2:4. Efterfrågeelasticiteter i Houthakker-Kennedy-modellen

	Bensin	Eldningsolja	
		Lätt	Tung
Priselasticitet			
kort sikt	-0,47	-0,39	-1,05
lång sikt	-0,82 (-1,0)	-0,76 (-0,5)	-1,58 (-1,0)
Inkomstelasticitet			
kort sikt	0,74	1,43	0,4
lång sikt	1,3 (1,0)	2,8 (1,5)	1,6 (1,5)

Utbudet av råolja antas på kort sikt vara helt oelastiskt utom för länderna i Nordafrika och kring Persiska viken. På lång sikt införs en utbudselasticitet för USA och Kanada om 0,15 alternativt 0,50. Icke OPEC-anslutna producenter antas betrakta världsmarknadspriset som givet och tillhandahåller råolja tills deras marginalkostnader överensstämmer med detta pris. För producenter i Mellersta Östern och Nordafrika antas obegränsade kvantiteter kunna utvinna till en kostnad av 25 cent per fat. Fob-priset på råolja bestäms genom att man till denna kostnad lägger en exportavgift. Bedömningar av vilken nivå på denna avgift som bäst svarar mot producentländernas intressen kan ses som slutsteget i analysen.

Prispåslagen för *oljafrakter och raffinering* bestäms utifrån antaganden om fri konkurrens i dessa förädlingsled. Man antar full kostnadstäckning på lång sikt, inklusive "normala avkastningskrav" för kapitalinsatserna.

De viktigaste resultaten från kalkylerna gäller:

dels producerade och konsumerade kvantiteter av råolja och raffinerade produkter i olika re-

gioner (ländergrupper),
dels priser på råolja och raffinerade produkter
 i olika regioner.

En uppsättning sådana kvantiteter och priser erhålls för varje antagande om det fob-pris de "prisledande" OPEC-länderna väljer.

Vi skall här nöja oss med att illustrera hur denna kalkyl skulle te sig för producentländerna i Mellersta Östern och Nordafrika enligt en modellkörning, som Houthakker genomfört och som avser år 1985. De olika råoljepriserna (i 1976 års dollarvärde) kan jämföras med den faktiska prisnivån, 11,51 dollar per fat år 1976. Houthakkers kalkyl baseras på "optimistiska" elasticitetsantaganden, dvs på relativt höga priselasticiteter för efterfrågan och det nordamerikanska oljeutbudet.

Om man förutsätter en samordnad monopolprissättning från de här aktuella OPEC-ländernas sida, ger kalkylen intryck av att kraftiga prishöjningar kan uppkomma redan före 1985. Beräkningarna utifrån "optimistiska" elasticitetsantaganden innebär att

Tabell 2:5. Råoljeexport från Mellersta Östern och Nordafrika 1985
 (1976 års dollarvärde)

Råoljepris dollar/fat	Nettoexport milj fat/dag	Exportintäkter miljarder dollar
6,5	36	58
9,1	27	65
13,0	21	66
16,3	18	67
19,5	14	59

prishöjningar med ca 30 % skulle vara motiverade om producentländerna vill maximera sina oljeinkomster. Detta svarar nästan exakt mot de prishöjningar som faktiskt genomförts under 1979. Med mer "pessimistiska" elasticitetsantaganden skulle prishöjningarna givetvis bli ännu större.

Här liksom tidigare måste man dock reservera sig för de svårigheter som föreligger att genomföra en samordnad monopolprissättning i en situation med stora kapacitetsöverskott. Ett råoljepris på 15 dollar per fat skulle enligt kalkylen förutsätta att nettoexporten hölls vid eller strax under 20 milj fat per dag, vilket motsvarar endast fyra femtedelar av dagens nivå. Den nuvarande överkapaciteten skulle då ökas kraftigt, och i ett sådant läge torde mycket stora svårigheter uppkomma, då det gäller att fördela produktionsminskningen mellan kartellmedlemmarna. Houthakker bedömer mot denna bakgrund stora prishöjningar de närmaste åren som mindre sannolika. Kalkylresultaten motsäger å andra sidan klart hypotesen att det nuvarande realpriset skulle vara alltför högt, sett från OPEC-ländernas synpunkt.

2.4 KARTELLPOLITIK OCH PRISBILDNING

Som framgått av diskussionen i förra avsnittet blir bedömningar av de prisledande OPEC-ländernas mål och av samordningsmöjligheterna inom kartellen avgörande för tolkningen av prisbildningsmodellernas resultat. Vi skall därför i detta avsnitt redogöra för en oljemarknadsstudie, där huvudvikten lagts på analys av råoljeledet och kartellens prispolitik. Denna modell, som utformats av Paul Eckbo, utgör det första steget i en pågående metodutveckling inom MIT:s (Massachusetts Institute of Technology) s k World Oil Market

Project. Då det gäller analys av fåtalskonkurrensen och samarbetet i producentledet är Eckbos modell utan tvekan en av de mest utvecklade bland i dag existerande oljemarknadsmodeller.

Modellen omfattar en enda vara (råolja) och är starkt förenklad på efterfrågesidan. Man utgår från skattningar av efterfrågefunktioner för råolja i olika delar av världen med priser och inkomster som förklarande variabler. Denna efterfrågan tillgodoses delvis av mindre producentländer, vilka betraktas som "price-takers", dvs antas anpassa sitt utbud till ett utifrån givet pris. Till denna grupp räknas exempelvis Norge, Storbritannien och Mexico - i vissa varianter av modellen också några OPEC-länder.

De återstående (stora) producentländerna inom OPEC anpassar sin pris- och produktionspolitik med hänsyn till den resterande efterfrågan som möter dem vid olika priser. I det enklaste fallet sker detta genom att OPEC-länderna tillsammans agerar som ett monopol och väljer det pris som maximerar deras sammanlagda vinst.

Det finns emellertid flera faktorer som försvårar ett sådant "perfekt" kartellbeteende. Skillnader mellan länderna då det gäller bl a oljereservernas storlek, produktionskostnaderna och möjligheterna att snabbt absorbera intäkterna inom den egna ekonomin spelar här stor roll. Sådana skillnader medför, att det krävs en mycket fast kartellorganisation med bl a regler för kompensationsbetalningar mellan medlemmarna, om man skall kunna hindra att karteller försvagas.

Eckbo visar i ett utförligt ekonomiskt-historiskt avsnitt hur olika faktorer påverkat stabiliteten hos internationella råvarukarteller. En av hans viktigaste slutsatser är, att sådana karteller även

under gynnsamma betingelser i allmänhet inte kan hållas samman i mer än tre till fem år. I många fall har samarbetet dock återupptagits efter några år av hård priskonkurrens. Dessa erfarenheter kan dock troligen inte läggas till grund för förutsägelser om OPEC-kartellens livskraft och stabilitet. Vissa politiska och geografiska faktorer (bl a Saudi-arabiens starka position) synes tala för en högre grad av stabilitet än i de flesta tidigare råvarukarteller. Med erfarenheterna hittills av kartellens verksamhet som bakgrund är det också svårt att betrakta ett kartellsammanbrott under de närmaste åren som en sannolik utveckling.

Eckbos modell finns i två versioner. *Den enkla versionen* innehåller endast en aktiv (prisbestämmande) exportenhet - antagandet om vilka länder som ingår i denna kan dock varieras. Övriga oljeexporterande länder antas passivt anpassa sig till marknadspriset. I denna version arbetar man med sju alternativa beteendeantaganden för den prisbestämmande exportenheten (OPEC-länderna eller en undergrupp bland dessa). Kortfattat kan dessa alternativ beskrivas som följer:¹

1. Ren konkurrens med kortsiktig vinstmaximering.
2. Monopolprissättning med kortsiktig vinstmaximering.
3. En prissättning som stabiliserar exportinkomsterna över tiden.
4. Fixerat utbud över hela planperioden.
5. Fixerad prisutveckling, individuella produktionsbeslut.
6. Ren konkurrens med långsiktig vinstmaximering.
7. Monopolprissättning med långsiktig vinstmaximering.

¹ För en mer utförlig redogörelse hänvisas till FFE-rapport nr 12, s 148 ff.

Långsiktigheten i de två sista fallen innebär att hänsyn tas till oljereservernas uttömlighet och till konkurrens från andra energislag på lång sikt ("backstop technology"). I nu föreliggande version av modellen väljs det högsta av de två monopolpriserna, dvs av alternativen 2 och 7.

I Eckbos mer komplexa modellversion, *kartellversionen*, har OPEC-länderna indelats i tre grupper med hänsyn till ländernas skilda önskemål beträffande pris- och utbudspolitik:

"Expansionist fringe" (U_1): Irak, Nigeria, Indonesien och Gabon.

"Price pushers" (U_2): Iran, Algeriet, Venezuela och Ecuador.

"Hard core" (U_3): Saudiarabien, Kuwait, Förenade Arabemiraten (UAE) och Libyen.

Till den första gruppen har förts länder med tämligen stora reserver och stort "intäktsbehov" med hänsyn till sina planer för industrialisering. Till den andra hör länder som redan ligger nära kapacitetsgränsen och som vill snabbt öka sina exportintäkter. I gruppen U_3 återfinns länder med stora oljereserver, låg uttömningstakt och stora finansiella överskott.

Länderna i den första gruppen har relativt starka incitament att lämna kartellen och anpassa sitt utbud till ett utifrån givet marknadspris. Den mer begränsade kartellkombinationen $U_2 + U_3$ används därför som ett alternativ till hela OPEC-gruppen i modellberäkningarna.

Två viktiga bestämningsfaktorer för kartellens produktions- och prisbeslut är produktionskapaciteten hos de olika exportentiteterna och reglerna för kvotering av produktionen mellan dem. Kapacitetsutvecklingen antas bero på marginalkostnad, oljepris och kartellens politik i övrigt. Kvotering an-

tas kunna ske utifrån historiska kvoter, efter inkomstbehov eller efter ekonomisk makt representerad av den vinst respektive exportland kan erhålla, om man står utanför kartellen. Man kan också göra antagandet att dominerande kartellmedlemmar med finansiella överskott investerar i länder, där "gapet" mellan inkomster och inkomstbehov är stort, i syfte att öka kartellens stabilitet.

Som tidigare framhållits får de olika kartell-enheter antas ha olika önskemål om kartellpris. Detta pris antas bli bestämt som en funktion av de fem enheternas föreslagna monopolpriser - dvs ett för vardera av de tre ländergrupperna och ett för tänkbara kombinationer av dessa ($U_2 + U_3$ respektive $U_1 + U_2 + U_3$).

En sammanfattning av resultat från Eckbos beräkningar med den enkla modellversionen ges i tabell 2:6. Där jämförs fyra olika scenarier då det gäller kartellens sammanhållning, alltifrån fortsatt samordnad monopolprissättning till ett fullständigt sammanbrott för kartellsamarbetet år 1979. Som jämförelse har också medtagits pris- och produktions-siffror från WEO:s "reference case" (jfr redogörelsen i avsnitt 2.1).

De två första fallen framstår mot bakgrund av den föregående diskussionen som de mest intressanta. Fallen med OPEC = kartellkärnan respektive fullständigt OPEC-sammanbrott får troligen ses främst som illustrationer av möjliga prissänkningar under en kortare period vid tillfälliga avbrott i kartellsamarbetet. Det är osannolikt att en sådan pris- och utbudspolitik kan bestå under en längre tid med tanke på de produktionsvolymerna som då skulle krävas mot slutet av 1980-talet och det bortfall av exportintäkter som skulle drabba OPEC-länderna. I fallet med

Tabell 2:6. Råoljepriser och råoljeproduktion enligt olika kartellscenarier

Scenario	Pris i dollar/fat, 1975 års penningvärde			OPEC-ländernas produktion, milj fat/dag		
	1980	1985	1990	1980	1985	1990
Monopolpris- sättning, hela OPEC	9,7	11,9	15,5	29,6	36,6	49,4
OPEC utan "Expansionist fringe" ^a	7,2	9,1	12,4	26,3	34,9	46,8
OPEC = kar- tellkärnan ^b	5,5	7,2	10,4	19,5	30,2	41,1
OPEC-samman- brott 1979	3,1	4,9	7,3	28,2	50,4	79,6
OECD:s prognos	11,5	11,5	11,5	33,5	39,3	50,5 ^c

^a Produktionssiffrorna avser här nuvarande OPEC utom Indonesien, Irak, Nigeria och Gabon.

^b Produktionssiffrorna avser endast Saudiarabien, Kuwait, UAE och Libyen.

^c OECD, Energy Prospects to 1985. Paris 1974.

OPEC-kärnan som ensam prisbestämmande enhet skulle de fyra länderna inom denna grupp behöva fördubbla sin råoljeproduktion fram till 1985 och nästan tredubbla den till 1990. En sådan försvagning av kartellen skulle innebära stora förluster för medlemmarna. År 1981 skulle de (jämfört med samordnad monopolprissättning) uppgå till 43 miljarder dollar, varav en helt övervägande del skulle falla på länderna i kartellkärnan. Såväl inkomstbortfallet som uttömningstakten för oljereserverna skulle givetvis öka ytterligare i fallet med fullständigt kartellsammanbrott. Det finns synnerligen starka incitament för länderna i kartellkärnan

och för "price-pushers" att undvika åtgärder som äventyrar kartellens stabilitet.

Även om vi koncentrerar oss på de två första scenarierna ligger de kalkylerade priserna för 1980 enligt tabell 2:6 klart under dagens realprisnivå och når upp till denna nivå först i mitten av 1980-talet. Men bilden blir en annan om man, som i kartellversionen, tar hänsyn till de tre ländergruppernas olika förhandlingsposition och deras respektive önskemål om prisutvecklingen. För år 1985 varierar de priser Eckbo räknar fram i olika kartellscenarier mellan 11 och 21 dollar per fat. Huvudresultaten från hans beräkningar med denna modell kan sammanfattas på följande sätt:

1. Realprisnivån för råolja kommer inte - utom möjligen för något enstaka år - att sjunka under nivån från åren 1975-77.
2. På längre sikt - och senast under andra hälften av 1980-talet - kommer priserna att stiga.
3. Prisutvecklingen är starkt beroende av maktfördelningen inom kartellen. Ju större inflytande kartellkärnan (dvs Saudiarabien, Kuwait, Förenade Arabemiraten och Libyen) antas ha, desto lägre blir priserna.
4. OPEC-länderna kommer under 1980-talet knappast att nå över ett åttioprocentigt kapacitetsutnyttjande.

2.5. PLÖTSLIGA PRISFÖRÄNDRINGAR?

De prisbildningsmodeller vi hittills behandlat är jämviktsmodeller. De förutsätter en långsiktig planering från de prisledande oljeproducenternas (särskilt OPEC:s) sida, och jämvikt mellan utbud och efterfrågan förutsätts uppkomma i varje period. Säljarna antas vara välinformerade om den framtida utvecklingen

av energiefterfrågan och tillgången på olika substitut till olja. De prognoser man får fram med sådana modeller har alltid formen av lugna prisutvecklingar, eftersom tvära kast inte är förenliga med långsiktigt vinstmaximerande beteende på monopolistiska marknader.

I verkligheten är förutsättningarna för en sådan långsiktig monopolprissättning knappast uppfyllda. Osäkerhet om hur efterfrågan och utbudet utanför kartellen kommer att förändras medför att OPEC-ländernas planer för prissättning och kapacitetsutbyggnad måste revideras stegvis, allteftersom förväntningarna ändras. Jämviktsmodellerna blir därmed användbara endast för uppskattningar av prisutvecklingen i grova drag över längre perioder.

Vi är emellertid intresserade av att också kunna bygga upp mer detaljerade bilder av prisutvecklingsförlopp över tiden. Det är möjligt att instabilitet och snabba, oförutsedda prisändringar vållar större problem för industriländernas ekonomier under 1980- och 1990-talen än de höjningar av (den genomsnittliga) prisnivån som kan bli aktuella. Det är också omställningsproblem vid plötsligt uppkommande störningar som utgör huvudtemat i KRAN-studien.

Den enda prisbildningsmodell vi funnit, som ger möjligheter att bygga upp detaljerade förloppsprognoser för oljemarknaden, har presenterats av Gately och Kyle i en artikel i *European Economic Review* 1977.¹ Modellen har intresse här i första hand från metodsynpunkt - den pekar på en metodansats som kan vara användbar då man vill bygga scenarier för krisförlopp, som initieras från oljemarknaden eller andra, monopolistiska marknader av liknande typ. Däremot är de resultat som i artikeln presenteras i form av ett antal tämligen godtyckligt valda scenarier troligen mindre användbara. Antagandena bakom dem tycks - särskilt

¹ D. Gately och J.F. Kyle (i samarbete med D. Fischer): *Strategies for OPEC's pricing decisions*. *European Economic Review*, November 1977.

då det gäller "tumregler" för kartellens prispolitik - ha valts snarare för att få fram dramatiska prisutvecklingsförlopp än för att åstadkomma någorlunda trovärdiga framtidsbilder.

Vi nöjer oss med att mycket kortfattat skissera huvuddragen i Gately - Kyles analysmetod. Det rör sig om en enmarknadsmodell, och den kan sägas omfatta tre delar:

- (a) Efterfrågan på olja, som antas reagera med betydande tidsfördröjning på ändringar i det förväntade oljepriset, och som dessutom påverkas av inkomstnivån. Ett exempel är:

$$D_t = D_t (0,25 P_{d,t-3} + 0,5 P_{d,t-4} + 0,25 P_{t-5}, Y_t),$$

där P_d anger förväntat pris och Y inkomst. Det förväntade priset antas i sin tur bero på faktiska priser under flera tidigare perioder. Man arbetar med linjära funktioner och långsiktiga priselasticiteter om -0,16 (alt. -0,33) vid dagens prisnivå.

- (b) Utbudet från länder utanför OPEC förutsätts på motsvarande sätt vara bestämt av förväntade priser, med tidsfördröjning på grund av utbyggnadstider för ny kapacitet. Man får då ett slags utbudskurva för dessa länder, vilken förskjuts över tiden, beroende på teknisk utveckling och reservuttömning.
- (c) Den prisbestämmande kartellen (OPEC) förutsätts agera som en enhet under hela den studerade perioden, 1976-2000. Prissättningen beskrivs inte som försök till vinstmaximering utan i form av ett antal olika tumregler. Det finns åtta alternativa regler i modellen. Vi nöjer oss med att återge en sådan tumregel (alt.B) som illustration:

"Om överkapaciteten är större än 25 %, och efterfrågan på OPEC-olja minskade med mer än 5 % förra perioden *sänk priset 20 %*.

Om överkapaciteten är mindre än 20 %, och efterfrågan ökade förra perioden *höj priset 25 %*.

I alla andra fall *sänk priset 5 %*."

Med pris avses här genomgående realpris, dvs vid femprocentig inflation ger det avslutande "normalfallet" oförändrad, nominell prisnivå. Periodlängden är ett år. De övriga sju tumreglerna är av samma typ, men med andra värden på de insatta procenttalen.

Tumreglerna kan kombineras med olika alternativ då det gäller betingelserna för kartellbesluten, dvs olika efterfrågeelasticiteter, "lags" i efterfrågan och utbudet utanför OPEC, inkomstillväxter i världsekonomin osv. På det sättet har man fått fram ett hundratal prisutvecklingsscenarier. I diagram 2:1, som hämtats från Gately-Kyles artikel,

Diagram 2:1. Prisutvecklingar enligt Gately - Kyles modell



visas fyra av dessa modellförlopp. De avser effekterna av att kartellen tillämpar tumregel B (se ovan) under olika antaganden om lag-struktur och inkomstillväxt. Oljeefterfrågans priselasticitet antas i alla fyra fallen vara låg (-0,16 på lång sikt). Priserna är realpriser, räknade i 1975 års dollarvärde.

Diagrammet illustrerar framförallt lag-strukturens betydelse. I två av fallen (2 och 3) antas efterfrågan reagera med mycket stor tidsfördröjning på prisändringar. Detta leder till att priserna relativt tidigt stiger mycket kraftigt för att därefter - då höjningarna till slut slår igenom i efterfrågan - sjunka till nivåer i närheten av dagens oljepris. Med mer måttliga fördröjningar i efterfrågeanpassningen (enligt punkt a ovan) får man den utveckling som anges av fallen 4 och 7, dvs i huvudsak oförändrade realpriser till en början, men mycket stora prisstegringar i slutet av 1980-talet. Men det måste understrykas att dataantagandena är godtyckligt valda, och att inget av scenarierna kan betraktas som en prognos för råoljeprisets utveckling.

Som torde ha framgått av denna redogörelse är Gately - Kyles modeller långt ifrån något idealiskt underlag för att bygga upp internationella "störningsscenarier" för en krisstudie av KRAN:s typ. Beteendeantagandena på utbudssidan är alltför godtyckligt valda för att möjliggöra utsagor om omfattning och tidsprofil hos tänkbara störningsförlopp. I det fortsatta arbetet inom FFE med att ta fram internationella scenarier för KRAN-projektet har vi därför valt att i stället utgå från Eckbos modell för kartellpolitik, som beskrevs i förra avsnittet. Genom att föra in dels olika slags störningar utifrån (t ex i efterfrågan), dels förskjutningar inom kartellen i fråga om styrkeförhållandena och medlems-

ländernas politik har vi tagit fram ett antal exempel på tänkbara marknadsförlopp under perioden 1980-2000. Resultaten från dessa simuleringar skall redovisas i en kommande KRAN-rapport.

Kapitel 3

Naturgas

3.1 INLEDANDE ÖVERSIKT

Naturgas som energiråvara är för närvarande inte tillgänglig i Sverige. Vissa planer på att introducera gas från i första hand fyndigheter i Nordsjön föreligger dock. Energikommisionen räknar i sina alternativ för den framtida energiförsörjningen med att upp till 2,5 % skulle kunna tillgodoses med importerad gas.

Mot den hittills obefintliga roll naturgasen spelar i det svenska energisystemet kontrasterar dess andel i den globala energibalansen. I synnerhet i de industrialiserade delarna av världen har naturgasen fått en allt större betydelse, och dess andel av energiförbrukningen uppges år 1976 ha uppgått till ca 17 %.¹

Jämfört med andra fossila bränslen är dock naturgasens betydelse som energikälla av relativt sent datum. Detta förklaras till stor del av de i förhållande till värmeinnehållet mycket höga transport- och distributionskostnaderna. Naturgas har inte framstått som ett konkurrenskraftigt alternativ om inte stora marknader kunnat etableras nära gasfyndigheterna. Förutsättningarna påminner i detta avseende om dem som gäller för kol med lågt energiinnehåll och för vissa former av biomassa. En närmare redogörelse för naturgasens utvinnings- och transportkostnader ges i avsnitt 3.4.

¹ Se WEC 1977.

Prishöjningarna i samband med den s k oljekrisen år 1973 har jämte den tekniska utveckling som numera möjliggör att man transporterar kondenserad naturgas sjövägen inneburit avsevärd utvidgning av den potentiella marknaden. Flera prognoser pekar på att naturgasens relativa andel av energiförbrukningen i världen genom en ökad import till de främsta konsumtionsländerna skulle komma att stabiliseras strax under 20 % resten av detta sekel. I det följande redovisas kortfattat den bakgrund och de förutsättningar en sådan utveckling av den internationella handeln med naturgas bygger på.

Med naturgas avses i naturliga ansamlingar förekommande gasformiga kolväten, främst metan CH_4 , vars andel i genomsnitt anges till ca 85 %. Övriga beståndsdelar utgörs speciellt i s k våtgas av högre kolväten såsom etan, propan och butan. Gasen kan också innehålla koldioxid, kväve, vatten och helium. Vanligen måste man innan gasen distribueras till

Tabell 3:1. Naturgasens procentuella andel av energiförbrukningen för olika områden 1955-1976

	1955	1960	1965	1970	1973	1976
USA	23	28	30	31	29	26
Västeuropa	0,7	1,5	2	6	10	13
Sovjetunionen	2,3	8,3	18	21,7	22,4	24
Japan	0	1,1	1,3	1,1	1,4	3,1
Hela världen	10	11,9	14,6	16,5	16,8	17,2
Ovanstående länders andel av hela världens konsumtion	93	91	87	89	85	82

Källa: Egna beräkningar baserade på uppgifter i Eni: Energia ed idrocarburi sommario statistico al 1976. Pomezia 1977.

konsumenterna avskilja icke önskvärda komponenter och genom att minska andelen tyngre kolväten åstadkomma en tekniskt enhetlig kvalitet.

Härigenom utvinns vid källan eller i speciella anläggningar s k naturgaskondensat (NGL) bestående av propan, butan, pentan och tyngre kolvätefraktioner (bensin). NGL får ej förväxlas med kondenserad naturgas (LNG), som i huvudsak består av metan och etan. Naturgaskondensat används företrädesvis som råvara för den petrokemiska industrin främst i USA. I sammanhanget kan också nämnas att de viktigaste tyngre komponenterna i naturgas - butan och propan - i kondenserad form kallas kondenserad petroleumgas - LPG - och saluförs under benämningen gasol eller flaskgas. Denna s k raffinaderigas erhålls även vid raffinering av råolja men introduktionen av nya transport- och lagringstekniker har jämte prisstegringarna på råolja 1973-74 orsakat att raffinaderiernas traditionella ställning som huvudleverantörer av LPG kommer att utsättas för en växande konkurrens från främst OPEC-ländernas produktion av naturgaskondensat.¹

De mest betydelsefulla användningsområdena för naturgas återfinns inom hushålls- och industrisektorerna.

Inom hushållssektorn utnyttjas naturgas främst för bostadsuppvärmning, medan den industriella efterfrågan kan indelas i kvalificerad användning inom exempelvis keramisk industri och glasindustri samt för ändamål för vilka en högre grad av substituerbarhet föreligger, t ex generering av värme och ånga inom processindustrin. Vidare har naturgas i stor utsträckning utnyttjats som primärenergikälla i kraftvärmeverk. Nedan återges den relativa fördelningen på oli-

¹ Se Ferroukhi Abderrezzak, Prospects for OPEC LPG exports, OPEC Review, Vol. II, No. 1, February 1978.

ka användningsområden för de nio EG-länderna åren 1970 och 1975.

Tabell 3:2. Förbrukning av naturgas inom EG 1970 och 1975 fördelad på huvudsakliga användningsområden

	1970		1975		Ökning i %
	1 000 ton	%	1 000 ton	%	
Transformation till elenergi	17 969	31	31 645	24	76
Förbrukning utanför energi- sektorn	4 197	7	5 645	4	34
Industri	19 811	35	43 825	33	121
Hushåll	13 237	23	46 512	35	251

Källa: Statistical office of the European communities, Energy Statistics yearbook 1970-1975, Luxembourg 1976.

I det fall naturgas skulle komma att introduceras i Sverige skulle de 11 TWh ($\approx 1 \text{ Gm}^3$) som enligt energikommissionens alternativ A-C vore tillgängliga fördela sig ungefär jämnt på industri samt el och värme.

3.2. NATURGASRESURSER OCH UTVINNING

Uppskattningarna av den totala naturgasresursen i världen är liksom de fastställda reserverna ("proved reserves") osäkrare än motsvarande skattningar för råolja och kol. Detta sammanhänger med att naturgas kan förekomma såväl i samband med råoljereservoarer som i separata fyndigheter. I det senare fallet kan naturgasen ha bildats under geologiska förutsättningar, andra än de som ger upphov till råolja. De

beräkningsmetoder som används för att uppskatta råoljereserver och sk associerad gas blir då ej möjliga att tillämpa. Vidare kan energi- dvs kolvätehalten i gasen variera inom mycket vida gränser, varför genomsnittssiffror baserade på volymuppskattningar kan bli missvisande.¹

Det torde här vara på sin plats att konstatera att de kvantitativa uppgifter och jämförelser som i den följande framställningen ges för olika energislag vilar på ofta icke redovisade förutsättningar beträffande exempelvis tryck, temperatur och kolvätesammansättning. Den internationella statistiken är behäftad med en besvärande mångfald av kvantitetsmått och omräkningsfaktorer, vilka delvis uttrycker olika synsätt beträffande naturgasens användbarhet och värde jämfört med t ex råolja. De relationstal som ges nedan får därför uppfattas som ungefärliga.

$$1 \text{ Tcf} \approx 10^{12} \text{ kubikfot} = 28 \text{ Gm}^3 = 27 \text{ miljarder m}^3$$

$$1 \text{ m}^3 = 35 \text{ kubikfot (cf)}$$

$$1 \text{ Gm}^3/\text{år} \approx 100 \text{ milj kubikfot/dag (=100 MMcf/d)}$$

$$1 \text{ Gm}^3 \text{ naturgas} \approx 7 \text{ Mton LNG} \approx 0,86 \text{ Mton oe}$$

$$1 \text{ cf naturgas} \approx 1 \text{ 000 Btu British thermal units) = 1,055 MJ}$$

$$1 \text{ b/d (fat oe/dag)} = 50 \text{ ton oe/år.}$$

Till grund för angivna volymer av såväl totalt återstående utvinningsbara resurser som fastställda reserver ligger ofta antaganden om att dessa i de fall det är associerad gas är proportionella mot motsvarande siffror för råolja. Totalt utvinningsbara återstående naturgas antas uppgå till mellan 6 000 och 12 000 Tcf.¹ Den högre siffran svarar unge-

¹ Se Ion, D.C.: The Availability of World Energy Resources, s 47.

² Se Linden, H. och Parent, J: A Survey of United States and total world production, proved reserves and remaining recoverable resources of fossile fuels and uranium as of December 31 1975, Chicago 1977.

fär mot den totala återstående råoljeresursen.¹ Vid 1976 års produktionsnivå skulle gasen enligt dessa uppskattningar räcka 120 respektive 240 år.

Uppenbarligen ger dessa uppskattningar inte fog för att någon rent fysisk brist på naturgas skulle uppkomma inom överskådlig tid.

I de här anförda uppskattningarna av den globala naturgasresursen innefattas inte vad som skulle kunna benämnas icke-konventionella naturgasförekomster. Därmed avses gasförekomster i skiffrar och bergarter med låg genomtränglighet och gas löst i vatten under högt tryck (i s k "geopressured zones"). I USA uppgår dessa resurser till - lågt räknat:²

Skiffer	285 Tcf
Täta formationer	600 "
Gas i "geopressured zones"	256 "

dvs totalt ca 1 200 Tcf, ungefär 60 gånger landets årskonsumtion. Deras årliga bidrag under senare delen av detta sekel väntas uppgå högst till ca 1 Tcf. Till de okonventionella gasresurserna måste också räknas in de främst i Norra ishavet påträffade förekomsterna av gashydrat, dvs frusen metan. Vissa sovjetiska uppskattningar anger storleken av denna tills vidare

¹ I själva verket tycks jämförelsen mellan råolja och naturgas vara en förhållandevis knepig fråga av skäl som redan antytts. Gerholm konstaterar exempelvis att naturgasens "marknadsandel, globalt sett alltså är mindre än hälften av oljans. Men det är en missvisande jämförelse. Naturgas kan produceras, transporteras och konsumeras med en väsentligt mycket högre effektivitet. Räknat i dess värde för konsumenten, som levererad värme, är faktiskt naturgasen redan volymmässigt jämförbar med oljan". Vidare "naturgasen från konventionella källor torde med hänsyn till energinnehållet totalt vara jämförbar med oljetillgångarna". I WEC:s rapport anges relationstalet till 83 % medan WAES har 70 %.

Till skillnad från vad som är fallet med råolja har uppskattningarna av den totala naturgasresursen inte visat några tendenser att konvergera.

² Se FEA 1976 National Energy Outlook, Washington D.C. 1976.

mycket osäkra energiråvara till $30 \cdot 10^{18}$ cf = 30 miljoner Tcf.

De fastställda reserverna uppgick år 1976 till ungefär 2 000 Tcf eller ca 40 gånger den årliga förbrukningen, och torde alltså inte heller utgöra någon restriktion för användningen av naturgas de närmaste decennierna. Liksom beträffande råoljan är det i stället reservernas geografiska fördelning relaterad till konsumtionens fördelning som utgör den på kort sikt mest avgörande begränsningen för den internationella naturgashandelns expansion. Jämfört med råolja är transportkostnaderna dock mångdubbelt högre.¹ Att frakta LNG mellan Persiska viken och Japan anges t ex av en källa kosta ca 5 gånger fraktkostnaden för motsvarande mängd olja.

En uppskattning av de fastställda reservernas fördelning på olika länder ges i nedanstående tabell.

Tabell 3:3 ger vid handen att naturgasreserverna åtminstone bland de 20 främsta länderna uppvisar en jämnare fördelning än motsvarande skattningar för råolja. OECD-länderna har ca 20 % av reserverna och OPEC-länderna ca 35. (För råolja är motsvarande siffror 12 respektive 67 %.)

Naturgasreservernas nuvarande fördelning och storlek återspeglar till stor del oljemarknadens utveckling. Reserverna har oftast påträffats vid prospektering efter olja, och ca 40 % av reserverna är dessutom sk associerad gas, vars utvinning är beroende av volymen producerad olja. En stor del av de befintliga fastställda reserverna har hittills saknat ekonomiskt värde då en effektiv efterfrågan på enbart naturgas saknats. Likaledes har produktionen av naturgas historiskt till största delen kunnat ses som en biprodukt av oljeproduktionen som avyttrats till förhållandevis låga priser. I de fall marknad för ga-

¹ Se Petroleum Economist, December 1976.

Tabell 3:3. Naturgasreservernas fördelning på olika länder i januari 1977

	Miljarder kubikfot	%
Sovjetunionen	918 000	43,4
Iran	330 000	15,6
USA	216 026	10,2
Algeriet	125 800	5,9
Saudiarabien	86 000	4,1
Nederländerna	61 900	2,9
Kanada	58 282	2,8
Nigeria	44 000	2,1
Venezuela	40 700	1,9
Australien	32 300	1,5
Kuwait	31 700	1,5
Storbritannien	30 000	1,4
Qatar	27 500	1,3
Irak	27 000	1,3
Libyen	25 800	1,2
Kina	25 000	1,2
Indonesien	24 000	1,1
Norge	18 500	0,9
Pakistan	15 820	0,7
Malaysia	15 000	0,7
	2 114 905	100,0

Källa: Basic Petroleum Data Handbook 1977.

sen saknats, exempelvis för de stora oljeproducent-
länderna i Mellanöstern, har de med oljeutvinningen
förenade gasvolymerna avfacklats vid källan eller
återinjicerats för att höja oljeutvinningskvoten
(genom att höja gstrycket). Icke associerad gas är
följaktligen mera värdefull från användarsynpunkt,
eftersom utvinningstakten inte beror av variationer i

oljeuttaget och därför lättare kan anpassas till belastningsvariationer på efterfrågesidan. Bruttoproduktionens omfattning och fördelning samt avfackling och återinjicering framgår av tabell 3:4.

Drygt 80 % av produktionen kom enligt tabellen ut på marknaden. Variationen mellan olika länder och regioner är dock som man kunde förvänta avsevärd. I konsumtionscentra som Nordamerika och Västeuropa uppgick den använda gasen till 95 % medan 67 % av den utvunna gasen i Mellanöstern gick till spillo. Denna andel har dock sjunkit sedan slutet av 1960-talet, trots den ökande oljeproduktionen. Den kan väntas falla ytterligare i takt med att möjligheterna till export samt inhemskt utnyttjande och vidareförädling växer. I hela världen avfacklades år 1976 naturgas som vad energiinnehållet beträffar svarade mot ungefär Kuwaits oljeproduktion.

Möjligheterna att ekonomiskt tillvarata naturgasen har självfallet påverkats gynnsamt av de höjda oljepriserna, vilka ju inneburit att naturgasens konkurrenskraft stärkts. Prishöjningarnas inverkan på de fastställda reservernas volym har dock hittills varit förhållandevis begränsad. Utvinningskvoten i befintliga reserver - i genomsnitt ca 80 % - påverkas knappast alls av hittillsvarande prisutveckling. Vidare har incitamenten för utvecklings- och prospekteringsverksamhet på den dominerande amerikanska marknaden begränsats genom prisregleringar, vilket under sjuttio-talet lett till en minskning av såväl produktion som reserver. Enligt en uppgift skulle en fri prissättning för USA:s del kunna medföra att de nuvarande reservernas storlek fyrdubblades.¹

De mest betydelsefulla tillskotten till reserverna mellan 1974 och 1977 återfinns i Mellanöstern,

¹ Petroleum Economist, September 1978.

Tabell 3:4. Världsproduktionen av naturgas 1976

Land	Produktion		varav fackling Miljar- der m ³	varav återinjice- ring m m Miljarder m ³
	Miljar- der m ³	% av to- tal ut- vinning		
USA	583,8	35,8	3,1	20,4
Kanada	100,5	6,2	1,0	10,6
Övriga amerikanska länder	90,7	5,6	14,5	29,7
Summa: Amerika	775,0	47,5	18,6	60,7
Iran	50,0	3,1	25,9	6,5
Saudiarabien	47,2	2,9	36,3	6,6
Övriga länder i Mellersta Östern	51,1	3,1	33,5	3,6
Summa: Mellersta Östern	148,3	9,1	95,7	16,7
Algeriet	21,5	1,3	9,0	5,3
Nigeria	22,6	1,4	22,2	-
Övriga afrikanska länder	21,4	1,3	8,1	8,5
Summa: Afrika	65,5	4,0	39,3	13,8
Holland	96,6	5,9	-	0,6
Norge	4,4	0,3	-	4,4
Storbritannien	39,5	2,4	0,8	-
Övriga väst- europeiska länder	48,4	3,0	-	3,1
Summa: Västeuropa	188,9	11,6	0,8	8,1
Australien	6,4	0,4	-	0,5
Indonesien	7,5	0,5	5,2	1,0
Övriga länder i Fjärran Östern	32,4	2,0	6,1	1,8
Summa: Fjärran Östern	46,3	2,8	11,3	3,3
Sovjetunionen	336,0	20,6	15,0	-
Övriga östeuropeiska länder	53,4	3,3	1,0	-
Summa: Östeuropa	389,4	23,9	16,0	-
Kina	17,0	1,0	-	-
Summa:	1 630,4	100	181,7	102,6
varav OPEC	245,9	15,1	139,0	49,6

Källa: SOU 1978:17, s 180.

främst Iran och Saudiarabien. Under samma tidsperiod minskade Västeuropas, Fjärran Österns och Nordamerikas reserver såväl relativt som i absoluta tal. Reserv/produktionskvoten för dessa områden uppgår nu till 20, 98 och 12.¹

3.3 DE FRÄMSTA AVSÄTTNINGSSOMRÅDENA FÖR NATURGAS

Jämfört med andra energikällor har de höga transportkostnaderna för naturgas i förhållande till värmeinnehållet inneburit att förekomsten av relativt stor lokal efterfrågan historiskt sett varit en nödvändig förutsättning för någon mera omfattande exploatering av påträffade fyndigheter. Transport- och distributionsledens höga kapitalintensitet har medfört att naturgasens konkurrenskraft som energiråvara är starkast på geografiskt koncentrerade marknader med ett högt och jämnt utnyttjande av transport- och distributionsnät. Dessa betingelser jämte naturgasens karaktär av förhållandevis värdelös biprodukt vid oljeutvinning har haft avgörande betydelse för användningen av naturgas såväl beträffande omfattning som geografisk fördelning.

Konsumtionen av naturgas fördelade sig år 1976 enligt tabell 3:5.

Tabell 3:5. Naturgaskonsumtionen 1976

Region	Gm ³	%
Sovjetunionen	290	24
Nordamerika	600	49
<i>varav</i> USA	540	2,5
Västeuropa	190	15
Övriga länder	150	12

Källa: Peebles, M.W.H., World LNG trade. Present status and long term prospects: Anep 1977. Hamburg 1977.

¹ Petroleum Economist, July 1976 och September 1978.

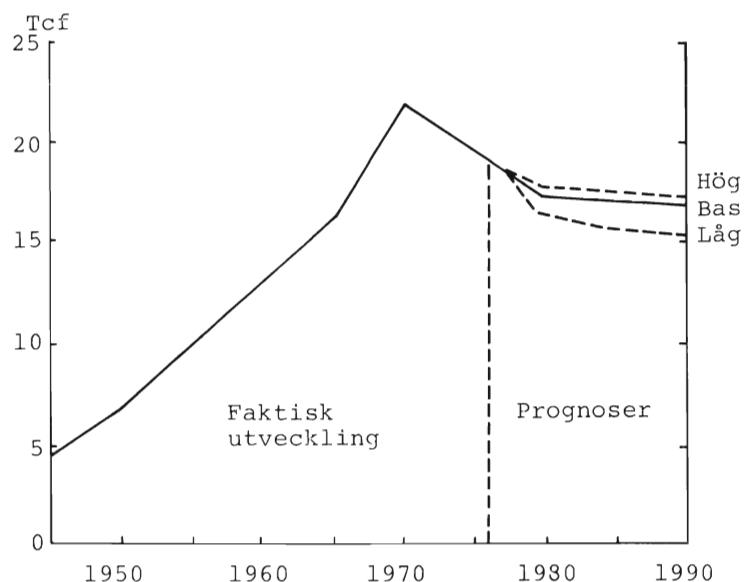
De tre största konsumtionsregionerna svarade således för ungefär nio tiondelar av totalkonsumtionen. Denna efterfrågan tillgodosågs nästan helt med gas producerad inom respektive region, med undantag för Västeuropa, vars importandel uppgick till ca en tiondel.

En helt dominerande andel av konsumtionen i *Nordamerika* faller på USA som är ett föregångsland när det gäller utnyttjandet av den gas som utvinns i samband med oljeproduktion, främst i de sydöstra staterna Texas, Oklahoma m fl. Numera utgörs emellertid en helt övervägande del av produktionen av icke associerad gas.

De stora reserverna jämte avsaknaden av alternativ användning medförde relativt låga priser och en kraftig expansion av naturgasens utnyttjande från ca 5 % under 1920-talet till omkring en tredjedel av den totala energianvändningen i början av sjuttiotalet.¹ Naturgasen bidrog då med mer än hälften av den tillförda energin i hushålls-, handels- och industri-sektorerna.

Tillskotten till de fastställda reserverna har ej ökat i takt med konsumtionen, vilket medfört att kvoten mellan reserver och produktion sjunkit från 17 år 1966 till ungefär 10 år 1976. Produktionen har sedan 1973, då den uppgick till 22,6 Tcf, varit sjunkande även i absoluta tal. (Se diagram 3:1.) Denna utveckling kan antagligen delvis förklaras av den prisreglering på naturgas och även olja som varit i kraft sedan 1950-talet, men som nu förefaller att komma att avvecklas gradvis. Denna prisreglering har minskat incitamentet till investeringar i prospekte-

¹ Se Franssen (1977) s 4. Den nuvarande produktionsnivån svarar till sitt energiinnehåll ungefär mot USA:s oljeproduktion.

Diagram 3:1. Naturgasproduktion i USA

Källa: Project Interdependence: US and World Energy Outlook through 1990, Washington DC 1977.

ring och utveckling av befintliga fyndigheter. Dessutom kan producenternas förväntningar om framtida högre priser antas inverka negativt på produktionen.

Prisregleringen, som för närvarande gäller endast gas som distribueras mellan delstater, anses år 1976 ha inneburit ett efterfrågeöverskott på 15-50 %. Vid den av detta gap, liksom om och i så fall takten varmed det skulle elimineras om pris-kontrollen avskaffades, är naturligtvis en central och omstridd fråga för den amerikanska energipolitiken. Den för närvarande dominerande bedömningen förefaller dock vara att inte ens fri prissättning på nya gaskontrakt skulle kunna höja produktionen över 1973 års nivå under hela åttiotalet.¹ De skäl som främst

¹ Se CRS-studien.

anges för denna synpunkt är att de största återstående reserverna är svårtillgängliga i Alaska och den yttre kontinentalsockeln, där produktions- och transportkostnaderna kan väntas bli mycket höga.

Bristen på naturgas kan till en del komma att minskas genom import. År 1975 importerade USA 1,35 Tcf från Kanada, vilket utgjorde ca 40 % av den kanadensiska produktionen. Kanada står dock självt inför en avtagande produktion och avser därför att skära ner exporten. Inför denna utveckling söker USA långtidsavtal om gasleveranser från Mexico samt LNG från Indonesien och Algeriet. Prisfrågan har dock gjort att av dessa avtal endast ett omfattande ca 0,4 Tcf från Algeriet ännu kunnat realiseras.¹ På längre sikt diskuteras även möjligheterna att importera från Nigeria, Iran, Sovjetunionen och t o m Australien.

Gasindustrin i *Västeuropa* var ursprungligen nästan uteslutande baserad på produktion av gruv- och stadsgas med kol som råvara. Naturgas påträffades under 1940-talet i Italien (Po) och senare i Frankrike (Lacq), vilka fyndigheter kom att utgöra basen för nationella försörjningssystem. Av större betydelse för den europeiska energiförsörjningen blev naturgasen först i början av 1960-talet, då de stora fyndigheterna i Groningen, Nederländerna började exploateras och distribueras till kringliggande länder genom nyanlagda pipelines (Belgien, Västtyskland och Frankrike).

I slutet av sextiotalet stod det dock klart att de holländska reserverna inte skulle komma att visa sig tillräckliga för att underhålla den expansion av naturgasförbrukningen, som under årtiondet inneburit att gasens andel ökat från 1 till ca 7 %. Samtidigt ledde prospekteringen och exploateringen av

¹ Se Peebles (1977), s 66.

fyndigheterna i främst de brittiska och norska sektorerna i Nordsjön till att de framtida utsikterna för den västeuropeiska gasförsörjningen ljusnade.

Tills vidare marginella tillskott till marknaden har erhållits genom import av LNG från Algeriet och Libyen till Frankrike och Storbritannien, som inleddes under sextiotalet. Sovjetunionen exporterar sedan 1973 via en rörledning genom Tjeckoslovakien gas till Österrike, Västtyskland och Italien. År 1976 träffades ett avtal enligt vilket Iran skall leverera 0,6 Tcf per år till Sovjetunionen, som i stället skall exportera 0,4 Tcf till Västeuropa i början på 1980-talet. Den rådande försörjningssituationen på den västeuropeiska naturgasmarknaden sammanfattas i tabell 3:6.

Tabell 3:6. Naturgasförbrukning och import för olika länder i Västeuropa 1976 (Gm³=8400 kcal)

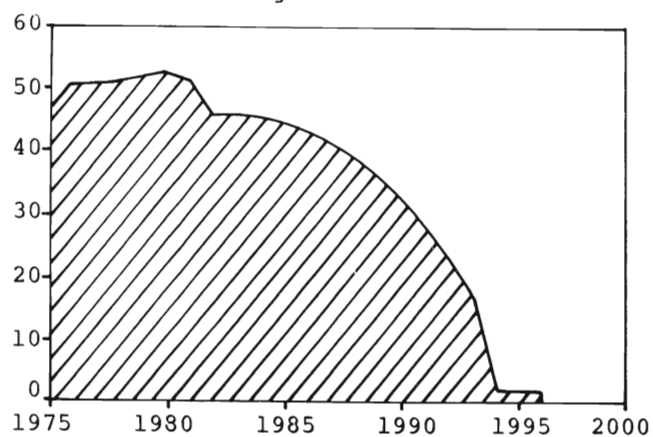
	Inhemsk ut- vinning	Import	Totalt	Andel av to- tal energi- förbrukning, %
Belgien	-	11,5	11,5	19
Västtyskland	19,2	28,8	48,0	14
Frankrike	7,8	15,4	23,2	10
Storbritannien	43,5	1,2	44,7	16
Italien	17,1	12,9	30,0	17
Nederländerna	96,0	51,4 ^a	44,6	51
Österrike	2,0	2,2	4,2	16
Schweiz	2,0	0,8	0,8	4
Spanien	-	2,0	2,0	3
Totalt	185,6	74,8	208,4	13

^a Export.

Källa: Petroleum Economist, October 1977.

Tabellen återspeglar att regionens relativt höga självförsörjningsgrad inte består vid ett betraktande på nationell nivå. Tills vidare bygger den på Nederländernas export, vilken svarar för ca 70 % av den totala exportvolymen. Denna andel kommer dock att minska både relativt och absolut eftersom den holländska regeringen beslutat att inte förnya nu löpande exportavtal. Man har i stället för avsikt att importera gas från det norska Ekofiskfältet och LNG från OPEC-länderna, i första hand Algeriet, trots att kostnaderna därigenom blir högre. De nederländska fälten i Nordsjön beräknas under 1980-talet bidra med endast ca 10 Gm³ om året. Nederländernas position som världens främsta exportör med ca 40 % av världshandeln kommer därför att drastiskt förändras i slutet av 1980-talet.

Diagram 3:2. Prognos för Nederländernas gasexport
Miljarder kubikmeter



Källa: Petroleum Economist, November 1977.

Det minskade uttaget från Groningenfältet, som 1977 svarade för 65 % av Västeuropas förbrukning, kompenseras till en del av den växande produktionen från främst de brittiska och norska sektorerna av

Nordsjön. De fastställda reserverna under Nordsjön uppgick 1976 till 4 600 miljarder m³, varav Storbritannien och Norge svarade för 54 respektive 29 %.¹ Produktionsutvecklingen i Nordsjön, som försenats av diverse tekniska och politiska problem, återges i tabell 3:7.

Tabell 3:7. Produktion av naturgas i norska och engelska delarna av Nordsjön (Gm³)

	1970	1972	1974	1976	1977	1980 ^a
Storbritannien	10,3	24,8	34,5	38,7	40,1	45,0
Norge	-	-	-	-	3,1	30,0
(Nederländerna)	31,7	58,2	83,7	96	94,2	103

^a Prognos enligt WEO. Wood, McKenzie & Co anger 59 respektive 23 Gm³ för år 1980. Se Petroleum Economist, May 1976.

Uppenbarligen har exploateringen av Nordsjön hunnit längst i den brittiska sektorn, närmare bestämt dess södra del, där stora fyndigheter av icke associerad gas tagits i anspråk och per rörledning förts i land till det väl utbyggda brittiska gasnätet. Denna produktion väntas minska i början av åttiotalet, då i stället bidraget från de nordliga Brent- och Friggfälten kommer att få allt större betydelse.

I den norska sektorn har gasproduktionen kommit i gång helt nyligen. Utvinningen från den norska delen av Frigg säljs direkt till Storbritannien (via pipeline). Från Ekofiskfältet (associerad gas) har man anlagt en rörledning till Emden i Västtyskland, som för närvarande har en kapacitet på ca 20 Gm³/år.

¹ Se Petroleum Economist, November 1976.

Leveransavtal för 20 år har slutits med gasbolagen i Västtyskland, Belgien, Nederländerna och Frankrike.

Gasen i norra delen av Nordsjön är till stor del associerad gas, vilket gör att utvinningen på lång sikt måste anpassas till oljeproduktionens volym. Förutsättningarna för en exploatering av denna gas är även beroende av möjligheterna att skapa ett integrerat system av pipelines samt en förändring av den brittiska pris- och exportpolitiken. Från norsk sida överväger man alltså att anlägga en rörledning från Statfjordfältet över den norska djuprännan till Norge, varifrån kondenserad gas skulle exporteras, eftersom inhemska avsättningsmöjligheter saknas.

Importen av kondenserad naturgas till Västeuropa inleddes år 1964, då Algeriet började exportera till Storbritannien. Senare har handeln med LNG vidgats till att omfatta export från Algeriet och Libyen till Frankrike, Spanien och Italien. År 1977 omfattade den totala LNG-importen 10 Gm³ eller ca 5 % av totalförbrukningen, fördelad enligt följande:

	<u>LNG-import</u> <u>Gm³</u>	<u>Andel av gasför-</u> <u>brukningen, %</u>
Storbritannien	1	2
Frankrike	4	20
Italien	3	10
Spanien	2	100

Energiprisstegringarna 1973-74 och den förväntade knappheten på inhemsk gas i Västeuropa väntas leda till en snabb tillväxt i LNG-handeln. Den extrema kapitalintensiteten, de stora finansieringsbehoven och LNG-handelns karaktär av helintegrerat system från gaskälla till konsument¹ samt oenighet i pris-

¹ Någon spotmarknad för LNG existerar inte för närvarande.

frågan är dock faktorer som kan komma att hämma denna expansion. Likaledes kan importvolymen komma att påverkas av de planer på export via pipeline från Algeriet som nu föreligger.

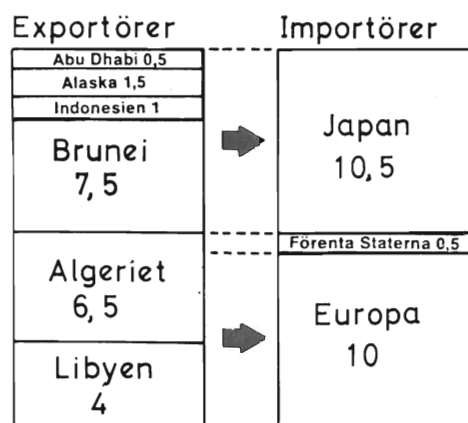
Sovjetunionen anses för närvarande inneha ca 40 % av världens fastställda reserver. Trots att produktionen - 320 Gm³ - svarade mot ungefär 13 % av den totala energiförsörjningen år 1976 skulle dessa reserver medge en oförändrad utvinningsvolym i ca 80 år. Sovjetunionen har sedan länge kompletterat den inhemska utvinningen med import från Afghanistan och Iran, men uppträder sedan 1974 som nettoexportör. Exporten, som år 1976 uppgick till 26 Gm³, går via rörledning till Öst- och Västeuropa (ungefär hälften till varje), väntas främst genom att de rika fyndigheterna i västra Sibirien tas i anspråk öka under det kommande decenniet från 52 Gm³ år 1980 till 120 Gm³ år 1990.¹ Vissa planer har även förelagat på att exportera LNG från östra respektive västra Sibirien till USA:s väst- respektive östkust samt till nordvästeuropa och Japan. Dessa projekt förefaller dock tills vidare ha skrinlagts på grund av politiska och ekonomiska problem och kommer knappast att påverka marknaden under åttiotalet.

Bland *övriga konsumtionsländer* märks Japan, vars inhemska produktion uppgår till 2,5 Gm³ men som därtill importerar ca 10 Gm³ i form av LNG från främst Brunei och Alaska. (Se diagram 3:3.)

Naturgasförbrukningen i Japan väntas öka till ungefär 26 Gm³ år 1980 och 46 år 1985.² Denna ökning förklaras av dels en strävan att minska luftföroreningarna, dels ett växande politiskt motstånd mot en

¹ Se Petroleum Economist, June 1976, June 1978.

² Se WEO, s 58.

Diagram 3:3. Världshandel med kondenserad naturgas

1977: 21 miljarder m³

Källa: Shellfakta nr 52.

utbyggnad av kärnkraften. Detta har medfört att Japan är det enda landet i världen där naturgas i en hög och alltjämt ökande utsträckning används för elproduktion. Den traditionella gasindustrin är däremot otillräckligt utbyggd för import av LNG. Konjunkturedgången och de ökande kostnaderna för LNG på världsmarknaden kan också komma att påverka den prognosticerade efterfrågeökningen negativt.

Bland länder som producerar naturgas främst för inhemskt bruk kan nämnas Kina, Argentina, Mexico, Australien, Pakistan och Venezuela.

OPEC-länderna söker i allt högre grad tillvarata den associerade gasproduktionen, främst till återinjicering och vidareförädling samt för den inhemska energiförsörjningen. Vissa länder avser emellertid att avsätta betydande volymer i i-länderna. Hit hör främst Algeriet och Iran men också Libyen, Nigeria,

Abu Dhabi och Indonesien. Man förväntar sig också en kraftig ökning av den internationella handeln med LPG.

3.4 UTVINNING- OCH TRANSPORTKOSTNADER

Det har i det föregående framskyttat att de avgörande betingelserna för naturgasanvändningens utveckling är förutom priserna på substitut, som olja och kol, transportkostnadernas utveckling. Av särskilt intresse är därvidlag de tekniska framsteg som gjorts beträffande sjötransport av LNG och anläggning av pipelines på havsbotten.

Produktionskostnaderna däremot är av underordnad betydelse. Med avseende på främst prospektering och utveckling, men även utvinning är naturgas oftast att betrakta som en med motsvarande led inom oljebranschen förenad verksamhet. Till yttermera visso är denna verksamhet till stor del koncentrerad till horisontellt och vertikalt integrerade företag, varför en uppskattning av produktionskostnaderna blir vanskelig att genomföra. I de fall det är fråga om sk associerad gas, som måste avskiljas för att råoljan skall "stabiliseras", saknas ofta annan alternativ användning än återföring i syfte att upprätthålla reservoartrycket. I detta fall skulle produktionskostnaden inskränkas till en "user cost", bestående av nuvärdet av den framtida produktion man avstår från genom att producera i dag. De tekniska bestämningsfaktorerna för kostnaderna är gasfältets storlek, antal borrhål och geografisk belägenhet. (Offshore eller arktisk produktion ger väsentligt högre kostnader.) Produktionskostnaderna - eller snarare gaspriset vid källan - för LNG-leveranser som inleddes i mitten av sjuttiotalet anges av Faridany till mellan 0,05 och 0,3 dollar per miljon Btu räknat i

1971 års penningvärde, vilket efter kondensering ger fobpriser på mellan 0,3 och 0,7 dollar/miljon Btu.¹

Beräknade intäkter vid källan reflekterar dock knappast de faktiska produktionskostnaderna utan innefattar monopol- eller lägesräntor, vilka åtminstone för OPEC-länderna i Nordafrika eller Mellanöstern torde medge väsentligt ökade kostnader utan att incidentet till fortsatt produktion elimineras. Motsatsen hävdas dock av Algeriet, som vid nu gällande cifpriser i Västeuropa och USA beräknar att nya LNG-projekt med högre kapitalkostnader skulle innebära en nettoförlust på 0,4 respektive 0,8 dollar/milj Btu.²

De relativt höga transportkostnaderna har som framhållits ovan varit av avgörande betydelse för naturgasens konkurrenskraft gentemot råoljan. För att transportera en i värmevärde med en viss kvantitet råolja jämförbar mängd naturgas krävs pipelines respektive LNG-fartyg som är 4 respektive 2 gånger så stora som motsvarande transportmedel för råolja.³ Prisstegringarna på råolja under 1970-talet har dock i den mån de blir bestående skapat förutsättningar för en avsevärd geografisk utvidgning av naturgashandeln, trots att fraktkostnaden mellan exempelvis Indonesien och USA motsvarar ungefär 12 dollar/fat råolja, dvs nästan hela cif-priset för närvarande. I det fall gasen transporteras medelst rör blir vid givet kapacitetsutnyttjande genomsnittskostnaden främst beroende av avstånd och geografiska förhållanden. Exempelvis anges kostnaderna för gasledningen mellan Iran och Sovjetunionen till 1,76 miljon dollar per km, var-

¹ Faridany, E., LNG-operations and market prospects for liquefied natural marine gas 1972-1990, London 1972.

² Petroleum Economist, October 1977.

³ OECD Oil: Present status and future prospects, Paris 1973.

för transportavgiften avses uppgå till 0,7 dollar/miljon Btu för den gas Västeuropa kommer att importera denna väg.¹

Om i stället transporten sker till sjöss i form av LNG blir kapaciteten av större betydelse för den totala investeringskostnaden då avståndsfaktorn endast påverkar antalet erforderliga LNG-fartyg. För ett genomsnittligt projekt avseende en leverans av 1 miljard kubikfot om dagen \approx 10 miljarder m³/år från Algeriet till USA anges följande kostnadsbild.²

Kondenseringsanläggning	1 000 milj \$ 1975
8 st LNG-fartyg	1 300 " "
Mottagningsterminal och förgasningsanläggning	300 " "
Summa	2 600 milj \$

vilket ungefär ger en transportkostnad av ca 0,7 dollar/miljon Btu.

Den extrema kapitalintensiteten hos handeln med naturgas - i synnerhet den kondenserade - ger upphov till betydande finansieringsproblem. De risker som uppstår söker man gardera sig mot genom att sluta långfristiga - oftast 20-åriga - avtal med indexerade priser. Finansieringsfrågans betydelse illustreras av att man uppskattat investeringsbehovet för en LNG-handel med en volym på ca 180 miljarder m³ i mitten av åttiotalet till ungefär 30 miljarder dollar (1976)³

Som jämförelse kan nämnas att investeringsvolymen för oljeproduktionen i Nordsjön fram till 1982 väntas uppgå till 34 miljarder dollar, men ge upphov till en produktion - (4,2 mb/d) - som till sitt energiinnehåll motsvarar ca 250 miljarder m³.⁴

¹ Se Teknisk tidskrift nr 7, 1977.

² Se 1976 National Energy Outlook, sid 151.

³ Källa: BP: LNG the next ten years, London 1977.

⁴ Se Petroleum Economist, December 1976.

3.5 PRISER

Kännetecknande för naturgashandeln är att priserna uppvisar en avsevärd variation, inte endast mellan olika regioner utan också t o m inom enskilda länder. Detta förhållande förklaras till stor del av de speciella betingelser, under vilka produktion och konsumtion av naturgas förekommer.

De höga transportkostnaderna har förhindrat uppkomsten av en världsmarknad. De lokala avsättningsmarknaderna räknar ofta blott en eller ett fåtal köpare respektive säljare, vilkas värdering av olika alternativ till leveransavtal kan uppvisa stora skillnader.

Naturgasen säljs på långfristiga kontrakt, som regel 20 år. Avtalen förutsätter omfattande kapitalinvesteringar av såväl köpare som säljare. Speciellt vid rörtransport uppstår en hög grad av bundenhet mellan parterna. Prissättningen vid "nya" avtal och i synnerhet vid revisioner av ingångna kontrakt kan därför karakteriseras som en bilateral förhandlingssituation, vars utfall bestäms av parternas aktuella och förväntade framtida handlingsalternativ. Det överenskomna baspriset för naturgas bestäms sålunda med utgångspunkt i konsumentens kostnader för substitut. Till detta baspris kommer en klausul som knyter priset till prisutvecklingen på råolja och kursförändringar på valutamarknaden.

Det genomsnittliga priset vid en viss tidpunkt utgör därför ett medeltal av kontrakterade priser, överenskomna vid olika tidpunkter i det förflutna. En följd av detta blir att gasprisernas anpassning till oljeprisförändringarna sker med en viss tidsutdräkt.

Särskilt i USA har gaspriserna till följd av ovan beskrivna förhållanden (jämfte den priskontroll som numera är begränsad till mellanstatliga gasleve-

ranser) inneburit en prisnivå som jämfört med övriga energislag kommit att te sig alltför låg. Ännu 1975 var det reglerade gaspriset - 52 cent/milj Btu - endast en dryg tredjedel av den fria marknadens och endast en fjärdedel av världsmarknadspriset på råolja, räknat efter värmeinhåll.¹

Priskontrollen är numera under avveckling, men utövar alltjämt ett hämmande inflytande på importutvecklingen. Ett avtal om import av rörtransporterad gas från Mexico till en kostnad av 2,60 dollar/milj Btu har således inte godkänts.²

Även i Västeuropa råder betydande prisskillnader mellan olika länder, vilket illustreras av följande tabell.

Tabell 3:8. Hushållstariffer för gas i olika EG-länder år 1976 (uttryckta i dollar och för en förbrukning av 2 Gcal/år)

Düsseldorf	46,31
Paris	39,51
Milano	24,43
Rotterdam	20,44
London	20,63
Köpenhamn	35,37

Källa: Petroleum Economist, November 1977.

¹ En sådan jämförelse betecknas ofta som missvisande, då man menar att naturgas utöver sitt värmeinhåll har fördelar från hanterings- och miljösynpunkt och därför borde tillerkännas ett premium, dvs ett högre ekonomiskt värde än det som en ren kalorijämförelse ger.

² Däremot har det amerikanska energidepartementet accepterat import av LNG från Indonesien till ett cif-pris av 3,45 dollar. Se PIW 2 januari 1978.

Motsvarande skillnader uppträder också i producentledet. Beräkningar för kontrakt slutna före oljekrisen ger följande priser i cent per milj Btu: Södra Nordsjön 24; Groningen 38; Frigg 48 och Lacq 54.

Senare har genomsnittspriset för den brittiska nordsjögasen, för vilken British Gas är ensam köpare, stigit till ca 36 cent/milj Btu, vilket är ungefär en sjundedel av priset för motsvarande mängd råolja. Prisutvecklingen för den volymmässigt helt dominerande gasen från Groningen fritt Nederländernas gräns ges i nedanstående tabell, i vilken som jämförelse motsvarande uppgifter lämnas för lågsvavlig eldningsolja.

Tabell 3:9. Prisutveckling för naturgas och lågsvavlig eldningsolja 1972-1976

	1972	1973	1974	1975	1976
Exportpris på gas Us dollar/toe (1)	14,6	17,5	23,6	37,0	42,5
Eldningsolja med högst 1 % svavelhalt fob Rotterdam \$/ton (2)	16,6	35,8	72,8	68,6	80,0
(1)/(2)	0,88	0,48	0,32	0,54	0,53

Källa: Egna beräkningar baserade på uppgifter i Petroleum Economist.

Tabellen åskådliggör den ovan diskuterade fördröjningen i anpassningen av gaspriset samt den bestående relativa undervärderingen jämfört med andra bränslen. LNG-priserna cif Västeuropa anses i stort sett överensstämma med den inhemska gasens prisnivå.¹

Sammanfattningsvis har den från konsumentens syn-

¹ Se appendix för fob- och cifpriser för olika LNG-projekt.

punkt sett gynnsamma prissättningen inneburit en kraftig expansion av efterfrågan och en väl uppbyggd infrastruktur. Den kort- och medelsiktiga efterfrågeelasticiteten inför den prishöjning som nu pågår kan därför anses vara/bli begränsad.

Från OPEC-ländernas sida har prissättningen tidigare baserats på kostnader för produktion och hantering, men man söker nu i stället anpassa priserna i nya avtal till kostnaderna för substitut i konsumentländerna.

Algeriet söker dessutom åstadkomma enhetliga fob-priser för nyingångna avtal¹ och har som jämförelsenorm argumenterat för kostnaden för syntetisk naturgas (SNG), vilken i USA väntas uppgå till 6,5 dollar/milj Btu i mitten av åttiotalet.

Även om OPEC kontrollerar en stor del av de fastställda reserverna väntas de diskussioner som inlemts kring en gemensam prispolitik inte resultera i ett kartellbeteende liknande det på oljemarknaden, bl a därför att konsumentberoendet av import inte är tillnärmelsevis lika stort. Dessutom ger de höga transportkostnaderna upphov till lägesränder, som utgör en mycket stor del av priset och förhindrar en enhetlig fob-prisnivå. Den ömsesidiga bundenheten mellan konsument- och producentländer är också mycket högre på gasmarknaden.

3.6 NATURGASHANDELNS FRAMTIDA UTVECKLING

Det har av den tidigare diskussionen framgått att inte ens utan tekniska genombrott för icke konventionella gasfyndigheter kommer den överskådliga framtiden att karakteriseras av någon direkt *fysisk* brist på naturgas. Snarare betingas konsumtions- och produktionsutvecklingen av fyndigheternas respektive efter-

¹ Jfr appendix till kapitel 3.

frågans geografiska fördelning.

Av avgörande betydelse för såväl volym- som prisutveckling blir följaktligen efterfrågans tillväxt i de stora konsumtionscentra, vilkas självförsörjningsgrad med undantag av Sovjetunionens synes komma att avta.

Särskilt intresse tilldrar sig energipolitiken i USA och i synnerhet avvecklingen av prisregleringen på gas och olja. En fri prissättning väntas dock inte vara tillräcklig för att dämpa efterfrågeutvecklingen och stimulera den inhemska produktionen i sådan utsträckning att USA blir självförsörjande. Denna prognos får dock betraktas som osäker åtminstone om tidsperspektivet sträcks ut fram till nittiotalet, då bl a nya fyndigheter i Alaska och norra delarna av Kanada kan komma att påverka försörjningssituationen.

Även i Västeuropa kommer försörjningsproblem liknande de amerikanska att uppstå i och med att det omfattande naturgasnät, som byggts upp på tillgången till billig holländsk gas, i allt lägre grad kommer att förses med sådan. Den begränsning som förutses av den holländska exporten kan till viss del kompenseras av ett ökat utbud från Nordsjön, vars produktion dock väntas kulminera i slutet av åttiotalet. Osäkerhetsmoment utgör vidare den brittiska exportpolitiken samt möjligheterna att anlägga ett gemensamt uppsamlingsnät för fyndigheterna i norra Nordsjön. Jämfört med USA har dock Västeuropa ett mera gynnsamt geografiskt läge i förhållande till de stora fyndigheterna i Nordafrika, Mellanöstern och Sovjetunionen.

En överblick av aktuella prognoser för den globala naturgashandeln ges i tabell 3:10.

Tabell 3:10. Den framtida efterfrågeutvecklingen för naturgas enligt olika prognoser (Mtoe/år)

Pro- gnos	Region	1980		1985		1990		2000		Anm.	
		<i>varav</i> import		<i>varav</i> import		<i>varav</i> import		<i>varav</i> import			
WEO	OECD			865	93,5					låg tillväxt	
				904	131					hög tillväxt	
	Nord- amerika	473	9,6	549	7					l	
		473	9,6	553	12					h	
	Väst- europa	216,9	24,3	251	56					l	
		216,9	24,3	278	82					h	
	Japan	26,7	22,6	46	38					l	
		26,7	22,6	51	42					h	
WAES	Nord- amerika			565	50			540	140	h (C1)	
				480	45			480	170	l (D8)	
	Väst- europa			250	75			305	205	h	
				240	70			230	135	l	
				45	40			80	75	h	
				45	40			80	75	l	
	Sona- trach	USA	434	43	528	84	561	96	754	192	
		Väst- europa	225	34	272	77	310	130	417	185	
Japan		28	28	55	55	93	93	125	125		

Förutsättningar: WEO konstant realpris på råolja, låg tillväxt 3,7 %/år, hög tillväxt 4,7 %. WAES C1, hög ekonomisk tillväxt, 6 % stigande energipris, D8, låg ekonomisk tillväxt 3,5 %, konstant energipris.
1 toe \approx 1 150 m³ genomsnittlig naturgas.

För tiden fram till 1985 visar prognoserna för den totala gasförbrukningen i de här diskuterade regionerna med ett undantag stor överensstämmelse. (Undantaget ges av WAES D8 som ger en totalökning av 8 % jämfört med ca 20 % för hela perioden. Denna skillnad är huvudsakligen "lokaliserad" till USA.) Detta är naturligt med tanke på att prognoserna för denna tidsrymd till stor del återspeglar redan nu existerande, igångsatta eller planerade gasprojekt.

På längre sikt växer spännvidden mellan de olika förutsägelseerna, liksom givetvis osäkerheten i uppskattningarna. En genomgående tendens i de presenterade prognoserna är en för alla regioner kraftigt ökande importefterfrågan. En viktig fråga blir då mot vilka länder denna efterfrågan kommer att riktas och vilka konkurrensförhållanden som därvid kan uppstå.

Ungefär 10 % av den totala naturgasförbrukningen eller ca 137 Gm³ gick år 1976 i internationell handel, varav ca 1,5 % i form av LNG. År 1973 svarade Nederländerna (med 31,4 Gm³), Kanada (28,3), Iran (8,8) och Sovjetunionen (6,8), sammanlagt för 84 % av världsexporten. Av dessa länder väntas Nederländerna och möjligen även Kanada skära ner sin export.¹ I stället väntas OPEC-länderna i Afrika och Mellersta Östern framträda som viktiga exportländer. Tabell 3:11 åskådliggör såväl det nuvarande som det förväntade framtida internationella handelsmönstret.

Av tabell 3:11 framgår att såväl de internationella pipelinetransporterna som LNG-frakterna väntas bli ungefär åtta gånger större. Av naturliga skäl ligger rörtransporterna helt på den västeuropeiska importen. LNG-volymer i tabellen uppgår år 1985 till ca 90 Gm³, vilket är en jämfört med tidigare prognoser

¹ Någon kanadensisk exportminskning förutses dock ej i World Energy Outlook.

Tabell 3:11. Internationell handel med naturgas. Nettoflöden i Mtoe
(OECD: reference case)

84

	Producerande regioner													
	Nord- Amerika		Sydost- asien		Afrika		Mellersta Östern		Kommunist- länderna		Australien		Total nettoimport	
	1974	1985	1974	1985	1974	1985	1974	1985	1974	1985	1974	1985	1974	1985
<i>Konsumerande regioner</i>														
Nordamerika														
via pipeline			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
via LNG-tanker			-	5,0	-	5,9	-	-	-	-	-	-	-	10,9
OECD-Europa														
via pipeline	-	-	-	-	-	5,0	-	10,0	4,4	27,0	-	-	4,4	42,0
via LNG-tanker	-	-	-	-	4,6	27,9	-	-	-	-	-	-	4,6	27,9
Japan														
via pipeline	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
via LNG-tanker	1,0	1,0	4,0	24,0	-	-	-	8,0	-	-	-	7,0	5,0	40,0
Totalt	1,0	1,0	4,0	29,0	4,6	38,8	-	18,0	4,4	27,0	-	7,0	14,0	120,8

Källa: Annual Review of Energy 1976, sid 51.

låg siffra.¹

Denna anpassning nedåt kan antas återspegla en gradvis växande insikt om de politiska och ekonomiska problem som är behäftade med en snabbt växande LNG-handel. Icke minst de snabbt växande kapitalkostnaderna och de därmed förknippade finansieringsfrågorna torde haft betydelse för volymminskningen.

I viss utsträckning synes dock nedskrivningen vara en följd av en anpassning av tidigare inbördes inkonsistenta importplaner och icke förutsedda begränsningar av utbudet från Algeriet och Iran.

Sedan godkännandet av tidigare slutna avtal med USA fördröjts eller förhalats har Algeriet erbjudit motsvarande kvantiteter till Västeuropa.

Tabell 3:11 illustrerar delvis också den regionalisering av världsmarknaden som de höga transportkostnaderna innebär. (Jfr kartan i appendix.) De rika reserverna i Mellersta Östern synes t ex vid nu gällande priser vara förbehållna Västeuropa och Japan, medan USA importerar från Sydostasien (Indonesien) och Afrika (Algeriet, Nigeria). Ett tidigare projekt för export från Iran till USA är numera nedlagt sedan det visat sig att kostnaderna för transport till amerikanska östkusten skulle nödvändiggöra ett pris på 4,5 dollar/milj Btu, motsvarande ca 25 dollar/fat oe i 1976 års penningvärde.²

Sammanfattningsvis kan konstateras att den internationella handeln med gas även i framtiden i huvud-

¹ LNG Review 1977 anger t ex som hög- och medelalternativ 116 respektive 190 Gm³ år 1985 och 115-230 Gm³ år 1990. Petroleum Economist, december 1976 anger 400 Gm³ som en tidigare vanligt förekommande uppskattning och stannar själv för 185. (Se karta i appendix till detta kapitel.)

² Se Petroleum Economist, December 1976.

sak kan ses som ett relativt överskådligt antal bilaterala överenskommelser. Koncentrationen kommer att vara hög såväl på köpar- som på säljarsidan beroende på ovan nämnda marknadsbetingelser.

I början av nittio-talet kan LNG-handeln enligt Peebles¹ komma att ha följande omfattning.

	<u>Min.alt.</u> <u>(Gm³)</u>	<u>Max.alt.</u> <u>(Gm³)</u>
Afrika (Algeriet, Libyen, Nigeria)	78	90
Fjärran Östern (Brunei, Indonesien, Malaysia, Australien)	40	45
Mellersta Östern	15	20
Sovjetunionen	10	40
Latinamerika (Colombia, Venezuela m fl)	7	35
Totalt	150	230

Av denna volym skulle 38-45 Gm³ (dvs ca en fjärdedel) komma att importeras till Västeuropa. Detta motsvarar 10-15 % av den totala efterfrågan, vilken enligt Gasunies prognos för år 1990 skulle kunna uppgå till drygt 300 Gm³/år. Den inomeuropeiska produktionen väntas enligt samma prognos svara mot ungefär 3/4 (230 Gm³) av efterfrågan detta år för att fram till sekelskiftet falla till ungefär 130 Gm³. Detta skulle då ge ett importberoende på 50-70 % jämfört med ungefär 10 % för närvarande.¹

Det ökande behovet av importerad gas väntas leda till högre priser. Cif-priser för "ny" gas i Västeuropa på 3-4 dollar/milj Btu i mitten av åttiotalet betraktas som sannolika.² Denna tendens kan dock komma att motverkas av en eventuell produktionsökning

¹ Gasunie: West European Natural Gas Consumption & Supply. Rapport framlagd för EPGC, maj 1978. Jfr WAES.

² Se Noroil, April 1978.

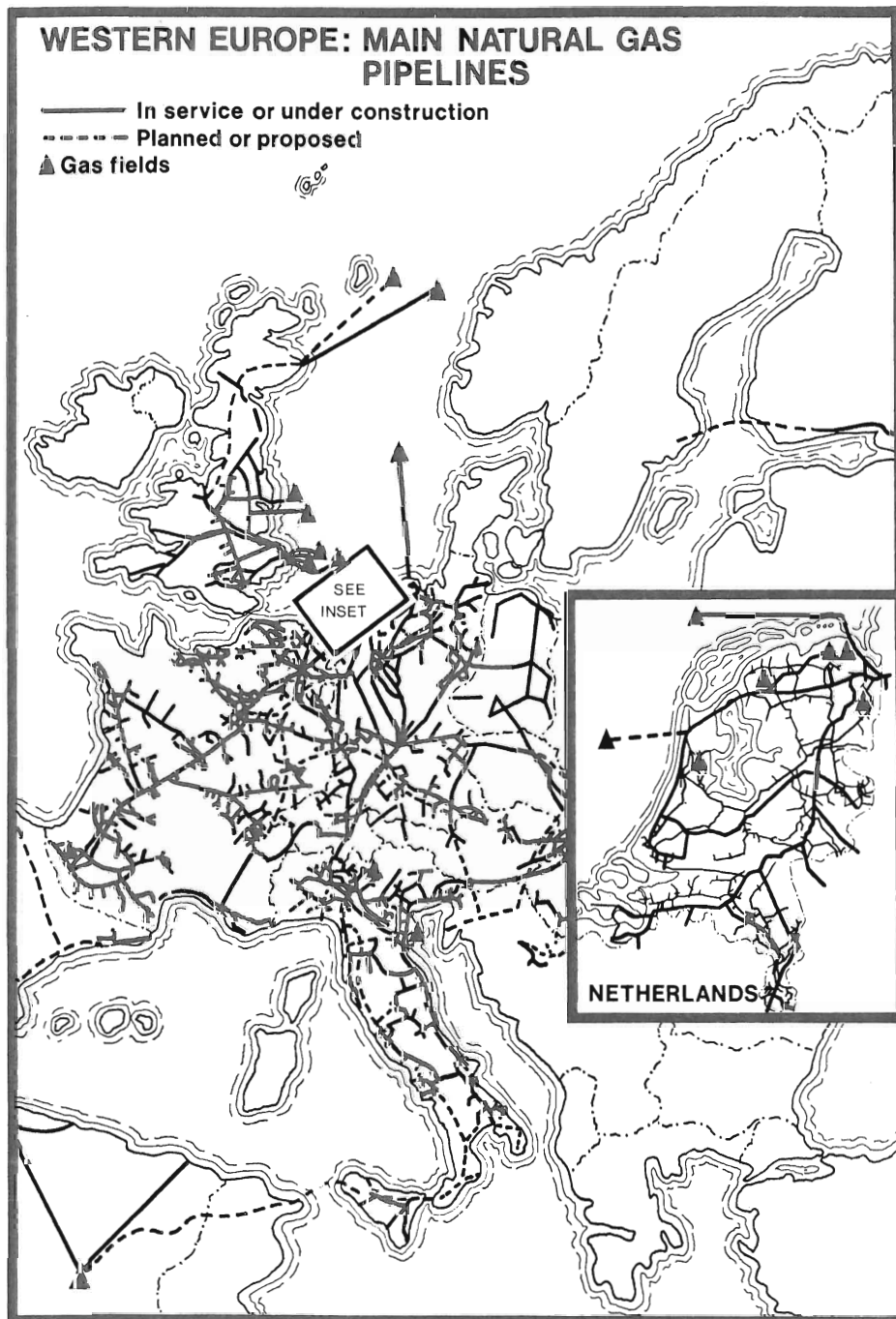
i USA inklusive Alaska till följd av en friare prissättning. På lång sikt blir det faktiska och förväntade oljeprisets utveckling avgörande för såväl volym- som prisutveckling.

APPENDIX

Översikt av LNG-handeln

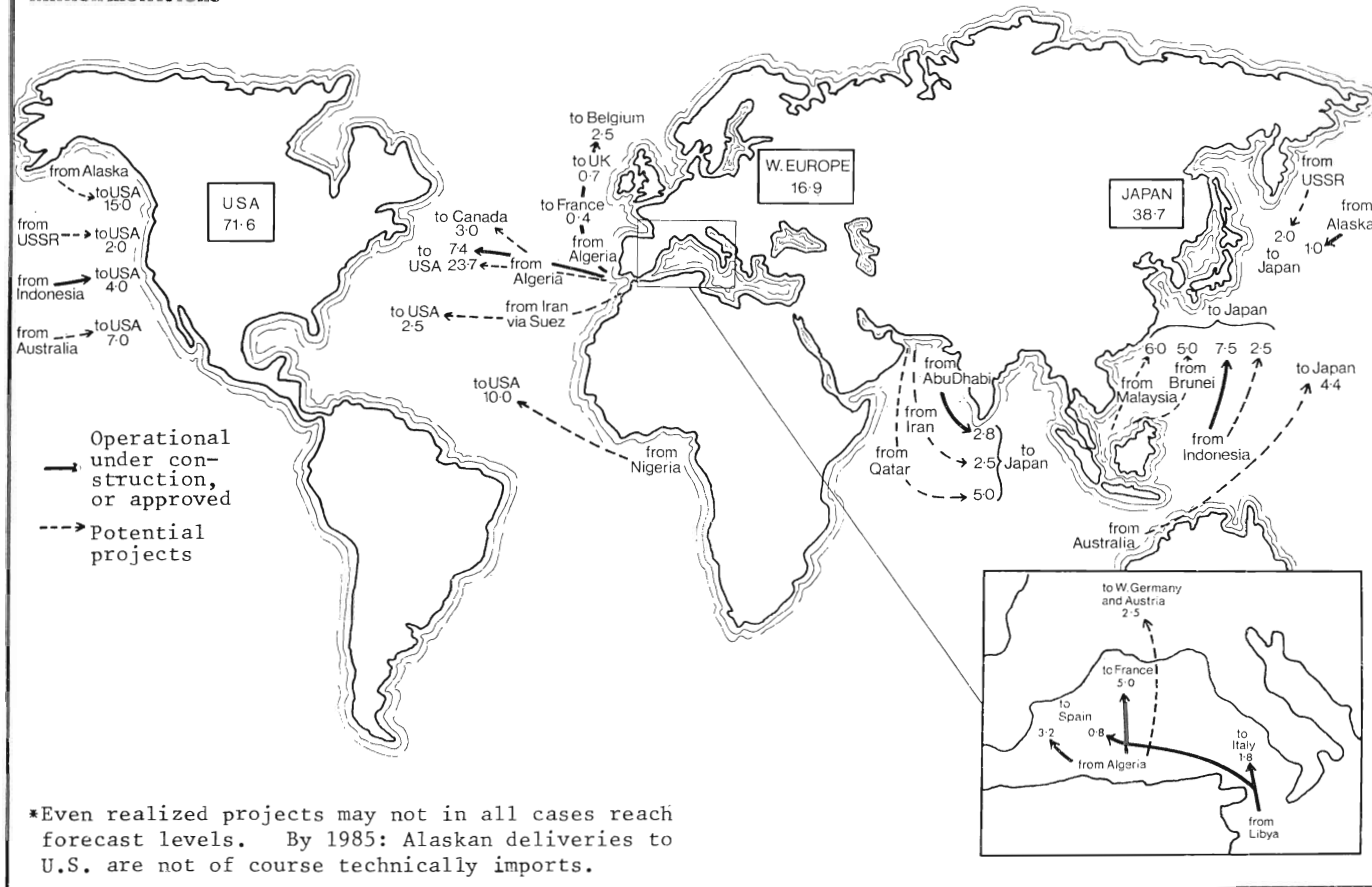
<i>Genomförda projekt</i>	Volym (milj kubik- fot/dag)			Priser US\$/ milj Btu	
	1978- 1980	1981- 1985	1986- 1990	Fob	Cif
1. Algeriet-Stor- britannien	100	50	50	0,63	0,92
2. Algeriet-Frankrike	50	50	50	1,10	1,35
3. USA(Alaska)-Japan	140	-	140	1,40	1,70
4. Libyen-Italien	235	235	235	1,00	1,10
5. Libyen-Spanien	110	110	110	1,00	1,20
6. Algeriet-USA	40	40	40	0,35	0,70
7. Algeriet-Frankrike	350	350	350	1,10	1,28
8. Brunei-Japan	755	755	755	1,50	2,15
9. Abu Dhabi-Japan	400	400	400	1,25	2,00
10. Algeriet-USA	1 000	1 000	1 000	0,70	1,23
11. Indonesien-Japan	1 050	1 050	1 050	1,97	2,37
<i>Under genomförande eller planerade</i>					
12. Algeriet-Belgien	350	350	350	1,45	1,81
13. Algeriet-Spanien	450	450	450	1,45	1,64
14. Algeriet-Frankrike	515	515	515	1,10	1,35
<i>Sannolika projekt</i>					
15. Algeriet-Kanada	-	1 000	1 000	1,45	1,90
16. Indonesien-USA	-	550	550	1,25	2,80
17. Malaysia-Japan		870	870	1,87	2,90
18. Nigeria-USA		725	725	1,35	2,45
19. Alaska-USA (väst- kusten)	200	400	400	2,19	3,36
20. Algeriet-USA	460	460	460	1,45	1,90
21. Algeriet-USA	80	80	80	1,45	2,20
22. Algeriet-USA	-	1 000	1 000	1,45	1,90

Källa : Noroil, April 1978.



Källa: Petroleum Economist, June 1975.

PROJECTED US, W EUROPEAN & JAPANESE LNG IMPORTS 1985*
Million metric tons



*Even realized projects may not in all cases reach forecast levels. By 1985: Alaskan deliveries to U.S. are not of course technically imports.

Källa: Petroleum Economist, December 1976.

Kapitel 4

Kolmarknaderna

Näst oljan är kolet den viktigaste kommersiella energikällan i världen. Under 1970-talet har kol svarat för mellan 20 och 25 % av energitillförseln. Det innebär att dess andel minskat kraftigt under efterkrigstiden - ännu 1950 låg kolandelen över 50 %. I stort sett har den totala kolförbrukningen hållits oförändrad i absoluta tal (2-2,5 miljarder ton per år) under de tre senaste årtiondena, samtidigt som användningen av olja och naturgas ökat i snabb takt.

Denna utveckling förklaras givetvis till stor del av ändrade kostnadsrelationer. Utbyggnaden i Mellersta Östern medförde låga produktionskostnader i oljeindustrin och successivt fallande realpriser på råolja i världshandeln under 1950- och 1960-talen (jfr kapitel 2). Samtidigt steg utvinningskostnaderna för kol snabbt i de flesta länder, och kolets konkurrenskraft försvagades inom flertalet användningsområden. Möjligheterna att konkurrera med oljan begränsas också av kolets nackdelar då det gäller hanterbarhet, transport- och lagringskostnader samt miljöpåverkan. Bortsett från den metallurgiska användningen var det omkring 1970 nästan bara inom elproduktionen, som kolet kunnat bibehålla en stark ställning - och då endast inom länder och regioner med egna kolfyndigheter, eftersom transportkostnaderna satte snäva gränser för konkurrensmöjligheterna.

Oljeprishöjningarna 1973-74 innebar en radikal förbättring av kolets konkurrensbetingelser. I samma riktning verkar prisstegringar på uran och andra kostnadsstegringar på kärnkraftssidan, som skall behandlas i nästa kapitel.

Enligt de flesta tillgängliga prognoser kommer kolets andel av energitillförseln att öka de närmaste årtiondena. I det följande skall vi redovisa några bedömningar av expansionsmöjligheterna för kolproduktion i olika regioner och för världshandeln med kol. Dessutom behandlas den ökade efterfrågans effekter på utvinningskostnader och kolpriser.

4.1.PRODUKTER OCH ANVÄNDNINGSSOMRÅDEN

Många faktorer - bl a den ursprungliga vegetationens egenskaper, de geologiska betingelserna under omvandlingsprocessen och kollagrets ålder - påverkar en kolfyndighets egenskaper. Den viktigaste egenskapen är åldern, eftersom halten av rent kol i allmänhet ökat med tiden. I en grov, men allmänt använd indelning, som bygger på andelen fast rent kol av innehållet, skiljer man mellan torv, lignit, bituminöst kol och antracit.

Torv är den lägsta klassen med ett energiinnehåll om ca 8,4 GJ per ton.¹ Den innehåller välbevarade växtdelar och höga andelar flyktiga beståndsdelar. Vatteninnehållet överstiger även efter torkning ofta 50 %.

Lignit kan ses som en övergångsform mellan torv och stenkol, och även ligniten innehåller synliga delar av ursprungsvegetationen. Den innehåller också mycket vatten och flyktiga beståndsdelar. Energiinnehållet uppgår i genomsnitt till 14,7 GJ per ton.

Bituminöst kol har vanligen höga halter av flyktiga beståndsdelar (mest kolväten), men har ett lågt vatteninnehåll. Man skiljer ofta mellan subbituminöst kol (energiinnehåll i genomsnitt 25,1 GJ/ton) och bituminöst kol (29,3 GJ/ton).

¹ De uppgifter om kolklassernas energiinnehåll som anges här avser det genomsnittliga energiinnehållet enligt WEC 1974.

Antracit har såväl låg vattenhalt som små andelar kolväten och andra flyktiga ämnen, medan andelen rent kol är hög. Energiinnehållet är i genomsnitt 33,5 GJ per ton.

I de statistiska sammanställningar och prognoser, som skall redovisas i de följande avsnitten, använder man en indelning i brunkol och stenkol. Med brunkol avses då lignit och subbituminöst kol, medan stenkol är bituminöst kol och antracit. Torv inräknas inte i de senaste årens beräkningar av koltillgångar och -produktion, varför vi i det följande bortser från den energikällan.

Utöver energiinnehållet finns också andra väsentliga skillnader mellan olika kolfyndigheter. Bl a kan svavelhalt, gashalt och askhalt ha stor betydelse för användbarheten. Köpare av kol har olika krav på produkten, beroende på användningsområde, och de väsentliga egenskaperna specificeras vid utformningen av kontrakt för kolleveranser.

Användningen av kol kan indelas i tre huvudområden: direkt förbränning, metallurgisk användning och omvandling till flytande eller gasformiga bränslen.

Av det kol som bryts används den största delen som ångkol, dvs för förbränning antingen i kolkraftverk (vilket i dag är det viktigaste användningsområdet) eller inom industrin. Allt brunkol går till kraftproduktion, med undantag för en ringa del som används för framställning av briketter. Också huvuddelen av stenkolet används som ångkol, medan en mindre del här går till koksning för användning i järn- och stålindustrin. Kolbaserad elproduktion har hittills oftast lokaliserats i direkt anslutning till kolfyndigheterna, eftersom längre transporter gjort sådan produktion olönsam. Endast en mindre del av det kol som produceras är därför föremål för internatio-

nell handel, och det gäller då genomgånede stenkol med relativt högt energiinnehåll.¹

Även bortsett från transportererna ger kol som energiråvara upphov till fler tekniska problem än olja. Särskilt medför förekomsten av ett stort antal främmande beståndsdelar i kolet problem, som gör själva förbränningsprocessen relativt kostsam. En del icke brännbara komponenter faller till eldstadens botten, men det mesta följer med röken. Det största problemet vållar svaveldioxid, som inte kan avskiljas utan stora kostnader. Kolets svavelhalt är en väsentlig faktor vid prissättningen, eftersom man i de flesta länder lagstiftat om maximal halt av svavel i rökgasutsläpp. Stoftavskiljning och deponering av slagg ger upphov till betydande kostnader vid kolförbränning.

De nämnda olägenheterna är mer påtagliga vid förbränning i mindre skala, varför användningen av kol som bränsle för hushåll och andra småförbrukare i dag är obetydlig. Det kol som ändå används i dessa sektorer är ofta förbehandlat, så att det har högt energiinnehåll, avger litet rök och är lätt att antända och hålla brinnande (s k semikoks, ovoids etc).

Koks är med dagens produktionsmetoder en oundgänglig råvara för järnframställning. Endast en mindre del av stenkolet är lämpligt för förkoksning. De bästa kokskolerna är bituminösa koler med låg eller måttlig gashalt. Höga halter av svavel och aska innebär att metallen förorenas vid järnframställningen. Därför avses med "premium grade coking coal" oftast kvaliteter med högst 8 % askinnehåll och högst 1 % svavelhalt.

Utbudet av kokskol är således en liten del av hela kolutbudet, och eftersom det saknar nära substi-

¹ Omkring 8 % av det producerade kolet exporterades år 1975 (enligt WEC 1977).

tut som råvara i metallindustrin är efterfrågan föga priskänslig. Priserna på kokskol ligger betydligt högre än ångkolspriserna. Genom ett intensivt utvecklingsarbete har man reducerat koksåtgången per producerad enhet vid järnframställning, och man söker också få fram metoder som gör det möjligt att utnyttja billigare kolslag vid koksframställning.

Det tredje användningsområdet, dvs omvandling till mer attraktiva, flytande eller gasformiga bränslen eller insatsvaror, svarar än så länge endast för en liten del av kolefterfrågan. I princip finns fyra metoder för sådan omvandling av kol: pyrolys, partiell förbränning, hydrering och vätskeextrahering.

Vid pyrolys (förbränning vid hög temperatur utan lufttillförsel) och vid partiell förbränning produceras syntetiska gaser, såsom koksgas, gengas, vattengas eller sk högvärdesgas. Med syntetgas som utgångsvara kan i sin tur kolväteprodukter framställas, och de olika kolvätena kan separeras med samma metoder som i petroleumindustrin. I dag finns en kommersiellt verksam anläggning för framställning av bensen ur kol (i Sydafrika), och ännu en anläggning är under uppförande.

Också hydrering och vätskeextraktion är metoder för framställning av oljor av petroleumtyp ur kol. Ingen av dem är kommersiellt lönsam för närvarande - hittills har konkurrensen från andra råvaror och bränslen varit alltför stark. Inom alla de nämnda områdena pågår dock ett intensivt utvecklingsarbete, som stimulerats kraftigt av de höjda oljepriserna.

Slutsatsen av denna genomgång måste bli, att kol på kort och medellång sikt utgör ett effektivt substitut för olja och naturgas endast inom en begränsad del av energiområdet. Den delen omfattar elproduktion och storskalig värmeproduktion. Transport-

kostnadsnackdelen minskar dessutom kolets konkurrenskraft även på dessa områden i länder utan egna koltillgångar, och skärpta miljökrav kan utgöra en ytterligare begränsande faktor. På lång sikt - kanske från 1990-talet och framåt - är det möjligt att huvuddelen av dessa problem övervunnits genom ny förbränningsteknik och utveckling av metoder för förädling av kol till andra bränsleformer. I det tidsperspektivet kan därför utbytbarheten mellan råolja- och kolbaserade bränslen tänkas bli hög på nästan alla användningsområden.

4.2. RESURSER, RESERVER OCH PRODUKTION

Kol är sannolikt den energiråvara för vilken förekomsterna i olika delar av världen är grundligast kartlagda. Det innebär emellertid inte att tillgängliga data är exakta och fullständiga. Den färskaste sammanställningen av världens koltillgångar är WEC:s översikt av år 1977, som sammanfattas i tabell 4:1.

Liksom för råolja arbetar man med en indelning i reserver och övriga resurser. Med *utvinnbara reserver* avses sådana kända koltillgångar, som bedöms vara lönsamma att bryta med existerande teknik och under rådande ekonomiska betingelser. *Totala resurser* innefattar, utöver de kända tillgångarna, även sådana som konstaterats med mindre säkerhet (dvs på grundval av prover eller enbart genom kännedom om de geologiska formationerna).

Det måste understrykas att resurs- och reservuppskattningarna för vissa länder utmärks av betydande osäkerhet. Uppgifterna om utvinnbara reserver har gjorts vid olika tidpunkter, och de påverkas av de pris- och kostnadsförändringar som skett i kolindustrin. Så har exempelvis de utvinnbara reserverna i Storbritannien minskat kraftigt under 1900-talet

Tabell 4:1. Kolreserver och kolresurser i olika länder
enligt WEC 1977 (miljarder ton kolekvivalente

	Utvinnbara reserver		Totala resurser	
	Kol, totalt	därav stenkol	Kol, totalt	därav sten
USA	178	113	2 570	1 1
Sovjetunionen	110	83	4 860	3 9
Kina	99	99	1 438	1 4
Storbritannien	45	45	164	1
Västtyskland	34	24	247	2
Indien	34	33	57	!
Australien	27	18	262	2.
Sydafrika	27	27	57	!
Polen	21	20	126	1:
Kanada	9	9	115	!
Övriga länder	52	21	229	1'
Hela världen	636	492	10 125	7 7:
D:o enligt WEC 1974	473		8 603	

(fram till 1974) genom omvärderingar i samband med höjd kostnadsnivå och sänkta realpriser på substitut, medan motsvarande omvärderingar inte gjorts i en del andra länder. De senaste åren bör olje- och uranprishöjningarna ha medfört att en större del av koltillgångarna nu kan hänföras till kategorin utvinnbara reserver.

Av tabellen framgår, att ett tiotal länder har mycket omfattande reserver. Många andra länder har egna koltillgångar som är eller kan bli av betydelse för den inhemska energiförsörjningen, men som inte kan ge underlag för betydelsefull export. Från vår synpunkt är de nio första länderna i tabellen

otvivelaktigt av intresse som möjliga exportländer. Också Östtyskland och Jugoslavien har stora kolreserver, men dessa består nästan uteslutande av brunkol. Det är därför inte troligt att de får betydelse som internationell handelsvara. Däremot är det möjligt att Kanada på längre sikt får stor betydelse som exportland. Kanadas kända reserver är i dag inte särskilt stora, men landets totala kolresurser bedöms vara betydande.

Siffrorna i tabell 4:1 kan jämföras med en årlig totalproduktion f_n i storleksordningen 2,5-3 miljarder ton. Redan de ekonomiskt utvinnbara reserverna motsvarar alltså mer än 200 gånger nuvarande totala årsproduktion. Motsvarande relation för totala resurser är 3 000-4 000 gånger årsproduktionen.

Av tabellen framgår också att reserv- och resursuppskattningarna höjts väsentligt de senaste åren. Ett skäl för de höjda reservsiffrorna är att ett flertal länder efter energiprishöjningarna 1973-74 omvärderat sina koltillgångar. Kraftiga uppjusteringar av "utvinnbara reserver" noteras för fem länder: USA, Kina, Storbritannien, Indien och Sydafrika. Höjningen av siffran för "totala resurser" förklaras ungefär till hälften av en kraftig uppräkning av de kinesiska kolresurserna.

Även om koltillgångar finns i många länder, är dominansen för de tre största (USA, Sovjetunionen och Kina) mycket påfallande. Deras andelar av koltillgångar och produktion framgår av följande tabell.

Denna "stormaktsdominans" saknar motstycke på andra energiråvarumarknader. Den kommer troligen att bli alltmer påtaglig allteftersom nya koltillgångar överförs till kategorin utvinnbara reserver. Vi skall här närmast redovisa några data om kolproduktionen i de tre länderna.

Tabell 4:2 Andelar av världens kolproduktion och koltillgångar, procent

Land	Produktion	Utvinnbara reserver	Totala resurser
USA	22	28	25
Sovjetunionen	24	17	48
Kina	13	16	14
Summa	60	61	88

USA har mycket stora, relativt lättbearbetade reserver. Huvuddelen av produktionen sker i dag i landets östra delar genom underjordsbrytning. Man räknar emellertid med att en allt större andel av utvinningen under de närmaste årtiondena kommer att ske i stater väster om Mississippi. Enligt de scenarier, som redovisats av Energy Modeling Forum vid Stanford-universitetet (och som baseras på jämförande beräkningar med olika energiförsörjnings- och kolmarknadsmodeller) skulle de västliga staternas andel av kolutvinningen år 2000 ökas till drygt 60 % i referensalternativet.¹ Motsvarande andel år 1975 var endast 17%. Kolbrytningen i västra USA sker till största delen i dagbrott, vilket innebär stark påverkan på den yttre miljön. Den geografiska omfördelningen av produktionen skulle också medföra att belastningen på transportsystemet ökar kraftigt.

USA:s sammanlagda kolproduktion utgjorde år 1976 ca 600 milj ton. De olika tillväxtalternativen i Stanfordrapporten innebär en produktion år 2000 om mellan 700 och 2 600 milj ton. En expansion i enlighet med det högsta av dessa alternativ anses där inte innebära några problem med hänsyn till kapacitets-

¹ Energy Modeling Forum, Stanford University: Coal in Transition 1980-2000, Vol 1.

utbyggnad och reservuttömning - efterfrågeutvecklingen betraktas som helt avgörande för produktionen (se vidare avsnitt 4.5).

USA:s kolexport har under senare år motsvarat ungefär en tiondel av produktionen, och större delen utgörs av kokskol. De viktigaste köparländerna är:

Japan	ca 40 %
Kanada	ca 25 %
EG-länderna	ca 20 %.

Sovjetunionens kolproduktion har under 1970-talet ökat med ca 2 % per år. Tillväxttakten väntas bli högre, men trots detta beräknas kolets andel av den sammanlagda energiproduktionen förbli ungefär oförändrad det närmaste årtiondet. Ökningen i kolproduktion kommer till största delen att ske i landets östra delar.

Mer än hälften av Sovjetunionens export av stenkol och koks går till Östeuropa. Japan är den största köparen bland de icke-socialistiska länderna. En stor del av den ökade produktionen i landets asiatiska del kommer att användas till kraftproduktion inom landet, men man räknar också med fortsatt export till Japan.

Kinas tillgångar av kol är mycket svårbedömda. Fram till för några år sedan använde man i alla översikter en uppskattning från seklets början. Efter 1974 har dessa gamla siffror uppjusterats med ca 50 % för reserver och ca 80 % för totala resurser. Också de nya siffrorna betraktas dock av vissa bedömare som underskattningar.

Uppskattningarna av den kinesiska kolproduktionens utveckling efter folkrepublikens tillkomst varierar också kraftigt. Klart är dock att *Kinas* kolproduktion ökat i snabb takt, och nivån i mitten av 1970-talet låg enligt de flesta beräkningar kring 400 milj

ton. De största koltillgångarna finns i landets norra delar, men också andra regioner har kolfyndigheter av varierande storlek. Under de senaste åren har Kina exporterat mindre mängder kokskol till Japan samt små mängder ångkol för teständamål. Från japansk sida har intresse uttryckts för reguljära ångkolsleveranser i framtiden. Kinesisk export i större skala än den nuvarande kräver en utbyggnad av transportmöjligheterna från gruvor till hamnar.

4.3. TILLVÄXTMÖJLIGHETER FÖR PRODUKTION OCH EXPORT

Ländergenomgången i förra avsnittet gav oss vissa uppgifter om möjlig produktionstillväxt i de stora producentländerna. Vi skall här ge en sammanfattande bild av tillväxtbetingelserna, så som de framträder i WEC:s senaste kolstudie (WEC 1977), i IEA:s ångkolsstudie (IEA 1978), samt - för USA:s del - i Stanford-gruppens jämförelser av olika kolmarknadsmodeller.

WEC:s och IEA:s bedömningar av den framtida kolproduktionstillväxten bygger på skilda prognosmetoder. WEC-studiens huvudprognos redovisar de produktionskvantiteter som anses möjliga att uppnå under nuvarande ekonomiska betingelser.¹ Den är grundad på redovisningar av beräknad framtida produktion från olika länder samt, där sådana redovisningar saknats, på bedömningar utifrån reservuppgifter och kända produktionsbeslut. IEA:s prognoser avser OECD-länderna och är också baserade på information från medlemsländernas regeringar. De nationella uppskattningarna har dock justerats i syfte att överensstäm- ma med den låga ekonomiska tillväxttakt inom OECD-

¹ Detta torde få tolkas som en förutsättning om dels oförändrade prisrelationer, dels oförändrade betingelser i fråga om kapitalmarknad och stabil politik på området.

området som prognosticerats. Studien omfattar prognoser för produktion och efterfrågan på samtliga energiråvaror och bygger på beräkningar av ekonomisk tillväxt, antaganden om framtida oljepriser och oljeproduktionsbegränsningar inom OPEC.¹ Bedömningarna av den framtida kolproduktionen inom OECD-området, som redovisas i IEA:s studie, är således mer beroende av ekonomisk-politiska restriktioner som förts in i studien än vad som är fallet i WEC-studien, där tekniska restriktioner spelar en mer avgörande roll.

WEC:s produktionsskattningar för åren 1985 och 2000 samt de årliga tillväxttakterna fram till dessa år anges i tabell 4:3. Förutom huvudalternativet, för vilket förutsättningarna redovisats ovan, har också framlagts en mycket översiktlig bedömning av den maximala produktion, som skulle vara möjlig om enbart tekniska (och alltså inga ekonomiska) restriktioner skulle begränsa tillväxten. Innebörden av den typen av bedömningar förefaller långtifrån klar - särskilt då det gäller så avlägsna tidpunkter att utbyggnadstiderna för gruv- och transportkapacitet inte är begränsade (t ex år 2000). Trots dessa oklarheter finns - som kommer att framgå av diskussionen längre fram - skäl som talar för att denna utbudsprognos är mer realistisk än WEC:s huvudalternativ.

I tabell 4:3 redovisas också IEA:s huvudalternativ (i studien kallad låg-kärnkraftsalternativet). Förutom det alternativet presenteras ett alternativ med en något snabbare kärnkraftsutbyggnad inom OECD-länderna, samt ett mer summariskt redovisat skoloralternativ. Det sistnämnda alternativet skiljer

¹ BNP:s tillväxt antas vara genomsnittligen 3,9 % per år 1976-1985, 3,5 % per år 1986-1990 och 3,0 % per år 1990-2000. Oljepriserna har antagits vara konstanta i reala termer till år 1985 och därefter antas de stiga med 2,5 % per år. OPEC:s produktion av olja antas vara 38,5 Mb/d år 1985, 37,9 Mb/d år 1990 och 40 Mb/d år 2000.

Tabell 4:3. Prognoser för kolproduktionens utveckling 1975-2000. Milj ton kolekvivalenter

	WEC				IEA			
	Produktion		Ökningstakt i % per år		Produktion		Ökningstakt i % per år	
	1985	2000	1975- 1985	1985 2000	1985	2000	1976- 1985	1985 2000
Sovjetunionen	851	1 100	3,3	1,7	-	-	-	-
Kina	725	1 200	7,6	3,4	-	-	-	-
USA	842	1 340	3,8	3,1	837	1 181	4,7	2,3
Storbritannien	137	173	0,6	1,6	111	120	0,8	0,5
Västtyskland	129	145	0	0,8	124	125	-0,2	0
Indien	135	235	6,3	3,8	-	-	-	-
Australien	150	300	8,1	4,7	109	285	5,1	6,6
Sydafrika	119	233	5,6	4,6	-	-	-	-
Polen	258	300	3,6	1,0	-	-	-	-
Kanada	35	115	4,3	8,2	40	71	8,0	3,9
Övriga länder	503	639	3,0	1,7	-	-	-	-
OECD ^a	1 394	2 185	3,3	3,0	1 329	1 928	3,8	2,5
Hela världen	3 884	5 780	4,1	2,7	-	-	-	-
D:o, "tekniskt möjligt"	4 503	7 420	5,7	3,4	-	-	-	-

^aWEC:s siffror för OECD inkluderar ej OECD-länder med förhållandevis obetydlig kolproduktion (t ex Nederländerna, Norge och Italien).

sig från huvudalternativet genom att offentliga åtgärder i syfte att uppmuntra substitution av kol för olja¹ antas bli genomförda.

Tabell 4:4 visar den prognosticerade kolproduktionen inom OECD-området enligt de tre alternativen.

¹ "With due consideration for the technical and economic limits to coal substitution determined by process requirements, lead times, environmental restrictions, and the oil price assumption of this study...".

Tabell 4:4. Kolproduktion inom OECD-länderna
1976-2000
 Miljoner ton kolekvivalenter

	Produktion				Ökningstakt i % per år		
	1976	1985	1990	2000	1976- 1985	1985- 1990	1990- 2000
Huvudal- ternativet	953	1 329	1 569	1 928	3,8	3,4	2,1
Kärnkraft- alternati- vet	953	1 329	1 515	1 743	3,8	2,7	1,4
Kolalter- nativet	953	1 433	1 785	2 424	4,6	4,5	3,1

De olika alternativen ger produktionsskillnader som är förhållandevis små. De 500 megaton kol som utgör skillnaden mellan årsproduktionen i referensprognosen och kolalternativet år 2000 motsvarar omkring 5 % av OECD-områdets energiefterfrågan år 2000 enligt samma studie.

En jämförelse mellan WEC-studien och IEA-studien försvåras av att den senare inte omfattar samtliga länder, och av att olika utgångsdata använts för de två studierna.¹ De produktionstillväxtsiffror som anges i tabellerna 4:3 och 4:4 visar dock att IEA:s referensprognos anger en lägre kolproduktionsökning för OECD-området än WEC:s huvudprognos. Den senare kan sägas ligga mellan IEA:s huvudalternativ och kolalternativ.

Osäkerheten om den framtida *efterfrågeutveck-*

¹ Data skiljer sig dels genom de olika utgångsåren 1975 och 1976, men också genom att produktionssiffrorna på vilka prognoserna baserats är av olika storleksordningar. En förklaring till detta kan vara att omvandlingen till stenkolkvivalenter skett med olika omvandlingsfaktorer.

lingen för kol på global nivå är mycket påfallande. Båda de ovan nämnda studierna redovisar också prognoser för efterfrågan på energivaror.

WEC:s skattningar är baserade på antagandet om oförändrade priser. För 1985 uppskattar man den globala efterfrågan till högst 3 miljarder ton, vilket ligger klart under det möjliga utbudet i det lägre alternativet. För år 2000 anges intervallet 4,2-5,9 miljarder ton. Också denna efterfrågan torde kunna tillfredsställas utan sådana kostnadshöjningar, som skulle behöva föranleda högre realpriser på kol. WEC:s högre utbudsalternativ skulle i förhållande till dessa efterfrågeprognoser ge mycket stora överskott.

IEA redovisar en prognosticerad efterfrågeutveckling för kol, som ligger något över de tidigare redovisade produktionskvantiteterna. Enligt studiens referensprognos skulle 21 % av energiefterfrågan inom OECD riktas mot kol år 2000, jämfört med 20 % år 1976. Satsningen på substitution av kol för olja enligt kolalternativet skulle höja kolandelen till ca 26 % år 2000.

Enligt båda studierna kommer således kolets roll i energiförsörjningen att förbli huvudsakligen oförändrad jämfört med dagens situation.

- Kol skulle svara för en måttlig andel av energitillförseln,
- Den helt dominerande delen av kolproduktionen (ca 90 % enligt WEC) skulle användas inom producentländerna, medan flertalet övriga länder skulle förbli beroende av andra källor för sin energiförsörjning.

Bilden av kolets framtid är emellertid långt ifrån entydig. Många faktorer talar för en mycket betydande anpassningsförmåga hos kolutbudet vid stigande efterfrågan. En sådan faktor är den gynnsamma

reservsituationen. Produktionsutvecklingen enligt WEC:s skattningar (tabell 4:3) skulle innebära en total kolutvinning under perioden fram till sekelskiftet om ca 100 miljarder ton, dvs mindre än en sjättedel av de kolreserver som anses ekonomiskt utvinnbara redan vid dagens prisförhållanden. Om man i stället jämför med de totala resursuppskattningarna enligt tabell 4:1 skulle bara 1 % gå åt under tiden fram till år 2000.

En annan underlättande faktor är existensen av väletablerad teknik för kolförbränning i vissa enkla men kvantitativt betydande användningar som el- och hetvattenproduktion samt vissa industriella processer. Skärpta restriktioner då det gäller miljöpåverkande emissioner kan å andra sidan begränsa expansionsmöjligheterna.

Efterfrågeutvecklingen för kol torde i hög grad bestämmas av förväntningar på den framtida oljeprisutvecklingen och av den framtida kärnkraftpolitiken. IEA-studiens redovisning av utbud och efterfrågan på energi inom OECD-området visar ett underskott i energiförsörjningen år 2000, vilket motsvarar ca 1,7 miljarder ton kol per år. Enligt studiens kolalternativ minskas underskottet till ca 1,2 miljarder ton kolekvivalenter. Man har på studiens utbudssida tagit med leveransrestriktioner från OPEC-ländernas sida, men man har inte på efterfrågesidan tagit med de anpassningar som ett mycket betydande efterfrågeöverskott på olja med nödvändighet måste medföra.

Troligen kan WEC:s högre ("tekniskt möjliga") tillväxtalternativ visa sig mer realistiskt, särskilt om kolefterfrågan stimuleras genom ytterligare oljeprishöjningar och fortsatt restriktivitet i fråga om kärnkraftsutbyggnad. Inte heller för detta alternativ - som skulle innebära en kumulerad kolutvinning för

perioden 1975-2000 om ca 125 miljarder ton - framstår reservsituationen som något avgörande hinder.

Tillgången på kapital- och arbetskraftsresurser framstår inte heller som någon bindande restriktion för expansionen i ett längre tidsperspektiv, t ex för 1990-talet. För USA:s del illustreras detta tydligt av de resultat man kommit fram till inom Energy Modeling Forum. Där har man bl a undersökt två "högtillväxtfall" för kolproduktionen. De innebär att man år 2000 når upp till 4-5 gånger 1975 års nivå, vilket är klart över WEC:s högre alternativ. Ingen av de modeller man undersökt ger resultatet att resursbegränsningar på utbudssidan skulle bestämma produktionsvolymen. Produktionen betecknas genomgående som "efterfrågebestämd" med relativt små realprishöjningar.

WEC:s högre produktionsalternativ skulle ge utrymme för en kraftig ökning av världshandeln med kol. Det skulle också innebära att kolets andel av världens energibalans kan ökas till storleksordningen 35 % år 2000. Avgörande för valet mellan de "kolscenarier" som skisserats här blir bedömningen av efterfrågesidan - särskilt transportförutsättningarna och kostnaderna för att bygga ut infrastruktur för kolanvändning i länder där oljan nu är dominerande energikälla.

Vi skall avsluta detta kapitel med en kort diskussion av kolefterfrågans troliga utveckling i några länderområden och av prisrelationerna mellan kol och andra bränslen.

4.4. EFTERFRÅGAN PÅ KOL I INTERNATIONELL HANDEL

Den internationella handeln med ångkol är i dag inte av någon större omfattning. Den förhärskande bedömningen tycks vara, att den manifesterade framtida efterfrågan inte heller är stor, men inom kolexportör-

länderna kalkylerar man med stigande efterfrågan under 1980-talet. Av de stora industriregionerna i världen är det de europeiska länderna (såväl Öst- som Västeuropa) och Japan, som kan komma att efterfråga kol på den internationella marknaden.

Japans stora kolimport består i dag nästan uteslutande av kokskol. Huvuddelen - år 1975 drygt 90 % - kommer från tre länder, nämligen USA, Australien och Kanada. För båda de sistnämnda länderna är importen till Japan redan nu en mycket betydande del av efterfrågan.¹ I Australien räknar man med att exporten till Japan kan mer än sexdubblas fram till år 2000, och att ca hälften av exporten då kan utgöras av ångkol. Också för andra kolproducerande länder, t ex Sovjetunionen och Sydafrika, spelar en ökad export till Japan stor roll i utbyggnadsplanerna för de närmaste två årtiondena.

Den japanska industriproduktionen är i ovanligt hög grad baserad på importerade råvaror, och bl a importerar så gott som alla nergiråvaror. I dag rör det sig huvudsakligen om olja, men efter oljeprishöjningarna i mitten av 1970-talet har man mer aktivt inriktat sig på att sprida inköpen och bl a använda kol för kraftproduktion. Den inhemska kolproduktionen är mycket blygsam och kan inte beräknas öka. I en prognos år 1975 beräknade landets kolmyndighet att ångkolimporten skulle stiga till 14,6 milj ton 1985, att jämföras med 0,4 milj ton år 1975.

Även i *Västeuropa* får strävandena att minska oljeimportbehovet konsekvenser på kolmarknaden. För de

¹Kanada producerade 21,7 miljoner ton stenkol 1975, och av detta gick hälften till Japan. Samtidigt importerade Kanada 14,8 miljoner ton från USA. Förklaringen är att landets stora kol-tillgångar ligger i de västra delarna (British Columbia, Alberta och Saskatchewan), där transport till landets industrialiserade delar (främst Ontario) inte är lönsam, men däremot export över Stilla Havet till Japan.

flesta västeuropeiska länder gäller att man har otillräcklig, inhemsk energiråvarubas. EG-länderna, som producerar kol, är ändå beroende av import för mer än hälften av sin energiförsörjning. Inte ens de två stora västeuropeiska kolproducenterna - Storbritannien och Västtyskland - kan beräknas bli kolexportörer av större betydelse i framtiden. Västtyskland kan visserligen också fortsättningsvis förse andra EG-länder med kokscol, men å andra sidan antas landet bli ångkolsimportör, om än inte i stor skala.

Även med en betydande ökning av kol-, olje- och kärnkraftsproduktionen inom EG, kommer beroendet av importerade energiråvaror att kvarstå. I tabell 4:5 redovisas huvudresultat från en bedömning av områdets energiproduktion och energiefterfrågan 1985 och 2000.¹

Tabell 4:5. Prognos för energiproduktion och -efterfrågan inom EG
Miljarder ton kolekvivalenter

	1975	1985	2000
Energiproduktion inom EG	0,6	1,0-1,1	1,1-1,3
därav kol	0,3	0,3	0,3-0,4
Energiefterfrågan inom EG	1,3	1,6-1,7	2,1-2,7
Nettoimport	0,7	0,5-0,7	0,9-1,5

Långsammare utveckling än beräknat av kärnkraftsprogrammet och strävan att minska oljeberoendet kan antas medföra att kolimporten till EG-området ökar. Man har bl a ändrat råvarubasen för kraftverk under konstruktion från olja till kol. Import av ång-

¹ Källa: CEPECO, European Coal 2000.

kol kommer säkerligen att bli nödvändig för försörjningen av dessa kraftverk. I uppskattningar av EG-områdets totala kolimport år 1985 har siffran 85-90 milj ton nämnts, vilket skulle innebära en fördubbling från 1976 års nivå.

De östeuropeiska länderna, utom Polen och Sovjetunionen, har en starkt kolbaserad ekonomi men otillräcklig, inhemsk kolproduktion. Mer än hälften av Sovjetunionens kol- och koksexport går till Östeuropa, medan Polens export har mer spridd länderfördelning. År 1976 var det polska exportmönstret följande:

EG-länder	16 milj ton
Övriga Västeuropa	6 "
DDR, Tjeckoslovakien	4 "
Sovjetunionen	9 "
Övriga länder	5 "

Mönstret för Östeuropas energiförsörjning kan antas bestå för ganska lång tid. Kolförbrukningens tillväxt kommer dock sannolikt att minska, beroende på ökade naturgasleveranser från Sovjetunionen.

Andra länder med möjlig framtida beydelse som kolimportörer är vissa av de u-länder, som det senaste årtiondet uppvisat en snabbt ökande industriproduktion, dvs Sydkorea, Taiwan, Hong-Kong m fl. Dessa länder efterfrågar växande mängder kokskol på den internationella marknaden, men de har också visat intresse för ångkol, om än hittills i liten utsträckning.

4.5. PRISUTVECKLING OCH KOSTNADSRELATIONER

Prisstrukturen är väsentligt mer komplicerad för kol än för råolja. Som framhölls inledningsvis har ett stort antal olika egenskaper hos kolet - energiinne-

håll, svavelhalt, askhalt osv - betydelse för köparnas värdering. Härtill kommer att internationell handel med kol sker via olika typer av leveranskontrakt. Kol kan köpas antingen på spotmarknaden, dvs i enstaka poster för omedelbar leverans, eller på kontrakt som omfattar fortlöpande leveranser över en längre tidperiod (oftast 10-20 år).

Kokskol är i dag den dominerande kolprodukten i internationell handel. Under större delen av 1970-talet har det funnits tendenser till överskottsefterfrågan på kokskol. Priserna steg kraftigt år från år fram till 1976, då minskad efterfrågan och växande lager (i samband med lågkonjunkturen) medförde att kolpriserna stagnerade.

Fob-priserna på ordinärt kokskol ("medium volatile") i långtidskontrakt låg hösten 1977 i allmänhet mellan 50 och 60 dollar per ton, medan spotpriserna var något lägre. Ångkolspriserna, som än så länge nästan alltid är spotpriser, ligger ungefär vid hälften av kokskolets nivå. Som framgår av tabell 4:6 varierar priserna på ångkol kraftigt, dels med hänsyn till svavelhalten, dels mellan olika leveransplatser (utskeppningshamnar). Priserna i tabellen avser kol med energiinnehåll varierande mellan 11 200 och 12 500 Btu per pund.

En viktig bestämningsfaktor för kolets potentiella konkurrenskraft som energikälla för olika länder är transportkostnaderna från tänkbara exportörländer. I tabell 4:7 har transportkostnaderna i några länderrelationer jämförts med ungefärliga ångkolspriser enligt den föregående tabellen.

Siffrorna i tabell 4:7 ger viss information om den kostnadsnackdel som länder utan egna koltillgångar kan utsättas för, om kol skulle bli det enda realistiska alternativet för elproduktion och vissa

Tabell 4:6 Ångkolspriser oktober 1978,
US dollar per ton fob

	Btu/lb	Svavel- halt,%	Ask- halt,%	Pris
USA:				
Hampton Roads/Norfolk	12 000	<1,0	12	40,25
Mobile	12 200	1,25	14	34,75
Baltimore	12 000	1,5	20	33,50
Ashtabula/Conneaut	12 500	2,0	12	34,50
Polen:				
Gdansk/Swinojscie	11 800	1,0	12	27,00
Sydafrika:				
Richards Bay	11 300	1,0	15	20,50
Indien:				
Haldia/Paradip	11 200	<0,6	14	21,50
Australien:				
Newcastle/Port Kembla		<1,0	13	30,50

Tabell 4:7 Representativa havsfrakter för kol,
oktober 1978

	Prisinter- vall. US dollar/ton	I % av ång- kolspris fob
Från USA:s östkust till:		
England, Frankrike,		
Västtyskland	4,75-6,00	12-18
Italien	5,75-6,50	14-19
Japan	8,50-10,75	21-32
Från Australien till:		
Europa	12,75-14,00	42-46
Japan	6,50-8,50	21-28
Från Sydafrika till:		
Europa	11,00-13,00	54,63
Japan	9,00-11,00	44,54
Från Polen till:		
Italien	3,50-4,00	13-15
Japan	9,50-10,00	35-37

industriella processer. Genomsnittskostnaderna för sjötransport av kol kan sänkas genom användning av större fartyg. Transport med fartyg i storleksordningen 100 000-200 000 dwt är dock motiverad från kostnadssynpunkt endast mellan hamnar med hög lastnings- och lossningskapacitet. Då antalet sådana kolhamnar i dag är litet, torde övergången till större genomsnittstonnage gå långsamt.

I slutet av 1950-talet låg priserna på kol och tjock eldningsolja (t ex i Västeuropa) mycket nära varandra, räknat efter energiinnehåll. Därefter försämrades kolets konkurrenskraft successivt, och omedelbart före "oljekrisen" torde kolet ha varit inemot dubbelt så dyrt som tjockoljan räknat per värmeenhet. Efter oljeprishöjningarna har emellertid priset på ångkol (ungefär 1 dollar per milj Btu) hamnat långt under oljepriset.

Tabell 4:8 är hämtad från IEA:s ångkolsstudie och innehåller beräknade kostnader för elproduktion i nya kärnkraft-, oljekraft- och kolkraftverk som antas bli satta i drift år 1986. De prognosticerade bränslepriserna framgår också av tabellen. Resultaten pekar på betydande kostnadsfördelar för elproduktion i nya kolkraftverk, jämfört med nya oljekraftverk, och dessa fördelar blir än mer framträdande över tiden.

I USA har man också beräknat den högsta konkurrenskraftiga prisrelationen kol/olja för ombyggnad till koldrift av existerande oljekraftverk.¹ Dessa kraftverk har indelats i fem kategorier med hänsyn till "konverterbarhet" (beroende på storlek, krav på luftkonditioneringsutrustning samt tillåten svavelhalt i luften i respektive region). Räknade i procent av oljepriset per värmeenhet får man följande högsta kol-

¹ Coal, New Markets, New Prices. Battelle Columbus Laboratories Report. Coal Week 1977.

Tabell 4:8. Uppskattade kostnader för elproduktion i nya kraftverk (baseload) med olika bränslen
1976 års priser i US dollars ^a

	Alla regioner		Japan.	Väst-	USA.
	Kärn- kraft 2x1100 MW	Olja. Hög- svavlig 2x600 MW	Impor- terat kol 2x600 MW	Impor- terat kol 2x600 MW	In- hemskt kol 2x600 MW
<i>Genomsnittskostnad per kwh vid 5 500 h/a ^b</i>					
Kapitalkostnad	14,9	9,6	12,9	12,4	12,4
Drift- och under- hållskostnad	2,4	4,2	5,1	5,1	5,1
Bränslekostnad	6,5	29,0	17,8	18,5	12,8
Total kostnad	23,8	42,8	35,8	36,0	30,3
<i>Total kostnad</i>					
vid 6 500 h/a	21,6	41,3	33,8	34,1	28,4
vid 5 000 h/a	25,3	43,8	37,1	37,2	31,5
vid 4 500 h/a	27,2	44,9	38,7	38,7	33,0

^a Genomsnittskostnader under de 20 första åren för kraftverk som tas i drift år 1986. Kol- och oljekraftverken förutsätts vara försedda med rökgasavsvavlningstrustning.

^b h/a = timmar per år.

priser:

Kategori I	98 %
Kategori II	86 %
Kategori III	81 %
Kategori IV	54 %
Kategori V	36 %

Vid nuvarande prisrelation skulle detta innebära att kol är klart konkurrenskraftigt inte bara vid nybyggnad utan också i de tre första kategorierna av ombyggnad

der. Dessa slutsatser stöds också av de bedömningar man kommit fram till genom jämförande modellkörningar vid Energy Modeling Forum. Man kommer där till resultatet:

dels att kolet successivt kan öka sin andel av elproduktionen och inom vissa industriella processer under tiden fram till år 2000,

dels att denna substitution kan åstadkommas med inhemska kolresurser, samtidigt som exporten kan ökas vid endast en måttlig höjning (0-25%) av realpriset på kol.

De här refererade kostnadsjämförelserna tyder på, att också för länder som är hänvisade att köpa kol på den internationella marknaden är kolet nu konkurrenskraftigt med oljan i nya kraftverk (sannolikt också för hetvattenproduktion och i vissa industriella processer). Man måste dock här - då det gäller en samhällsekonomisk kalkyl - reservera sig beträffande dels kraven på investeringar i infrastruktur, dels bedömningen av de ökade miljörisker som är förknippade med en övergång till kolbaserad produktion. Överväganden på dessa två punkter torde exempelvis få avgörande betydelse då det gäller framtida användning av ångkol i Sverige.

Kapitel 5

Uranmarknaden

Bland de energivarumarknader som behandlas i denna rapport intar marknaderna för uranmalm och urankoncentrat en särställning i flera avseenden. Under hela sin (mycket korta) historia har de utmärkts av mycket speciella efterfrågebetingelser och institutionella förhållanden. Då en uranefterfrågan av nämnvärd storleksordning först uppkom i slutet av 1940-talet, rörde det sig uteslutande om efterfrågan för vapenproduktion. Under de därpå följande 20 åren var statliga organ de enda köparna, och helt dominerande var den amerikanska atomenergikommissionen, AEC:

De amerikanska marknaderna för uranmalm och urankoncentrat var under denna period helt reglerade från köparsidan. Priserna fastlades av AEC för långa perioder, tidvis också produktionens storlek och fördelning mellan olika anläggningar. Kommissionen inledde sitt inköpsprogram år 1948. Efter kraftiga höjningar 1951 hölls priserna på uranmalm i huvudsak oförändrade fram till 1962.

Efterfrågan på uran för civil användning har vuxit fram successivt från senare delen av 1960-talet. Numera är det användningen för kraftproduktion som helt dominerar. Detta innebär givetvis en fundamental förändring av marknadsförutsättningarna. Men fortfarande spelar den "traditionella", institutionella uppbyggnaden en betydelsefull roll, och den måste beaktas vid bedömningar av efterfråge- och prisutvecklingen.

Innan vi kommer in på dessa frågor skall dock en kort redogörelse ges för produktionsbetingelserna (avsnitt 5.1) och för olika bedömningar av efterfrå-

geutvecklingen fram till sekelskiftet (avsnitt 5.2). Råvaruresursernas storlek och geografiska fördelning diskuteras i avsnitt 5.3. Kapitlet avslutas med en diskussion av uranpriserna och olika bestämningsfaktorer för deras utveckling.

Framställningen baseras till stor del på en studie av prisbildningen på uran, som gjordes 1977 av Charles River Associates på uppdrag av EPRI (Electric Power Research Institute).¹ Dessutom har vi utnyttjat material från OECD och den internationella atomenergiorganisationen IAEA, samt framtidsstudiesekretariatets rapport som kärnbränslecykeln.

5.1. URANPRODUKTION

Framställning av kärnbränsle kan sägas innefatta sex produktionsled:

- (a) Brytning av uranmalm, som sker antingen i dagbrott eller under jord.
- (b) Ur uranmalmen utvinns uranoxid (U_3O_8), även kallad urankoncentrat eller "yellowcake". Vissa malmer innehåller utöver uran även vanadin, guld eller andra metaller.
- (c) Raffinering, som innebär att man ur oxiden framställer uranfluorid (UF_6) i gasform.
- (d) Anrikning, varigenom innehållet av uran isotopen U^{235} ökas till 2-4 %.
- (e) Framställning av bränslestavar, innehållande urandioxid, som erhålls från anrikad UF_6 .
- (f) Upparbetning av använt kärnbränsle, varigenom uran och plutonium återvinns.

Eftersom vårt huvudsyfte är att studera marknader för energiråvaror (primärenergi), kommer framställningen här att inriktas på de två första

¹ Uranium Price Formation, EPRI EA-498, slutrapport oktober 1977.

produktionsleden. Diskussionen gäller således marknaderna för uranmalm och urankoncentrat.

Av transportekonomiska skäl är koncentratframställningen alltid lokaliserad i nära anslutning till gruvorna. Däremot är transportkostnaden för urankoncentrat en så liten andel av priset, att den inte ger motiv för samlokalisering med senare led i produktionsprocessen.

De uranmalmer som bryts i dag har i allmänhet ett uraninnehåll mellan 0,15 och 0,30 %. De gruvor som först togs i bruk i mitten av 1940-talet, t ex vid Port Radium i Kanada, innehöll betydligt rikare malmer (upp emot 1 % uraninnehåll), men några nya fyndigheter av den kvaliteten har inte upptäckts. Som jämförelse kan också nämnas att de svenska fyndigheterna har uranhalter i storleksordningen 0,03 % (Billingen) respektive 0,02 % (Arjeplog - Arvidsjaur). Det innebär att de skulle ge ca tre gånger så höga kostnader för brytning och koncentratframställning som de produktionsenheter som nu är i drift.

Brytning av uranmalm och framställning av urankoncentrat är starkt koncentrerade till USA, Kanada och vissa länder i Afrika. De drygt 20 000 ton uran, som producerades år 1975, fördelades ungefärligen på följande sätt mellan olika länder (Östeuropa och Kina ej inräknade):

	Produktion 1975 <u>1 000 ton</u>
USA	9,0
Kanada	4,7
Sydafrika	2,6
Frankrike	1,7
Niger	1,2
Gabon	0,8
Övriga länder	<u>0,4</u>
Totalt	20,4

Den enda mer väsentliga förändring av detta mönster som kan inträffa de närmaste åren är att Australien blir en betydande uranproducent. Enligt vissa prognoser skulle detta land år 1980 svara för drygt 5 % av den totala produktionskapaciteten.

Förenta Staternas produktion av uranmalm steg mycket snabbt under 1950-talet och nådde en toppnivå strax över 8 milj ton år 1960. Därefter följde en kraftig nedgång ända till 1966, då den privata marknaden började växa fram. Sedan dess har malmproduktionen stigit, men den nådde först 1976 över 1960 års nivå. Samtidigt har emellertid den genomsnittliga uranhalten i den utvunna malmen minskat, och räknat efter uranmängd låg produktionen 1976 fortfarande ca 30 % under den tidigare högsta nivån. Uranbrytningen är koncentrerad till "uranbältet" i västra USA, som omfattar delar av fyra stater, nämligen New Mexico, Colorado, Wyoming och Utah.

I Kanada är huvuddelen av brytning och koncentratframställning lokaliserad kring Elliot Lake i Ontario. Största delen av produktionen exporteras till USA och Storbritannien.

Uranproduktionen i Frankrike, Niger och Gabon har hittills i huvudsak utnyttjats för civila och militära ändamål i Frankrike.

Den sydafrikanska uranutvinningen intar en särställning, eftersom uranet där är att betrakta som en biprodukt i guldgruvorna. Utbudet av uran blir därmed bestämt av efterfrågan och priser på guld, och praktiskt taget helt okänsligt för läget på uranmarknaden.

Då det gäller uranutbudets priskänlighet synes också i övrigt stora skillnader föreligga mellan olika länder, främst beroende på skillnader i institutionella förhållanden. Utbudet inom USA bedöms vara rela-

tivt priskänsligt på några års sikt¹ - trögheterna betingas givetvis av den tid det tar att anpassa kapaciteten för brytning och koncentratframställning. I såväl Kanada som Australien har man däremot under 1970-talet infört restriktioner, som starkt begränsar utbudet på den internationella marknaden. Det är därför osäkert i vad mån höga uranpriser kan påverka produktionen i dessa länder, och exporten därifrån.

5.2. PROGNOSE FÖR URANEFTERFRÅGAN

Efterfrågan på kärnbränsle förutsätts i allmänhet vara mycket okänsligt för prisändringar. Orsaken är att bränslepriserna vid de prisrelationer som hittills förekommit utgör endast en mindre del av totalkostnaden för elproduktion i kärnkraftverk. I motsats till vad som är fallet för t ex olja och kol har prognoserna för uranefterfrågan därför urformats utan att hänsyn explicit tagits till priset - de har med andra ord inte formen av efterfrågekurvor eller efterfrågefunktioner. I stället har man direkt knutit an till olika länders kärnkraftsprogram och härlett ett "uranbehov" från planerna beträffande kapacitetsutbyggnad. För att få fram en efterfrågan på "ny" U_3O_8 krävs då också antaganden beträffande dels förekomsten av uran- och plutoniumåtervinning, dels avfallshalten ("tails assay") i anrikningsprocesserna.

Vi skall i det följande redovisa efterfrågeprognoser baserade på flera alternativa antaganden om uranåtervinning. Då det gäller avfallshalten varierar antagandena i existerande prognoser inom intervallet 0,2-0,3 % U^{235} . De siffror, som skall redovisas här avser genomgående mellanalternativet 0,25 %. Om detta procenttal sänks till 0,20, minskar behovet av U_3O_8

¹ Se t ex EPRI: Uranium Price Formation, kapitel 10.

med knappt en tiondel, och en motsvarande ökning uppkommer vid en höjning av avfallshalten till 0,30 %.

Det har under 1970-talet tagits fram en hel serie prognoser för kärnkraftsutbyggnad och uranefterfrågan. Många av de mer ambitiöst utformade prognoserna avser dock enbart utvecklingen i USA, medan materialet beträffande andra länder är ojämnt.

Den vanligaste måttenheten för uranefterfrågan, produktionskapacitet och reserver är short tons U_3O_8 , och den enheten kommer också att användas här. Det förekommer emellertid också att man mäter i metriska ton uraninnehåll (bl a i OECD - IAEA:s rapporter). Följande omräkningstal kan användas vid jämförelser mellan olika källor:

1 short ton = 2 000 lb = 0,907 metriska ton

1 metrisk ton U motsvarar 1,3 short ton U_3O_8 .

Redogörelsen för efterfrågeprognoser i det följande bygger till största delen på de bedömningar, som gjorts av OECD - IEA. För att illustrera hur förväntningarna om kärnkraftutbyggnad och uranförbrukning ändrats över tiden skall vi emellertid först diskutera prognoser som gjorts för den amerikanska uranefterfrågan. Denna efterfrågan utgör fortfarande ungefär hälften av hela marknadens, och spelar därför en nyckelroll i prisbildningen.

Prognoser för den amerikanska kärnkraftutbyggnaden har alltsedan början av 1960-talet publicerats av Atomic Energy Agency och ERDA. Bedömningarna blev under 1960-talet alltmer optimistiska för att därefter vända nedåt. Ett illustrativt exempel är de bedömningar som avser förhållandena år 1975, och som sammanfattas i tabell 5:1.

Tabell 5:1. AEA/ERDA:s kärnkraftprognoser för USA
år 1975

Prognosen gjord	Installerad effekt 1975, GWe	U ₃ O ₈ -förbrukning 1975, 1 000 s.tons
1962	16	
1966	40	14
1969	62	17
1972	54	16
1975 (utfall)	40	11

En liknande utveckling uppvisar prognoserna för 1980 och 1985. Här tillkommer emellertid att mycket kraftiga nedjusteringar skett åren 1975-1977. Då det gäller effektprognosen för 1985 rör det sig exempelvis om en sänkning från 205 till 115 GWe, dvs med ca 45 %. Här liksom i de internationella prognoser vi skall redovisa i det följande förefaller en radikal omvärdering ha skett de senaste åren till skillnad från den tidigare "trendmässiga" nedjusteringen av prognoserna.

Utgångspunkten för OECD-IAEA:s prognoser är en sammanställning av planer för kärnkraftutbyggnad i de olika OECD-länderna. Till detta läggs särskilda uppskattningar för andra länder i Afrika, Asien och Latinamerika. En sammanfattning av dessa skattningar i 1977 års rapport ges i tabell 5:2. Då det gäller totalsiffrorna innehåller tabellen också en jämförelse med 1975 års prognoser och med en forsk amerikansk studie (EPRI 1978).

Mellan utgångsalternativen i de två årens OECD-IAEA-prognoser finns således mycket stora skillnader

- det har skett dramatiska nedjusteringar av kärnkraftprogrammen i nästan alla länder de senaste åren. För åren från 1985 och framåt ligger 1977 års "present trend"-skattningar omkring eller under hälften av ni-

Tabell 5:2. Prognoser för kärnkraftsutbyggnad (GWe)

	1980	1985	1990	2000
<i>USA</i>				
1975 års prognos	82	205	385	1 000
1977, "present trend"	60	115	194	
<i>Övriga OECD</i>				
1975 års prognos	103	279	505	1 080
1977, "present trend"	81	144	265	
<i>Övriga länder^a</i>				
1975 års prognos	9	46	114	400
1977, "present trend"	5	19	45	150
<i>Totalt</i>				
1975 års prognos	194	530	1 004	2 480
1977, "present trend"	146	278	504	1 000
EPRI 1978	142	314	563	1 230
1975, "low estimate"	(179)	(479)	(875)	(2 005)
1977, "accelerated nuclear"	(146)	(368)	(700)	(1 890)

^a Exklusive Östeuropa och Kina.

vån i prognosen två år tidigare. Samtidigt har osäkerheten i bedömningarna av den framtida utbyggnaden ökat påtagligt. Detta illustreras bl a av spännvidden mellan de olika alternativ, som tagits fram i respektive prognoser. Skillnaden mellan 1977 års två prognosalternativ, "present trend" och "accelerated", är nästan dubbelt så stor i absoluta tal (och fyra gånger så stor i procent räknat) som mellan 1975 års lägre och högre alternativ. Ändå ligger 1977 års högre alternativ klart under 1975 års "lågalternativ" för hela prognosperioden.

Man har också gjort prognoser för fördelningen mellan reaktortyper. Enligt 1977 års bedömning kommer lättvattenreaktorerna att förbli den dominerande kategorin ända fram till sekelskiftet (80-90 % av kapaciteten). Också här har vissa förändringar skett, jämfört med 1975 års prognos, där breeder- och högtemperaturreaktorer antogs få snabbt ökande betydelse under senare hälften av 1990-talet.

Med utgångspunkt i dessa utbyggnadsprognoser kan man räkna fram en efterfrågeutveckling för urankoncentrat (U_3O_8) under perioden fram till år 2000. OECD-IAEA redovisar sådana prognoser för alternativ med och utan återvinning av plutonium och med ett genomgående antagande om 0,25 % avfallshalt i anrikningsprocessen. Eftersom man dessutom utgår från två alternativ i fråga om kärnkraftsutbyggnad, rör det sig om fyra olika prognoser. Vi skall i tabell 5:3 jämföra det högsta och det lägsta av de fyra alternativen i 1975 och 1977 års prognoser. Siffrorna i tabellen har genomgående avrundats till närmaste 10 000-tal ton. De kan jämföras med 1977 års förbrukning, som var ca 30 000 ton U_3O_8 .

Förutom årliga förbrukningstal redovisas i tabellen den prognosticerade, kumulativa förbrukningen

Tabell 5:3. Prognoser för uranefterfrågan, 1 000
short tons U₃O₈^a

	EPRI 1978 "Mid Case"	1975 års prognos		1977 års prognos	
		Högsta alt. ^b	Lägsta alt. ^c	Högsta alt. ^d	Lägsta alt. ^e
Efterfrågan under år:					
1980	40	70	60	60	50
1985	90	130	110	110	80
1990	140	220	170	200	110
1995	210	320	240	300	140
2000	270	410	310	440	160
Kumulativ förbrukning:					
1975-80	200	250	230	220	220
1975-85	530	770	670	670	580
1975-90	1 120	1 680	1 380	1 490	1 080
1975-95	2 010	3 090	2 450	2 820	1 710
1975-2000	3 220	4 970	3 870	4 720	2 470
Genomsnitt- lig efter- frågeökning, (% per år)					
1975-85		18	16	17	14
1975-2000		8	7	9	4,5

^a 0,25 % avfallshalt.

^b Utbyggnad enligt högre alt., ingen plutoniumåtervinning.

^c Utbyggnad enligt lägre alt., plutoniumåtervinning från 1981.

^d Utbyggnad enligt "accelerated nuclear", ingen plutoniumåtervinning.

^e Utbyggnad enligt "present trend", plutoniumåtervinning från 1985.

fr o m 1975 t o m respektive prognosår. Dessa siffror har intresse för de diskussioner rörande uranreserver och uttömningstakt, som skall föras i nästa avsnitt. Där kommer också de årliga förbrukningstalen att utnyttjas för jämförelser med den skattade kapacitetsutvecklingen i uranindustrin.

Tabellen innehåller också ett "mellanalternativ" från den senaste amerikanska studien på området (EPRI 1978). Denna prognos ligger för perioden fram till 1990 mycket nära OECD/IAEA:s "present trend"-alternativ, men för 1990-talet klart över detta.

Då man vill bedöma sannolikheten hos de olika scenarierna och "välja mellan dem" för den fortsatta marknadsdiskussionen, kan det vara lämpligt att utgå från de faktorer som ligger bakom omvärderingen de senaste åren. Bland dessa faktorer torde följande fem ha varit de viktigaste:

- (a) Det ökade intresset för och den allt intensivare debatten kring kärnkraftens miljörisker, som i många länder medfört begränsningar i tillståndsgivningen och bidragit till att planerade projekt uppskjutits.
- (b) Kraftiga kostnadsstegringar för byggande och drift av kärnkraftverk, delvis betingade av skärpta säkerhetskrav men också av prishöjningar på investeringsvaror.
- (c) Sexdubblingen av uranpriserna under åren 1974-76, som påverkade lönsamheten för kärnkraftbaserad elproduktion i förhållande till andra produktionsalternativ. Efter denna prishöjning utgör bränslekostnaden en betydande del av kärnkraftverkens totala kostnader.

- (d) Mer pessimistiska bedömningar av betingelserna för upparbetning och för införande av nya reaktortyper. Denna omvärdering - som till stor del förklaras av faktorer av samma slag som i a och b ovan - har medfört en uppjustering av förbrukningsprognoserna för U_3O_8 under prognosperiodens senare del. De försvagar således i det avseendet de tendenser som har att göra med en dämpad utbyggnadstakt.
- (e) Den långvariga lågkonjunkturen som präglat förväntningarna beträffande produktionstillväxt och energiefterfrågan under de närmaste årtiondena.

En huvudfråga kan sägas vara, om 1977 års "present trend" -prognos är starkt färgad av kortsiktiga förändringar i konjunktur och prisrelationer. I så fall kan en återgång till "mer normala" förhållanden i världsekonomin snabbt ge de högre prognosalternativen förnyad aktualitet. En sådan utveckling förefaller långtifrån osannolik, i varje fall då det gäller produktionstillväxt och uranpriser,¹ medan de övriga faktorerna är synnerligen svårbedömda. Anpassningströgheterna är emellertid så stora, att en väsentligt snabbare förbrukningsökning än enligt "present trend" inte kan förväntas under åren fram till 1985. Då det gäller femtonårsperioden därefter är osäkerheten så stor, att man knappast kan bortse från något av alternativen.

Mot denna bakgrund torde man kunna begränsa sig till att utnyttja de tre sista prognosalternativen. 1975 års högre alternativ betraktas då som orealis-

¹ Vi återkommer till frågan om realprisutvecklingen för uran i avsnitt 5.4.

tiskt fram till 1985, och det överensstämmer för tiden därefter ungefär med 1977 års "accelerated nuclear" då det gäller årliga förbrukningstal.

till följande slutsatser:

1. Förbrukningen år 1980 blir omkring 50 000 short tons U_3O_8 , vilket innebär mer än en fördubbling från 1975.
2. Förbrukningen år 1985 ligger inom intervallet 85 000 - 110 000 short tons U_3O_8 med större sannolikhet för den nedre delen av intervallet.
3. Den sammanlagda förbrukningen under perioden 1975-1985 ligger inom intervallet 0,53-0,67 milj ton U_3O_8 .
4. Förbrukningssiffrorna för 1990-talet är mycket osäkra. För år 1995 är exempelvis prognosen i "huvudalternativet" ca 140 000 short tons U_3O_8 , men man kan inte utesluta möjligheterna att förbrukningen blir dubbelt så hög.
5. Också i långsiktiga bedömningar av den kumulativa förbrukningen blir spännvidden mycket stor. För perioden 1975-1995 erhålls intervallet 1,7 - 2,8 milj short tons U_3O_8 .

5.3 RESURSER, RESERVER OCH PRODUKTIONSKAPACITET

De frågor som främst skall diskuteras i detta avsnitt är:

dels om urantillgångarna i världen är tillräckliga för de utbyggnadsscenarier, som redovisades i förra avsnittet, och för en fortsatt förbrukningstakt efter sekelskiftet,

dels om kapaciteten i uranproduktionen (malmbrytning och koncentratframställning) tillsammans med de utbyggnader som planeras för de närmaste åren ger utrymme för den förbrukningsexpansion som förutses i dessa scenarier.

Resurssituationen i fråga om uran är svåröverskådlig av flera skäl. Framför allt hänger problemen samman med att uran förekommer i många olika bergarter och i mycket skiftande koncentrationer. Det sammanlagda uraninnehållet i jordskorpan har uppskattats till 10^{13} ton (vilket skulle motsvara många miljoner gånger årsproduktionen även i de högsta prognosalternativ som förekommit). Endast en mycket liten del förekommer dock i så hög koncentration att den har intresse vid sådana prisrelationer som kan bli aktuella inom överskådlig framtid. Resursuppskattningarna måste i praktiken baseras på bestämda kostnadsgränser för de två aktuella förädlingsleden, dvs malmbrytning och framställning av urankoncentrat.

Till problemen bidrar också det förhållandet att en marknad för uran existerat endast mycket kort tid. I många länder har prospektering efter uran kommit igång först de senaste åren, och för vissa delar av världen är situationen helt utforskad. Det är därför knappast meningsfullt att på grundval av föreliggande resursuppskattningar dra slutsatser som sträcker sig utöver de närmaste två eller tre årtiondena.

Från mitten av 1960-talet har ett stort antal skattningar av uranresurserna presenterats. En första samlad bedömning av västvärldens urantillgångar publicerades av OECD och IAEA år 1965.¹ Här liksom i senare rapporter gjordes en indelning i två kategorier: "reasonably assured reserves" respektive "possible additional resources". Terminologin har ändrats något sedan dess, men i stort sett har indelningsgrunderna

¹ OECD/IAEA: World Uranium and Thorium Resources, Paris 1965.

bibehållits.¹ Man gjorde dessutom en indelning i tre kostnadsklasser. < 10, 10-15 och 15-30 dollars per pund U_3O_8 . Denna indelning bibehölls fram till 1975, men därefter har man tvingats ändra kostnadsgränserna med hänsyn till stigande produktionskostnader. I den senaste rapporten (1977) används kostnadsgränserna 30 och 50 dollars per pund U_3O_8 .

Metoden att redovisa reserver utifrån kostnadsgränser i löpande priser kan starkt ifrågasättas. Det försvårar jämförelser över tiden och bedömningar av prospekteringsverksamhetens resultat. Det är också oklart i vad mån kostnadsstegringarna faktiskt beaktats vid de årliga revideringarna av reservsiffrorna. Men eftersom resursuppgifter baserade på fastprisberäkningar eller på malmernas uranhalt saknas måste vi hålla oss till den gängse indelningen i kostnadsintervall.

Att döma av beräkningar för USA² innebar tioårsperioden 1965-1975 ungefär en fördubbling av kostnadsnivån för uranbrytning och koncentratframställning. "15-dollarsreserver" år 1965 skulle således ungefärligen kunna översättas till "30-dollarsreserver" år 1975. Men som framhölls ovan är sådana tolkningar vanskliga, beroende på oklarheter beträffande hur revideringar faktiskt genomförts.

I tabell 5:4 jämförs skattningarna av olika reservkategorier i 1965, 1975 och 1977 års rapporter från OECD/IAEA samt i 1978 års EPRI-rapport. Vissa ändringar har gjorts i beräkningsgrunderna mellan de olika åren (även bortsett från indelningen i kostnadsklasser), men de torde inte på ett avgörande sätt på-

¹ I de senaste rapporterna skiljer man mellan "reasonably assured resources" och "estimated additional resources".

² EPRI (1977), s 6:49-57 samt 7:21-31.

Tabell 5:4 Uppskattningar av västvärldens urantillgångar, short ton U_3O_8

	Kända reserver	Potentiella resurser
1965 års beräkning		
kostnad < 10 \$/lb	730	750
" 10-15 "	750	550
" 15-30 "	<u>480</u>	<u>1 220</u>
Summa	1 960	2 530
1975 års beräkning		
kostnad < 15 \$/lb	1 400	1 300
" 15-30 "	<u>950</u>	<u>880</u>
Summa	2 350	2 180
1977 års beräkning		
kostnad < 30 \$/lb	2 140	1 960
" 30-50 "	<u>700</u>	<u>770</u>
Summa	2 840	2 730
EPRI 1978		
kostnad < 40 \$/lb	2 440	
<i>därav</i>		
i nu producerande länder (ca 1 900)		

verka jämförbarheten.

Av tabellen framgår att de kända reserverna ("reasonably assured resources") kunnat ökas kraftigt under senare år. Denna reservkategori förefaller nu motsvara minst 2 milj short tons U_3O_8 till kostnader under dagens prisnivå (ca 45 dollars per pund). Jämförs denna siffra med de kumulerade förbrukningstalen i förra avsnittet, ser man att nu kända reserver tycks svara mot den prognosticerade förbrukningen

minst fram till mitten av 1990-talet. Och enbart reserverna i den lägre kostnadsklassen (under 30-dollarnivån) svarar mot förbrukningen några år förbi 1990.

Vad som hittills sagts gäller om reserverna jämförs med den (kumulerade) *löpande* förbrukningen. För investeringar i kärnkraftproduktionen är det givetvis också av intresse i vad mån reaktorernas totala, förväntade uranföörbrukning under hela deras livslängd kan betraktas som säker med hänsyn till kända uranreserver. Vi får här nöja oss med att se på utbyggnadsprogrammen fram till 1985, där man utifrån redovisningen i förra avsnittet kan anse prognoserna som relativt säkra. Den årliga förbrukningen av urankoncentrat vid reaktorer i drift år 1985 skattades där till ca 100 000 short tons, och den sammanlagda förbrukningen åren fram t o m 1985 till ca 600 000 short tons.

Om vi räknar med en genomsnittlig, återstående livslängd på 25 år för reaktorerna 1985, får vi följande sammanlagda uranbehov (räknat från år 1975) för alla reaktorer som förväntas bli tagna i drift t o m 1985: $0,6 + 25 \times 0,1 = 3,1$ milj short tons U_3O_8 . Denna siffra motsvarar ungefär summan av alla "Reasonably Assured Resources" plus en tiondel av "Estimated Additional Resources" under 50-dollarsnivån enligt de senaste, tillgängliga skattningarna. Den ligger också klart under totalsumman av båda resursslagen i den lägsta kostnadsgruppen enligt 1977 års uppskattning. Om alla dessa tillgångar visar sig vara möjliga att utvinna under de närmaste 30 åren, skulle de alltså vara tillräckliga för att säkra uranföörjningen för utbyggnadsprogrammet fram till 1985 vid kostnader under 30 dollars per pund (i dagens kostnadsnivå).

Om man ser på utbyggnadsprognoserna för perioden 1985-2000 blir bilden naturligtvis en helt annan. Om uranindustrin, t ex genom långtidskontrakt, skall kunna garantera bränsleförsörjningen för 1990-talets reaktorprogram - vid en årlig förbrukningsnivå om säg 0,2 eller 0,3 milj short tons urankoncentrat - krävs årliga tillskott till reserverna, som väsentligt överstiger de hittillsvarande. Det kan också innebära kraftigt stigande produktionskostnader under 1990-talet, då lågvärdiga malmer måste tas i anspråk. Här måste dock åter understrykas, att efterfrågeprognoserna för tiden efter 1985 är mycket osäkra.

Utöver reservsituationen är också den tillgängliga och planerade produktionskapaciteten i uranindustrin av intresse för utbudsbedömningarna. Frågan är här närmast, om man på grund av anpassningströgheter kan vänta sig jämviktsbrister på marknaden för urankoncentrat. Den sammanlagda planerings- och utbyggnadstiden för anläggningar i uranindustrin (malmbrytning och koncentratframställning) har beräknats ligga mellan fem och tio år. Utifrån nu tillgängliga uppgifter om utbyggnadsplaner förefaller det därför knappast meningsfullt att söka siffermässigt belysa kapacitetsläget längre fram i tiden än ungefär till år 1985. Såväl i OECD/IAEA:s prognoser som i den senaste EPRI-rapporten har man gjort kapacitetsprognoser fram till 1990, men siffrorna för senare delen av den perioden får tolkas med mycket stor försiktighet.

Båda beräkningarna tyder på att produktionskapaciteten fram till mitten av 1980-talet kommer att vara tillräcklig för att tillfredsställa efterfrågan på urankoncentrat. I EPRI-rapporten räknar man med att lagerhållningen kommer att öka något under de

närmaste åren (ungefär från ett till två års produktion). Ändå förutses viss överkapacitet åren fram till 1980. Tendensen mot överkapacitet är mer markant enligt OECD/IAEA:s prognos, men också den pekar mot att förbrukning och produktionskapacitet skulle balansera relativt väl omkring 1985.

I båda rapporterna anser man att risker föreligger för kapacitetsbrist från senare hälften av 1980-talet. Det finns emellertid knappast tillräckligt underlag för bedömningar av kapacitetsanpassningen så långt fram i tiden. Avgörande blir här i vad mån planeringsproblem (t ex beroende på informationsbrister) eller imperfektioner, exempelvis på kapitalmarknaderna, begränsar anpassningsmöjligheterna på utbudssidan vid förändringar i efterfrågan.

5.4 PRISUTVECKLING

Redogörelsen i det följande avser nästan uteslutande prisutvecklingen för urankoncentrat på den amerikanska marknaden och endast fr o m 1968. Detta innebär emellertid knappast någon allvarlig begränsning. För det första är den amerikanska marknaden på grund av sin storlek helt prisledande i alla regioner utanför de socialistiska länderna. För det andra har - som framhölls i kapitelinledningen - ingen marknadsprispildning i egentlig mening förekommit i fråga om uran före slutet av 1960-talet.

Vid en bedömning av prisutvecklingen på urankoncentrat är det nödvändigt att beakta betydelsen av långfristiga kontrakt. Under perioder med snabba prisändringar, som t ex åren 1974-1976, medför de att det blir stor skillnad mellan priserna i de *nya kontrakt* som sluts och det genomsnittspris som betalas för uran *levererat* under samma period. Detta gäller oavsett om de nya kontrakten gäller omedelbar (spot)

eller framtida leverans - och härtill kommer att dessa båda typer av kontraktspriser också skiljer sig inbördes.

Under perioden 1962-1967 hade priserna varit reglerade av den amerikanska kärnenergimyndigheten (AEC), närmast i syfte att undvika prissänkningar på grund av överkapacitet. Man ville hålla uranindustrin i gång "på sparlåga" i väntan på den efterfrågan som skulle komma när kärnkraftsutbyggnaden sköt fart. Denna efterfrågan lät emellertid vänta på sig, och då regleringarna avvecklades uppkom en press nedåt på priserna.

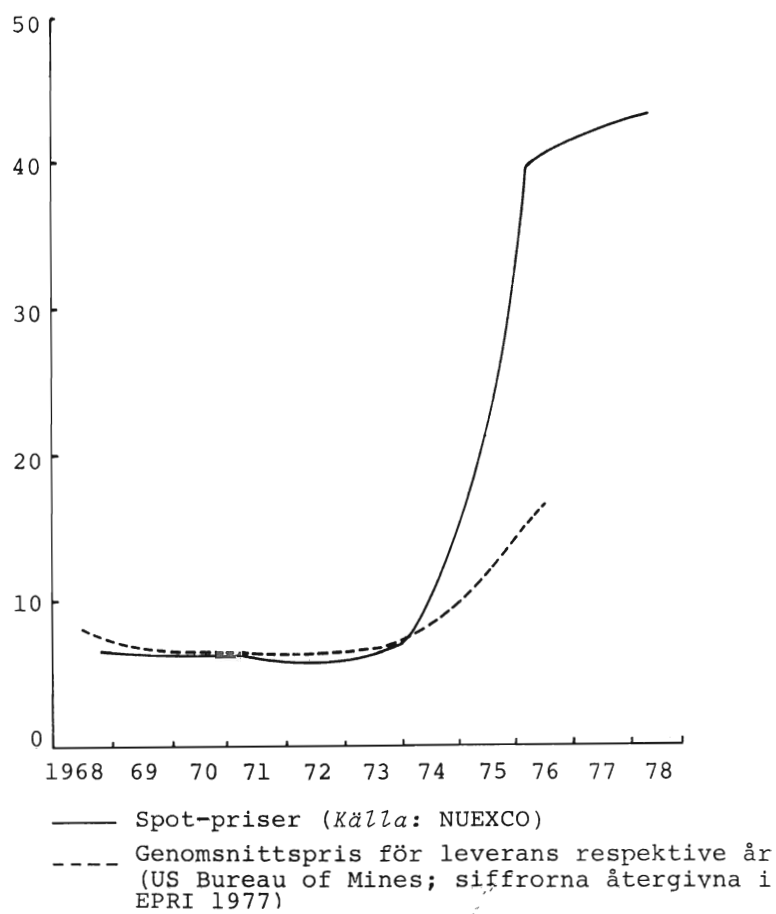
Utvecklingen från 1968 framgår av diagram 5:1. Den reglerade prisnivån hade varit nominellt fixerad vid 8 dollars per pund. Marknadspriserna för omedelbar leverans åren 1969-73 låg vid eller strax över 6 dollars per pund. Genomsnittspriset för leveranser under dessa år var något högre, eftersom det påverkades av en del långfristiga kontrakt vid den tidigare prisnivån.

I början av 1974 inleddes en period med dramatiska prisförändringar. På två år steg spot-priserna från 7 till 40 dollars per pund, dvs till nästan sju gånger utgångslägets nivå. Räknat i relativa tal är detta den kraftigaste prishöjningen som inträffade för någon av energiråvarorna. För råolja utgjorde prishöjningen ungefär en fyrdubbling (åren 1973-1974), för kol drygt en tredubbling, fördelad över hela perioden 1970-1976.

Uranprisstegringarnas orsaker har varit föremål för mycken debatt, och tolkningsfrågan spelar en roll i fortfarande olösta kontraktstvister (bl a i Sverige) mellan reaktortillverkare och kärnkraftsproducenter. Eftersom tolkningen också har betydelse för hur man skall bedöma den framtida marknads- och

Diagram 5:1. Priser på U_3O_8 i Förenta Staterna
1968-1978

Dollar/lb



prisutvecklingen för urankoncentrat, skall vi här relativt utförligt diskutera olika tänkbara orsaker.

Det bör då för det första konstateras, att höjningen inte till någon betydande del kan förklaras med sådana marknadsekonomiska faktorer som höjda produktionskostnader, snabb reservuttömning eller akut kapacitetsbrist i uranindustrin.

Viktiga bestämningsfaktorer för uranindustrins produktionskostnader är malmens uranhalt och produktionsskalan. Siffrorna i tabell 5:5 är hämtade från en beräkning av Klemenic (1972) och avser situationen i slutet av 1960-talet vid produktion i USA.

Tabell 5:5 Produktionskostnader för urankoncentrat,^a
\$/lb

	Malmens uranhalt, %			
	0,15	0,20	0,25	0,30
<i>Underjordsbrytning</i>				
500 ton malm per dag	11,09	8,75	7,30	6,34
1 000 "	9,35	7,45	6,26	5,47
2 000 "	8,37	6,71	5,67	4,98
5 000 "	7,54	6,09	5,18	4,57
<i>Dagbrott</i>				
500 ton malm per dag	7,54	5,99	5,10	4,50
1 000 "	6,51	5,32	4,56	4,05
2 000 "	6,04	4,96	4,27	3,82
5 000 "	5,65	4,67	4,07	3,62

^a Avser den totala kostnaden för brytning, uppföring och koncentratframställning.

Mellan 1968, då dessa siffror var aktuella, och 1975 steg andelen produktion i dagbrott successivt, från 35 till 55 %. Samtidigt ökade den genomsnittli-

ga produktionsskalan med drygt 60 % i båda kategorierna av gruvor. Båda dessa faktorer verkar i riktning mot sänkta produktionskostnader.

Den genomsnittliga uranhalten i de amerikanska gruvornas produktion låg åren 1968-73 ungefär konstant, strax över 0,20 %. Därefter följde en nedgång - troligen delvis betingad av prishöjningarna, som gjorde det mycket lönsamt att utnyttja också lågvärdiga malmer - till ca 0,15 % år 1976. Allt annat oförändrat bör den sänkta uranhalten ha inneburit en kostnadshöjning per enhet urankoncentrat med ca 20 %.

En annan kostnadshöjande faktor har varit att faktorpriserna i den amerikanska uranindustrin stigit snabbare under den här aktuella perioden än tidigare. Lönerna i de båda produktionsleden steg med 70-90 % mellan 1968 och 1975, att jämföras med 20-25 % under den närmast föregående sjuårsperioden. Också för kapitalutrustning och andra insatsvaror noteras jämförelsevis stora prishöjningar, samtidigt som uranindustrins produktivitetsutveckling tycks ha blivit mindre gynnsam än tidigare.¹

Tillsammans måste de nämnda tendenserna ha inneburit en viss kostnadshöjning i uranproduktionen under förra hälften av 1970-talet, kanske i storleksordningen 5 - 10 % per år. Det betyder, att uranindustrins produktion vid mitten av 1970-talet bör ha varit lönsam vid priser på U_3O_8 omkring 8 - 10 dollars per pund, och att dagens prisnivå för nya kontrakt (drygt 40 \$/lb) torde ligga omkring eller över fyrdubbla produktionskostnaden. Denna skillnad mellan pris och produktionskostnad är visserligen blygsam jämfört med vad som gäller för mellanösternoljan. Den är ändå tillräcklig för att kostnadsutveck-

¹ Se EPRI (1977), kapitlen 6 och 7.

lingen i gruvor och koncentratfabriker bör kunna försummas som prisbestämmande faktor för den närmaste framtiden.

Situationen beträffande *uranreserver och produktionskapacitet* har belysts i avsnitt 5.3. Under 1960-talet framlades ett antal studier, där man förutsåg en bristsituation i fråga om uran inom en relativt nära framtid.¹ Med de mycket optimistiska bedömningar för kärnkraftsutbyggnaden, som framlades av olika officiella organ vid denna tid, framstod reservsituationen som en viktig restriktion redan för 1970- och 1980-talens utveckling. Men denna bild ändrades, allteftersom utbyggnadsprogrammen skars ned eller sköts på framtiden. Prishöjningarna inträffade under en period, då efterfrågeuppskattningarna successivt reviderades nedåt, och då det fanns betydande kapacitetsöverskott i uranproduktionen, såväl i USA som i andra länder. Som framgått av diskussionen i avsnitt 5.3 kan bristsituationer då det gäller löpande leveranser knappast få betydelse för prisbildningen de närmaste tio åren.

En intressant och omdebatterad fråga är vilken betydelse *kartellsamarbete* kan ha haft för uranprishöjningarna och för dagens höga priser på uran. En sammanslutning av uranproducenter - Société d'Etudes de Recherches d'Uranium (SERU) - kom till i början av 1972. Till bakgrunden hörde att uranpriserna på den oreglerade marknaden utanför USA åren 1970-71 låg så lågt som mellan 4,50 och 5 dollar per pund. SERU blev ett organ för samarbete mellan uranproducerande länder utanför USA, främst Kanada, Australien, Sydafrika och Frankrike.² Organisationen, som tillkom på

¹ Se t ex D D Bell: Nuclear Fuel Resources and Price Trends. The Canadian Mining and Metallurgical Bulletin, 1967.

² En större översikt av SERU:s verksamhet ges i EPRI (1978), s 7:4 ff.

franskt initiativ, höll ett tiotal möten under tiden februari 1972 - april 1974. Därefter har (i varje fall officiellt) inget samarbete förekommit.

SERU:s syfte var att enas om gemensamma priser, och att åstadkomma en marknadsuppdelning. Man beslöt om priser avseende kontrakt för såväl omedelbar leverans som leveranser längre fram under 1970-talet. I tabell 5:6, som hämtats från EPRI (1978), redovisas de priser som fastlades vid tre av organisationens möten. Utöver priserna för olika leveranstidpunkter anges inom parentes avvikelsen gentemot den prisnivå som samtidigt rådde i USA.

Tabell 5:6 SERU:s minimipriser
\$/lb cif

	Tidpunkt för prisöverenskommelsen		
	Maj 1972	Oktober 1973	Januari 1974
<i>Leveransår</i>			
1972	5,40 (-0,55)	-	-
1973	5,75 (-0,65)	6,50 (0)	-
1974	6,10 (-0,75)	7,00 (+0,10)	8,20 (+0,30)
1975	6,45 (-1,00)	7,50 (0)	9,05 (+0,40)
1976	6,70 (-1,15)	8,00 (-0,40)	10,00 (+0,70)
1977	7,15 (-1,15)	8,75 (-0,25)	11,05 (+1,05)
1978	7,50 -	9,50 (-0,10)	12,20 (+1,50)

Minimipriserna låg således till en början klart under de amerikanska priserna. Men då marknaden vände under 1973 justerades priserna upp så snabbt att de på hösten i stort sett överensstämde med de amerikanska, för att i början av 1974 ligga klart över dessa.

De priser och den marknadsuppdelning som beslöts

inom SERU förefaller att ha upprätthållits av producenterna i de deltagande länderna åren 1972 och 1973. Kartellen uppnådde under denna period sitt huvudsyfte, dvs att undvika hård priskonkurrens på marknaderna utanför USA under en period med överkapacitet och pressad lönsamhet. Däremot är det knappast troligt att samarbetet under denna period påverkade prisnivån i USA, där importrestriktioner hindrade konkurrens utifrån.

När det gäller tiden från årsskiftet 1973-74 och fram till 1976, då spotpriserna steg från 6,50 till 43 dollar per pund, är det omöjligt att bedöma om kartellsamarbetet haft någon nämnvärd effekt. Det är inte heller möjligt att med säkerhet förutsäga, om tendenser till utbudsöverskott vid den nuvarande, höga prisnivån, skulle leda till återupptagande av samarbetet inom SERU eller någon motsvarande organisation.

De faktorer som (vid sidan av kostnadsstegringarna) brukar anföras som huvudorsaker till prishöjningarna 1974-76, är följande:

- (a) En snabb övergång från kortsiktig till långsiktig inköpspolitik från köparnas (dvs främst kraftföretagens) sida på den amerikanska marknaden. Denna ökade benägenhet att säkra framtida leveranser var i sin tur delvis resultatet av ändrade regler för AEC:s anrikningsåtaganden. Dessutom tycks stora beställningar av reaktorer under 1973 ha påverkat förväntningarna beträffande efterfrågan på uranleveranser fr o m slutet av 1970-talet.¹

¹ Den senare fasen i prisstegringarna kan också ha påverkats av den "bristsituation", som Westinghouse byggt upp genom att åren fram till 1973 göra stora åtaganden om bränsleleveranser utan att gardera sig genom långtidskontrakt om uranleveranser.

- (b) Förändringar i atomenergikommissionens ansökningspolitik hade minskat betydelsen av dess lagerhållning som prisstabiliserande faktor.
- (c) Borttagande av importförbudet för uran till USA i november 1973 medförde att den ökade amerikanska efterfrågan också kunde slå igenom på den internationella marknaden.
- (d) Exportförbud för uran infördes i Australien i och med labourregeringens tillträde 1972. En annan utbudsbegränsande faktor på den internationella marknaden var de stigande guldpriserna, som medförde att man i Sydafrika fann det lönsamt att i högre grad utnyttja malmer med lägre guld- och uranhalt för sin produktion.
- (e) OPEC:s oljeprishöjningar påverkade uranmarknaden dels via förväntningar om snabbare kärnkraftutbyggnad och framtida efterfrågeökning, dels genom att göra priser högt över produktionskostnaderna "trovärdiga" på energiråvarumarknader med få säljare och stora statliga intressen.

Det är inte möjligt att klarlägga med hur stor del var och en av dessa faktorer bidragit till händelseförloppet åren 1974-76. Att oljeprisstegringarna spelat en betydelsefull roll kan dock knappast betvivlas - om inte annat ger tidpunkten och likheter i själva prisstegringsförloppet klara anvisningar i den riktningen.

Också då det gäller att bedöma den framtida prisutvecklingen måste utvecklingen på råoljemarknaden tillmätas stor betydelse. Om inte oljepriserna faller (eller en plötslig nedskärning av kärnkraftsprogrammen genomförs) synes det inte heller sannolikt

att prissänkningar inträffar för uran. Visserligen finns på uranmarknaden ingen formell kartellorganisation som OPEC. Det statliga engagemanget är emellertid mycket påtagligt i stora producentländer som Kanada, Australien och Frankrike. SERU:s verksamhet i början av 1970-talet tycks visa, att det går relativt lätt att åstadkomma samarbete för att undvika prissänkningar. Det mest tänkbara hotet mot den nya prisnivån kommer troligen "inifrån" den amerikanska marknaden. Men det har hittills inte framkommit tecken på sådana utbudsökningar i USA:s uranindustri som skulle kunna påverka priserna på den internationella marknaden.

Å andra sidan tyder diskussionen tidigare i detta kapitel inte på att det skulle finnas faktorer på utbuds- eller efterfrågesidan, som talar för ytterligare prishöjningar under de närmaste åren. Reserver och produktionskapacitet måste bedömas som tillräckliga för den planerade kärnkraftutbyggnaden, i varje fall fram till 1985. I den refererade EPRI-rapporten (1977) kommer man också till slutsatsen att uranutbudet på lång sikt är priselastiskt, dvs att prishöjningar åstadkommer relativt stora utbudsökningar.

Det förefaller inte finnas några långsiktsprognoiser för uranpriserna, byggda på ekonometriska eller liknande, kvantitativa metoder. Vi får därför nöja oss med att återge resultaten från några olika bedömningar, som nämns i 1977 års EPRI-rapport (priser per pund, i 1975 eller 1976 års dollarvärde). Sammanställningen illustrerar framför allt den fortfarande stora spridningen i framtidsförväntningarna.

1. Foster Associates: "Medium Price Projections".
Spotpriser: 1985: 47 dollar, år 2000: 74 dollar.
dollar.

2. Nuclear Energy Policy Study Group: perioden 1977-2000: 40 dollar.
3. Michael Davis (EEC): ≤ 40 dollar.
4. J.F. Davis (Rocky Mountain Energy) år 1985: 54-77 dollar.

Då det gäller prisförväntningarna inom branschen kan man också hämta viss information från priserna i de kontrakt för leveranser under 1980-talet, som slutits de senaste åren. Under 1976 och 1977 steg priserna i sådana långtidskontrakt till mer än 50 dollars per pund, dvs till en nivå 10-15 procent över spotpriserna. Det tyder på att man räknade med ytterligare prishöjningar, om än av måttlig storleksordning.

Summary

This report has been compiled as part of the research project: "Energy and Economic Structure - crises and structural adjustment in the Swedish energy system". The responsibility for this project, which is sponsored by the Energy Research and Development Commission, is shared between the Industrial Institute for Economic and Social Research (Bengt-Christer Ysander) and the Economic Research Institute at the Stockholm School of Economics (Karl-Göran Mäler).

This first report presents a survey and critical evaluation of the conclusion about future probable developments in the international energy markets that can be drawn from published studies. The research work was carried out, under separate contract, within the Energy Systems Research Group at the University of Stockholm.

1. THE PURPOSE OF THIS STUDY

The future development of demand, supply and prices for oil and other kinds of energy has been the object of many forecasts during the years after the "oil crisis". The questions asked and the methods used vary considerably between different studies, and the results are therefore difficult to compare and in some respects bewildering. This is also due to the fact that there is no consensus among those conducting the studies when it comes to such central assumptions as those concerning GNP growth in different countries or the price and income

elasticities of energy demand. And above all, the forecasts are complicated by the unusually high degree of uncertainty that seems to exist concerning the conditions for economic growth and stability during the next decade.

This report is an attempt to describe systematically methods and results in recent studies of international markets for primary energy. Its main aim is to provide an international background to a study concerning the consequences for the Swedish economy of possible future disturbances in energy supply. This connection to a "crisis study" of the Swedish economy has, among other things, determined our choice of time perspective - the discussion here deals only with the period 1980-2000. As far as possible our presentation of results has also been concentrated on those aspects of supply and price changes that we expect will be the most important to Sweden's energy system during the next 20 years.

The main part of our report contains a survey of market projections for each of the four dominating primary energy markets, i.e. the markets for crude oil, natural gas, coal and uranium. Our relatively short time perspective makes it unavoidable that the oil markets are given a large place in the study. The discussion concerning natural gas and steam coal has been concentrated on questions regarding transport conditions and the prospects for expansion of international trade. When it comes to the uranium markets we present some assessments of demand growth, reserves, capacity and long-term price changes.

2. METHODS AND DATA

Work on demand and supply forecasts for energy highlights a number of analytical and practical (data) problems, known from studies of other commodity markets. But it is difficult to point out any such problems that are specific to the energy field. The most characteristic feature may be the fact that a very large part of the commercial energy supply comes from exhaustible resources, a fact that complicates supply analysis, especially in those areas where the resource estimates are uncertain. Another complicating factor is the strong impact of government regulation in many energy markets. It is difficult to foresee the long-run effects of political and institutional conditions - e.g. in the US and Middle East - and this may well be the most serious weakness of the economic forecasts this report is based on.

In other FFE reports we have discussed analytical problems in demand and supply forecasts.¹ The presentation of such problems in this report is much less detailed.

One can speak of two main categories of international energy projections. One contains "official" forecasts, made within such international organizations as OECD, IEA and OPEC, or by groups such as the World Energy Conference (WEC). In this category one could also include projections presented by the Workshop on Alternative Energy Strategies (WAES) and by the international oil companies. The other category consists of "academic" market studies, published in research reports and scientific journals.

¹ FFE report No. 3 (Energy Demand Models for the Household Sector) and No. 12 (The Development in the International Oil Market).

Most of the "official" forecasts do not contain any formalized models tying demand and supply of energy to prices and other determining factors. Instead they often present very detailed scenarios concerning production and energy use as well as energy policy in different regions. Prices are treated as given and the results are presented in terms of "gaps" between demand and supply, which have to be closed in some way (usually through a mix of energy policy measures in oil importing countries). In most cases, however, the results are only used as a basis for a general discussion of the need for an ambitious energy policy.

Most "academic" market studies, on the other hand, work with models that include an equilibrating market mechanism. One assumes that the international prices of crude oil and other energy commodities are adapted over time in such a way that supply matches demand. In those cases where prices are fixed by a monopoly (e.g. the OPEC cartel) it is assumed that the sellers satisfy the demand that results from these prices. The results of the analysis are in the form of a price forecast and corresponding projected changes in production and use of the energy commodity in question.

In our opinion models of this latter type have considerable advantages, compared to the "gap models", as a basis for long run forecasts. Most important here is the specification in the market models of demand and supply functions, objective functions for dominating producers etc. But it should be emphasized that this extension of the analysis has to be "paid for" with simplifying assumptions in the form of aggregation over energy commodities and over regions, the simplest possible functional forms etc. In many respects the market

studies must be considered less realistic than "official" studies such as the WAES report. Results from the latter group of studies may therefore be valuable complements, when one wants to make practical use of the conclusions from market models.

In our survey of energy market models we also work with a number of other classification criteria. Only one of these criteria will be commented upon here, namely whether the study uses an equilibrium model or describes situations outside equilibrium. This aspect is important in our study as the central problem in the project concerns disturbances in the Swedish energy supply system in the form of sudden price changes or shortages (excess demand). High energy prices as such may be a less important problem to the Swedish economy in the eighties than abrupt and unforeseen fluctuations in energy supply and energy prices. We have therefore looked especially for studies where attempts have been made to deal with unanticipated price changes and disequilibrium market behavior, and we have tried to extend some existing market models in that direction. But it must be stressed at the outset that although there has been a substantial development of economic theories for disequilibrium market behavior in recent years, these theories seem very difficult to use for building empirical models for analysis of energy market problems.

3. SOME CONCLUSIONS FROM THE STUDY

Price projections for energy commodities such as crude oil, natural gas, coal or uranium should not be "determined" to any considerable extent by estimates of future production costs. After the price rises 1974-76 - fourfold for crude oil, sevenfold

for uranium - energy prices have reached levels many times higher than the marginal production costs for price leading sellers in the international markets. Such cost changes as can be foreseen on the basis of expected changes in factor prices and productivity, will therefore hardly have a noticeable impact on price formation.

Next one may ask whether we will meet, during the 20-year period under study, physical constraints concerning known reserves or attainable production capacity. This is a central question in those "gap analyses" that have been made, e.g. in the WAES-study and by the World Energy Conference. The results concerning the reserve and resource situation that we present in this report imply that shortages of that type will not directly influence the energy markets during the next two decades. Even such known reserves as are regarded profitable to use at today's energy prices provide considerable leeway in most cases.

If all additions to reserves ceased suddenly and the consumption of all kinds of energy increased by 4 % per year, the world's oil and gas reserves would be exhausted around the year 2000, the coal and uranium reserves some decades later. This scenario must be considered entirely unrealistic, how-

Table 1. Reserves related to yearly production

Energy commodity	Number of years' production at:	
	1976 production levels	4 % yearly productive growth
Crude oil	32	21
Natural gas	40	24
Coal	230	60
Uranium	130	45

ever. Additions to oil and gas reserves have in later years approximately kept pace with extraction, and the reserve/production ratio has been virtually unchanged. According to most forecasts that ratio will decrease if economic growth returns to a "more normal" level during the eighties, but considerable quantities of oil and gas with extraction costs far below today's price level will probably still exist at the turn of the century.

Uranium may be the first source of primary energy for which a further price rise will be necessary due to exhaustion of low-cost reserves. The reason for this is that the estimated production growth is considerably higher for uranium than for other kinds of energy, in spite of the fact that nuclear energy programs have been cut down sharply in many countries in recent years. But here as well as for oil, gas or coal there are no resource shortages in any real, physical sense. The estimated total resources are many times larger than the proven reserves.

Nor can production capacity for oil or other kinds of primary energy be regarded as a "bottleneck", limiting supply during the period in question. Even in the fastest growing sector (uranium) existing investment plans seem to be sufficient to cover demand through 1985. It is difficult to predict risks for rigidities in capacity expansion in the longer run - such problems, if they exist, must have to do with bad demand projections or with market imperfections, e.g. concerning the financing of investments.

One may conclude that it is unlikely that the energy markets will reach any "resource ceilings" or be exposed to drastically increased extraction

costs before the year 2000. That does not mean, however, that one can safely expect unproblematic production growth, free from increases in real energy prices. At least for oil and natural gas one should rather expect stagnating and possibly decreasing supply from low-cost sources, as the reserve-production ratio is brought down sufficiently. When this will happen is impossible to predict with reasonable certainty - the outcome will be influenced by economic growth, by the results of exploration activities in different regions, and by the leading producer countries' valuation of immediate versus future incomes from their oil or other energy resources.

Several of the WAES-study scenarios imply stagnating oil supply - and excess demand for primary energy at today's prices - already during the second half of the eighties. Similar predictions can be found in other energy studies, for example OECD's World Energy Outlook (1977). The cutback in energy demand during the long-lived recession after 1974 should, however, lead us to move that predicted situation at least a couple of years further into the future. It should be stressed, of course, that this does not preclude temporary shortages, due to political crises in leading producer countries. The impact in the oil markets of the 1978-79 crisis in Iran provides a striking example.

Uncertainty concerning future supply and prices of primary energy results to a considerable extent from the oligopolistic market structure (with or without explicit cartel agreement), which now rules on most of the markets. There has been a movement towards increased seller concentration,

and there is now also a high degree of government intervention which tends to strengthen the monopolistic character of the markets. An important effect of this market concentration and institutionalized structure are tendencies towards price rigidity. It gives protection to the new, higher prices of oil and uranium against the downward pressure that would be the result of today's excess capacity situation in a more "free" market. Considerable price decreases now seem unlikely, except in connection with very dramatic events, such as a cartel breakdown or a simultaneous cancellation of the nuclear investment programs in many countries. A consequence of "administered pricing" may also be that the expected long-run price rise of oil and other energy commodities will take place in large steps at long time intervals.

We will end this summary by presenting very briefly some conclusions reached in the four chapters of the report concerning the individual primary energy markets.

Crude oil: After the quadrupling of oil prices in 1974 the real price level was kept approximately constant for three years. Real prices fell somewhat in 1978 but after the rapid increases in the last six months they are now 20 - 30 percent above the 1974 level. Most projections prior to that event indicated only minor price changes through 1985. In "gap studies" as well as in "academic" studies of cartel pricing a usual prediction has been that a considerable upward pressure on oil prices will

exist around 1990. The analytical tools that have been used do not generally make it possible to describe changes over time in such a way that risks for instability and abrupt price changes can be specified. Exceptions from this rule are some models worked out by Gately et al. More developed versions of such models should constitute part of the basis for the construction of scenarios concerning crises initiated in the oil market.

Natural gas: The competitive position of this energy source has been notably strengthened in recent years, especially in Western Europe. The gas supply from the Netherlands, which has dominated this market, will soon diminish, but at the same time the inflow from the British and Norwegian sectors of the North Sea increases. Countries in the Middle East and North Africa will also soon expand their gas supply, if transportation and other gas handling problems can be solved. Only a minor part of the natural gas extracted in connection with oil production in those areas now reaches the market. Large quantities are reinjected or flared at the oil wells. Demand for LNG will increase strongly, especially from the US market. Serious adaptation problems may arise in the US if they do not succeed (through changes in price policy) in reducing

demand for natural gas and/or stimulating indigenous production. LNG imports from South East Asia and other areas may facilitate this adaptation process, but that implies considerable cost increases.

Coal:

Vast reserves and the existence of simple techniques - e.g. for electricity and hot water production - makes coal the most probable large-scale substitute for oil and natural gas in a "medium-term" perspective (20 - 40 years or so). But there are difficult problems left, especially concerning transport systems, working conditions and environmental impacts. High costs for transportation, handling and storage facilities as well as for other types of infra-structure may mean that coal will become an important substitute for oil and gas only in countries with access to coal reserves and for a few large scale importers (like Japan). Coal resources and coal production are concentrated in a small number of countries, with a dominance for the United States, the Soviet Union and China. In the US a very strong expansion, such as a five-fold increase 1975-2000, is considered economically feasible even with a price increase of only a few percent (Energy Modeling Forum 1978). That judgement, however, is based entirely on "purely economic" cost calculations.

It must be considered very uncertain, whether institutional and political conditions do in fact make possible an expansion of that size. The development to date of the US coal production and investments after the price rise in the mid seventies does not give support to assumptions of high supply elasticities. Projections for world production and world trade in steam coal have been published by the World Energy Conference. The most realistic alternative (in our opinion) in that report implies a trebling of production in twenty years. The share of coal in world supply would then increase from 25 to 35 percent, and around 40 percent of world production would be available for international trade. Whether or not such an increase will in fact occur depends probably to a large extent on demand conditions, in particular on the possibilities to limit at reasonable cost the environmental effects of coal use.

Uranium: A period characterized by excess supply and depressed prices during the first years of the non-military market for uranium was followed in 1974-76 by dramatic price increases for uranium concentrate (U_3O_8). The oil-price boom undoubtedly played an important role in initiating this development, but also changes in government policies concern-

ing uranium (e.g. in the United States and Australia) affected the market. During the sixties many observers predicted that the reserves of ore with a high uranium content and low extraction costs would be exhausted rather soon. Cutbacks and postponement in many countries' nuclear power programs have changed those expectations, however. According to the demand projections and reserve estimates now available it will be possible to satisfy current demand at least until the mid-nineties without increasing production costs above today's price level for uranium concentrate. With the concentrated market structure - including far reaching government intervention - that rules in the uranium market, one has to expect a high degree of price rigidity. The reserve and capacity situation does not lead us to expect further increases in real uranium prices, at least until some years beyond 1985.

Litteratur

- Annual Review of Energy 1976*. San Fransisco 1976
- Björk, O.: *Utvecklingen på den internationella olje-
marknaden*. FFE-rapport nr 12. Stockholm
1976
- British Petroleum Company: *LNG the next ten years*.
London 1976
- Eckbo, P.L.: *The Future of World Oil*. Cambridge Mass.
1976
- Energy Modeling Forum (Stanford University): *Coal in
Transition 1980-2000*. Stanford Calif. 1978
- ENI: *Energia ed idrocarburi. Sommario statistico
1955-1975*. Rom 1976
- EPRI: *Uranium Price Formation*. Rapport från Charles
Eivers Associates. Cambridge Mass. 1977
- EPRI: *Foreign Uranium Supply*. Rapport från NUS
Corporation. Rockville Maryland 1978
- Exxon Corporation: *World Energy Outlook*. New York 1977
- Faridany, E.: *LNG-marine Operations and Market Prospects
for Liquefied Natural gas 1972-1990*.
London 1972
- FEA: *National Energy Outlook 1976*. Washington DC 1976
- Franssen, H.T.: *Project Interdependence US and World
Energy Outlook through 1990*. Washington DC
1977
- Gasunie: *West European Natural Gas Consumption and
Supply*. 1978
- Gately, D.: *The Possibility of Major, Abrupt Increases
in World Oil Prices by 1990*. Brookhaven
National Laboratory, 1977

- Gately, D. och Kyle, J.F. (i samarbete med Fischer, D.):
Strategies for OPEC:s pricing decisions.
European Economic Review, November 1977
- Houthakker, H.: *The World Price of Oil*. A medium term
analysis. Washington DC 1976
- Houthakker, H.: Supply, Demand and the Price of Oil.
I Michell (ed) *Dialogue on World Oil*.
Washington DC 1976
- Inglis, K.A.D. (ed): *Energy from Surplus to Scarcity*.
London 1977
- Ion, D.C.: *The Availability of World Energy Resources*.
London 1975
- Jorgensen, D.W. (ed): *Econometric Studies of US Ener-
gy Policy*. Amsterdam 1976
- Kennedy, M.: An Econometric Model of the World Oil
Market. *Bell Journal of Economics and
Management Science*. 1974
- Levy, W.J.: *Saudi Arabia's Approaching Choice*. Zug
1976
- Linden, H. och Parent, J.: *A Survey of United States
and Total World Production, Proved Reserves
and Remaining Recoverable Resources of
Fossile Fuels and Uranium as of December 31
1975*. Chicago 1977
- Lorie, J.H. och Godie, C.S.: *Economic Analysis of
Uranium Prices*. (Rapport till Westing-
house Electric Corporation) 1975
- Moody, J.D.: Petroleum Resources. How much oil and
where?. *Technology Review*. Mars-april 1979.
- Mårtensson, M.: *Ekonomisk analys av uranmarknadens
historiska utveckling*. AB Atomenergi.
Studsвик 1977
- OECD: *Oil. Present Status and Future Prospects*. Paris
1973

- OECD: *Energy Prospects to 1985*. Paris 1974
- OECD: *Uranium. Resources, Production and Demand*.
(Rapport tillsammans med International Atomic Energy Agency). Paris 1975 och 1977
- OECD: *World Energy Outlook*. Paris 1977
- Peebles, M.W.H.: World LNG trade. Present status and long term prospects, i *Anep: European Petroleum Yearbook 1977*. Hamburg 1977
- SPK: *Oljemarknaden och OPEC*. Stockholm 1977
- Statens Industriverk: *Den internationella bränslemarknaden och Sverige*. En kommentar till OPEC:s studie World Energy Outlook. SIND PM 1977:8
- Statistical Office of the European Communities: *Energy Statistics Yearbook 1970-75*. Luxembourg 1976
- Steen, P.: *Om oljeförsörjningen*. Sekretariatet för framtidsstudier. Stockholm 1977
- Steen, P. och Johansson, T.B.: *Om kärnbränslecykeln*. Sekretariatet för framtidsstudier. Stockholm 1976
- United States Central Intelligence Agency (CIA): *The International Energy Situation. Outlook to 1985*. Washington DC 1977
- Workshop on Alternative Energy Strategies (WAES): *Energy: Global Prospects 1985-2000*. New York 1977
- World Energy Conference (WEC): *World Energy Resources 1985-2020*. Guildford 1978

Tidskrifter o dyl

- Coal Week 1977-1978
- Noroil April 1978
- Oljemarknaden (SPK) 1977-1978
- OPEC Review Vol II, 1978
- Petroleum Economist 1976-1978
- Petroleum Intelligence Weekly 1978
- Shellfakta nr 19, 45 och 52
- Teknisk Tidskrift 1977, nr 7 och 11

Utgivna publikationer

Fullständig förteckning över utgivna skrifter kan erhållas på begäran.

Publikationer på engelska 1979

A Look at Capacity Utilization in Swedish Industry. Jim W. Albrecht. Booklet No. 95. 13 pp.

1978

The Interaction of Migration, Income, and Employment in Sweden. Åke Dahlberg and Bertil Holmlund. Booklet No. 93. 8 pp.

The Importance of Technology and the Permanence of Structure in Industrial Growth. (Eds G. Eliasson, B. Carlsson, I. Nadiri). IUI Conference Reports 1978:2. 237 pp.

A Micro-to-Macro Model of the Swedish Economy (ed G. Eliasson). IUI Conference Reports 1978:1. 240 pp.

Publikationer på svenska 1979

Internationella Energimarknader. Prognosmetoder och framtidsbedömningar. Alf Carling, Olle Björk, Sten Kjellman. 160 s.

Att välja 80-tal. IUI:s långtidsbedömning 1979. G. Eliasson, B. Carlsson, B.-C. Ysander m. fl. 393 s.

Fem avgiftsargument. Några principiella synpunkter på finansieringsalternativ för den offentliga sektorn. Bengt-Christer Ysander. Småtryck nr 98. 40 s.

Om kvantitativa makromodellers roll i skatteforskningen. Göran Normann. Småtryck nr 97. 31 s.

Våra skatter 1950–2000. – Ett långsiktigt perspektiv på offentliga finansieringsproblem och skatteforskningsuppgifter. Bengt-Christer Ysander. Småtryck nr 96. 41 s.

Om behovet av en allmän produktionsfaktorskatt. Göran Normann. Småtryck nr 94. 10 s.

Teletjänster – priser och investeringar. En samhällsekonomisk studie. Tomas Pousette. 172 s.

Teknik och industristruktur – 70-talets ekonomiska kris i historisk belysning. Bo Carlsson m fl. IUI, IVA. 194 s.

Internationella energimarknader

Prognosmetoder och framtidsbedömningar

Hur sårbar är den svenska ekonomin för framtida störningar i energiförsörjningen? Det är en av huvudfrågorna i forskningsprojektet "Energi och ekonomisk struktur - kris och strukturanpassning i svensk energihushållning". Föreliggande skrift är den första i en serie rapporter från detta forskningsprojekt.

Utvecklingen de närmaste årtiondena av efterfrågan, utbud och priser på olika energislag har varit föremål för många prognosförsök under åren efter "oljekrisen". Frågeställning och analysmetoder skiljer sig avsevärt mellan de olika studierna. Resultaten är därför svåröverskådliga och delvis förvirrande.

Avsikten med denna rapport är inte att åstadkomma ännu en prognos. Det rör sig i stället om ett försök till systematisk beskrivning av de metoder som använts och de resultat som framkommit i de senaste årens undersökningar på området.

Större delen av rapporten ägnas åt en genomgång av prognoser för var och en av de fyra stora primärenergimarknaderna, dvs marknaderna för råolja, naturgas, kol och uran. Inriktningen på svensk energiförsörjning och det tämligen korta tidsperspektivet fram till år 2000 gör det ofrånkomligt att marknaderna för råolja och oljeprodukter ges jämförelsevis stort utrymme. Diskussionen rörande naturgas och energikol har av samma skäl inriktats på transportbetingelserna och försättningarna för ökad internationell handel. Då det gäller uranmarknaden redogör vi för olika bedömningar av efterfrågeutveckling, reserver, kapacitetsutbyggnad och långsiktig prisutveckling.

Almqvist & Wiksell International, Stockholm
i distribution

ISBN 91-7204-105-6