

OLJA – TILLGÅNG OCH PRISUTVECKLING

Sammanfattning

1900-talet var oljans århundrade. Av de cirka 80 procent av världens energianvändning som bygger på fossila bränslen svarar oljeprodukter i dag för drygt hälften. Oljeberoendet är störst inom transportsektorn. Höga oljepriser eller störningar som minskar tillgången dämpar takten i världens ekonomiska utveckling.

De senaste åren markerade en övergång från en nära trettioårig period med ständig överkapacitet i råoljeledet till knappare balans mellan tillgång och efterfrågan. Fortsatt ekonomisk tillväxt blir mer än hittills beroende av att kapaciteten för råoljaproduktion ökar i takt med efterfrågan. Ekonomiska modeller med traditionell uppräknings av oljebehoven i takt med ekonomisk tillväxt visar på växande framtida oljebehov under lång tid framåt. De största möjligheterna att öka produktionen av råolja – så snabbt och kraftigt som förefaller att behövas – finns i centrala Mellanöstern. Världsmarknaden är därför beroende av investeringar som ökar kapaciteten och leder till långsiktigt ökade export av råolja från Mellanöstern. Marknaden blir samtidigt mer känslig för störningar.

På den svenska marknaden har Nordsjöländerna, med Norge i spetsen, länge stått för största delen av råolja-försörjningen till raffinaderierna i Sverige och närområdet. Detta kommer att ändras redan under de närmaste åren genom att råolja-produktionen i hela Nordsjöområdet börjar minska. Förändringen leder till ett ökande beroende av import av råolja från andra områden. Kvaliteten och säkerheten blir därmed sämre, och den internationella bilden med större beroende av Mellanösterns utveckling kommer att gälla även här.

Energiframsyn täcker in den tid då världen kommer att tvingas inleda en omställning till minskande tillgång på oljeprodukter som tillverkas av konventionella råolja. Det blir ett energihistoriskt trendbrott med stora konsekvenser. Under mer än hundra år har tendensen varit ständigt ökande oljeanvändning. Redan under de två första decennierna av den tidshorisont som *Energiframsyn* ska överblicka måste man räkna med ökande risker för tidvis knapphet, höga oljepriser och att allvarliga störningar kan inträffa. Mönstret markerar att det brådskar med åtgärder som minskar oljeberoendet.

Denna rapport har skrivits av Gunnar Agfors med kommentarer av Marian Radetzki. Författarna är ansvariga för innehållet. Den kommentar av norska oljedirektoratets chef Gunnar Berge, som finns i rapporten "Gas och kol – tillgång och prisutveckling" är av intresse även i oljesammanhang.

Gunnar Agfors, seniorkonsult i olje- och naturgasfrågor, ledamot IVA avd. IV och verksam i ledande befattningar inom svensk petrokemi- och oljeindustri sedan 1960-talet. Hans verksamhet de senaste tjugo åren har främst gällt utbyggnad av nya fyndigheter för produktion av olja och naturgas i Nordsjön, varav de senaste åren före pensioneringen för den finska Neste-koncernen.

Marian Radetzki, professor i nationalekonomi, Luleå tekniska universitet, forskare vid SNS, Studieförbundet Näringsliv och Samhälle.

Oljans väg

Grunden för oljebranschen, som är världens största energisektor är *råolja*produktion. Råoljorna som hämtas upp ur jordskorpan måste transporteras till *raffinaderier* för att omarbetas till produkter som bensin, dieselolja, flygfotogen eller eldningsolja som når slutanvändarna via depåer och försäljningsställen för *distribution*. Priser och flöden på världsmarknaden för råolja, halvfabrikat och slutprodukter styrs till stor del över en internationell ”oljebörs”.

I stort sett alla fynd av råolja har olika kvalitet. Denna översikt behandlar främst *konventionella råolja*. Mera tjockflytande råolja brukar kallas *okonventionella*. De innehåller som regel mer föroreningar som svavel och tungmetaller än konventionella råolja.

Råolja produktionen har länge styrts mot produktion av konventionella råolja som ger bäst utbyte av bensin och andra värdefulla produkter i äldre raffinaderier. Moderna raffinaderiprocesser kan omvandla även okonventionella råolja till högvärdiga slutprodukter, men detta kräver ombyggnader av raffinaderierna och höjer deras energi- och råvaruförbrukning så att kostnaderna stiger. Specialtyper som asfaltolja i Venezuela och tjärsanden i Kanada kräver särskild utrustning för utvinning, transport och raffinering ställer så stora krav på investeringar och att de endast långsamt får större betydelse.

Tidsramen för IVAs *Energiframsyn* gör att denna översikt koncentreras på konventionella råoljetyper som avgör oljemarknadens utveckling inom de två närmaste decennierna och ger de viktigaste förutsättningarna i tidsperspektivet 50 år.

Sverige och Nordsjöområdet

Oljeförsörjningen bygger på import

Sverige saknar egna oljetillgångar¹. Fram till 80-talet byggde det svenska energisystemet till över 75 procent på oljeprodukter. Största delen av Sveriges import var eldningsolja. Importen stördes och prisläget var högt när stora delar av världens oljetillgångar nationaliserades på 70-talet – därefter följde perioder av krig i några av Mellanösterns större oljeländer. Läget då visade tydligt att oljeförsörjningen är en sårbar del av energisystemet.

Marknadsmönstret

Efter folkomröstningen om kärnkraften 1980 startades sex kärnkraftreaktorer som gav utrymme för ökad eluppvärmning i industrin och bostadssektorn. Importen av råolja och oljeprodukter sjönk från 29,4 miljoner ton 1979 till 13,9 miljoner ton under 1984. Nästan hela minskningen gällde eldningsolja. Sedan dess dominerar bensin, diesel och flygfotogen och står för största delen av ökningen till nivån ca 15,5 miljoner ton år 2000. Kapaciteten i de svenska raffinaderierna är större än behovet på den lokala marknaden, och nettoexporten av oljeprodukter är därför drygt 5 miljoner ton per år. Oljeprodukter är den största posten i energibalansen med 195 TWh vilket motsvarade 33 procent av hela energianvändningen under år 2000.²

Nordsjöländerna har gett "närförsörjning".

Nordsjöregionen har blivit största leveransområde för råolja till raffinaderierna i Sverige och grannländerna. Hög kvalitet, korta transporter och stabilitet i området har gett gynnsamma förutsättningar för oljeförsörjningen. Under år 2000 kom 65 procent av råoljeimporten från Nordsjöländerna. Nära hälften av hela råoljeimporten, 47 procent, var norsk råolja

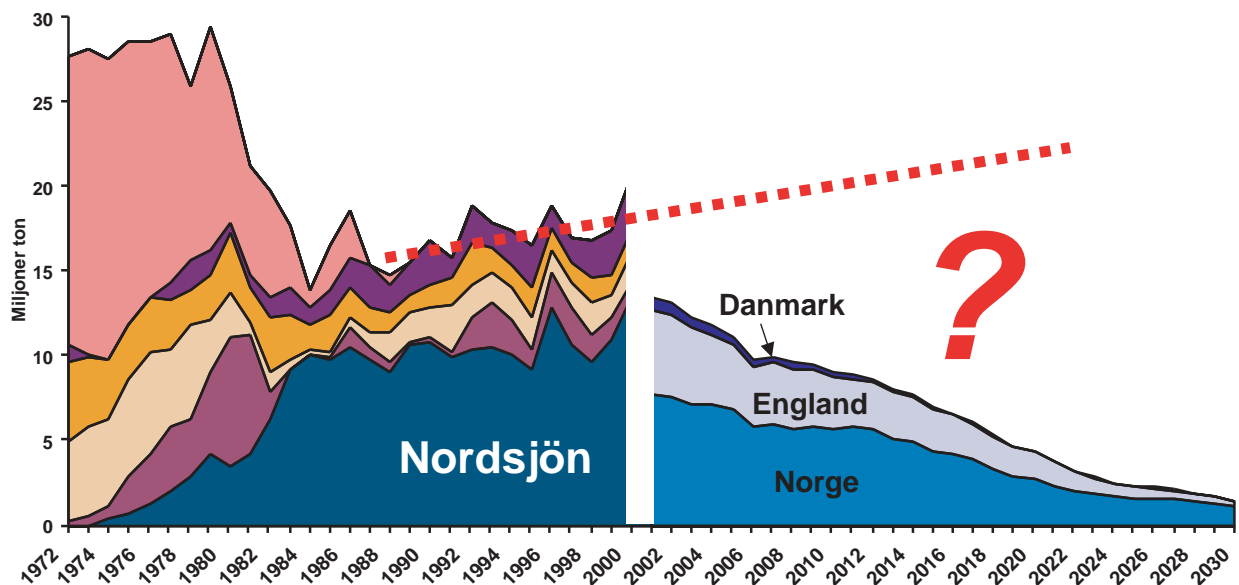


Fig.1 Sveriges oljeförsörjning 1972-2000 och prognos till 2030

¹ OPAB – Svensk Oljeprospektering AB – undersökte på 70- och 80-talet alla svenska sedimentära områden OPAB:s Drygt 350 borrhningar varav sjuttion till havs i Öresund och Östersjön visade att det inte finns några utsikter till svensk oljeproduktion.

² Se *Energiläget 2001*, från Energimyndigheten: www.stem.se

En ny fas står för dörren: Nordsjöländernas produktion av råolja vänder från ökning till minskning före 2010. Storbritannien och Danmark har båda en längre tid haft större råoljeproduktion än inhemsk oljeanvändning men blir tvungna att bli nettoköpare av råoljor inom de närmaste tio åren. Norge är en av världsmarknadens tre största nettoexportörer av råoljor. Även norsk råoljeproduktion vänder till minskade årliga uttag inom de närmaste fem åren. Samtidigt ökar intresset från andra områden för köp av nordsjöoljor. Både EU och USA har nyligen infört skärpta miljökrav på oljeprodukter och de höga kvaliteterna på nordsjöoljorna passar bra för raffinaderier där man vill skjuta på investeringarna för ny reningsutrustning.

För den svenska marknaden betyder detta dels att råoljan måste hämtas från länder på större avstånd, dels att råoljekvaliteterna blir sämre. Raffinaderierna tvingas då till investeringar för att kunna behålla hög kvalitet på slutprodukterna.

Läget i Nordsjöländerna

Under de senaste tjugofem åren har Nordsjöländerna ständigt ökat produktionen av råoljor. De största fynden gjordes tidigt, men de senaste femton åren har tillskotten av nya oljefynd dock blivit allt mindre. Åren omkring 2005 kommer den årliga produktionen att ha nått sin högsta möjliga nivå. Produktionen faller sedan relativt snabbt, trots att en stor del av råoljereserverna även då kommer att återstå.

Mönstret är typiskt för all råoljeproduktion. Försöker man driva på uttagen när tecknen på uttömning börjar visa sig, förlorar man inom kort både kapacitet för löpande uttag och minskar den totala mängden som kan produceras under fyndighetens livslängd.

Omslaget till minskande produktion blir definitivt och ger relativt snabbt fallande årliga uttag i Storbritannien och Danmark, medan Norges stora kontinentalsockel ger bättre förutsättningar för att behålla en långsiktig export av både råoljor och naturgas.

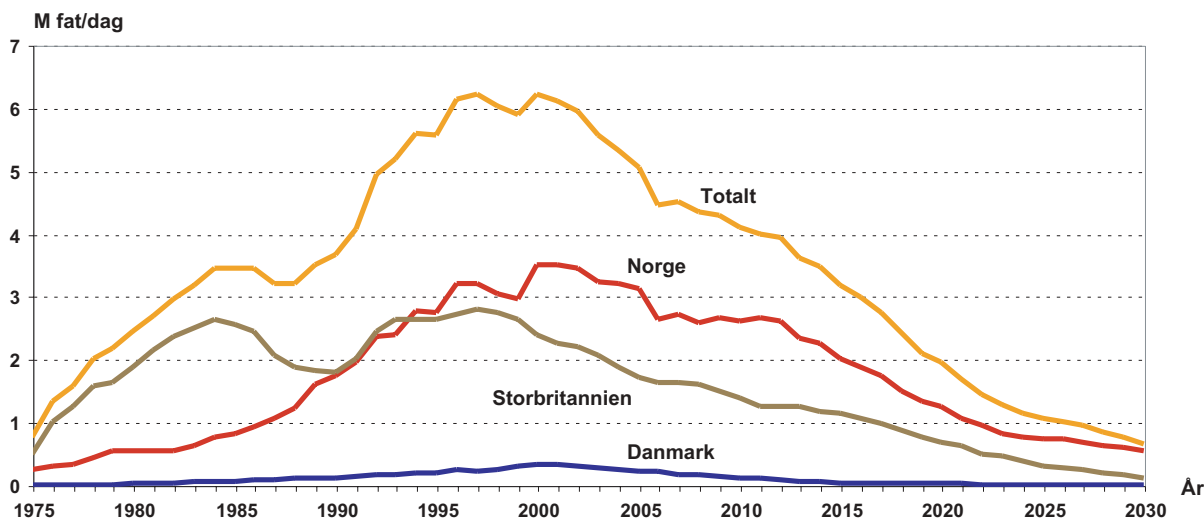


BILD Fig. 2 Nordsjöområdets råoljeproduktion Källor: Data (1998/99) Olje- og Energidepartementet, Norge. Danska Energistyrelsen, Danmark: Dept. of Energy and Trade, samt UKOOA (UK Offshore Operators Association) Storbritannien.

Uppföljning och offentlig rapportering från Nordsjöländerna är omfattande och prognoserna har stämt allt bättre i takt med att verksamheten mognat. Omslaget till minskande oljeproduktion som nu aviseras av myndigheterna i Nordsjöländerna kommer att ändra förutsättningarna för oljeimporten till den svenska marknaden under den tidsperiod som projektet ”Energiframsyn” ska överblicka.

Bättre arbetsmetoder och utrustning

Nordsjöländerna har varit ledande i den tekniska utvecklingen av utrustning och arbetsmetoder för olje- och naturgasutvinning. Resultaten är världens hittills snabbaste uppbyggnad³ av en helt ny region för råolja- och naturgasproduktion. Särskilt det senaste årtiondet har visat goda exempel på bättre resursutnyttjande med hjälp av ny teknik i alla led av verksamheten. Hur mycket av råoljan som man kan producera jämfört med den totala mängden som från början fanns i fynden kallas *utvinningsgrad*. Internationell praxis var för bara något årtionde sedan en utvinningsgrad på 20–40 procent. Målet på norsk sockel sattes tidigt till att genomsnittet för samtliga fält ska nå över 50 procent. Utsikterna att nå så högt har minskat de senaste åren. Kapaciteten avtar något snabbare än väntat i de stora fyndigheter som svarat för den största delen av råoljan hittills. Det är också tveksamt om de investeringar som krävs för att nå alla tekniskt möjliga förbättringar kommer att genomföras i tid. Både de redan säkrade resultaten och fortsatta förbättringar är inräknade i Nordsjöländernas aktuella prognoser. Höjningarna under de senaste tio åren genom användning av ny teknik blir cirka 10 procent för de tio största fälten i Norge, som alla var startade före 1991. För de mindre fynd. som tillkommit senare har man redan räknat med de nya arbetsmetoderna och höjningarna i efterhand blir därför allt mindre.

Mönstret för offshoreproduktion är globalt

Största tillskotten till världens samlade råoljaproduktion har de senaste årtiondena kommit från offshoreproduktion. Nordsjöländernas utveckling visar ett mönster som också gäller för andra offshoreområden. Kapaciteten för de högsta möjliga uttagen avgörs redan vid planeringen av plattformar och annan utrustning och kan sällan höjas markant sedan fälten satts i drift. Starka ekonomiska skäl finns att behålla kapaciteten så länge som möjligt och förkorta perioden med minskande produktion i den avslutande fasen då fälten slutligen töms

Utvecklingen på sikt: från råolja till naturgas

Prognoserna från Nordsjöländerna baseras på noggrann uppföljning av alla led i verksamheten. Mönstret styrs av att de påvisade oljefynd som ännu inte byggts ut är relativt små.

I Storbritannien och Danmark finns få områden kvar som inte redan är grundligt undersökta. Norge har stora nordliga områden kvar att undersöka, inte minst i Barentshavsregionen. I Norge har man länge markerat att verksamheten i oljesektorn nått ett moget stadium och förberett omställningen från oljeexport till naturgasexport som huvudsaklig långsiktig intäktskälla.

I Sverige får oljeförsörjningen anpassas till att säker och närbelägen oljeförsörjning från grannländerna går mot mindre tillgång och ökande konkurrens. Storbritannien och Danmark blir nettoköpare i stället för nettoexportörer av råolja inom de närmaste tio åren. Hur det ser ut i resten av oljevärlden blir alltså allt viktigare för svensk energiförsörjning.

³ *Oil & Gas Journal*, 27 aug, 2001, sidan 58

Världens oljemarknad

Strukturfrågor

De största oljeländerna i världen, t ex Iran, Saudiarabien Kuwait och andra länder i Mellanöstern, Afrika och Sydamerika ändrade strukturen i hela oljebranschen då de på 1970-talet nationaliserade sin oljesektor. De senaste årtiondena har råoljeproduktionen framför allt byggts ut i länder som inte berördes av nationaliseringarna t ex i Nordsjöområdet, eller där man tillåtit internationella företag att medverka i verksamheten under olika former av avtal t ex i Venezuela, Mexico, Angola och Nigeria. En stor del av den nyare råoljekapaciteten i världen kommer från offshorefynd. Den kommer dock att nå ett stadium med omslag till minskande produktion inom de närmaste decennierna. Beroendet av Mellanösterns stora återstående oljetillgångar ökar därför starkt.

I Mellanöstern dominerar sedan länge kända, mycket stora "onshorefynd" som tenderar att produceras i lägre takt och över längre tid än det mönster som gäller i offshoresektorn.

Användningsmönstret

Starten för att producera råolja som energiråvara i större skala kom för cirka 150 år sedan på flera håll i världen. Bilindustrins och flygets utveckling gjorde 1900-talet till "oljans århundrade". Lätthanterade och koncentrerade oljeprodukter är en förutsättning för dagens transportindustri där bilar, flygplan och fartyg använder ökande volymer oljeprodukter som motorbränsle. Oljeprodukter kan också användas som råvara för att producera elektrisk kraft, värme, plaster, kemiprodukter, läkemedel samt för många andra ändamål. Vad som händer på oljemarknaden påverkar världsekonomin.

Oljan är en maktfaktor

Vägen till oljans dominans som energiråvara har varit rik på växlingar. Råoljor och oljeprodukter är den största varugruppen i internationell handel och som transporterad volym över världshaven. Oljeindustrin är också en av världens största industrisektorer. Kontroll över råoljeresurser är en maktfaktor som gör att "geopolitik" påverkar mycket av de internationella händelserna

Oljeförbrukningen har de senaste årtiondena ökat snabbast i de nya industriländerna i Fjärran Östern, Kina och Stilla havsområdet. Även i de oljeproducerande länderna i Mellanöstern ökar efterfrågan snabbare än i västvärlden. Oljeanvändningen ökar också markant i utvecklingsländerna, men deras ekonomiska tillväxt bromsas tydligt upp av stigande oljepriser. Flöden av råoljor och oljeprodukter som transporteras mellan råoljexportländerna i Mellanöstern och användarländer i väst och Asien växer i takt med ökande oljeanvändning.

OPEC och non-OPEC

60 procent av all råolja produceras i *non-OPEC-länder*. Här återfinns västländer som USA, Kanada, Norge, Storbritannien och Danmark. I gruppen ingår även t ex Ryssland, Mexiko och länder i Sydamerika och Afrika. Största ökningen i denna grupp har de senaste decennierna kommit från offshorefyndigheter.⁴ Alla non-OPEC-länder använder normalt hela sin kapacitet för råoljeproduktion fullt ut. Kostnaderna för investeringar och drift där är i genomsnitt betydligt högre än i OPEC-länderna. Non-OPEC-länderna har nu mindre möjligheter och betydlig högre kostnader för att öka produktionsnivån än de största länderna inom OPEC.

⁴ 25–30 procent av all non-OPEC-produktion fram till 1995, och ca 80 procent av tillkommande kapacitet från 1995 till år 2000 kom från offshorefält enligt IEAs *Global Offshore Prospects to 2000*; ISBN 92-64-14886-8

Största delen av nettoexporten kommer från OPEC-länderna

40 procent av råoljan produceras av *OPEC* – en organisation för samarbete mellan elva oljeexporterande länder: Algeriet, Indonesien, Iran, Irak, Kuwait, Libyen, Nigeria, Qatar, Saudiarabien, Förenade Arabemiraten och Venezuela. Huvuddelen av råoljan från OPEC-gruppen kommer från länderna kring Persiska viken. OPEC-länderna svarar för över 75 procent av världsmarknadens nettoexport, den del av hela marknaden som går till länder med större oljebehov än de kan möta med inhemsk produktion.

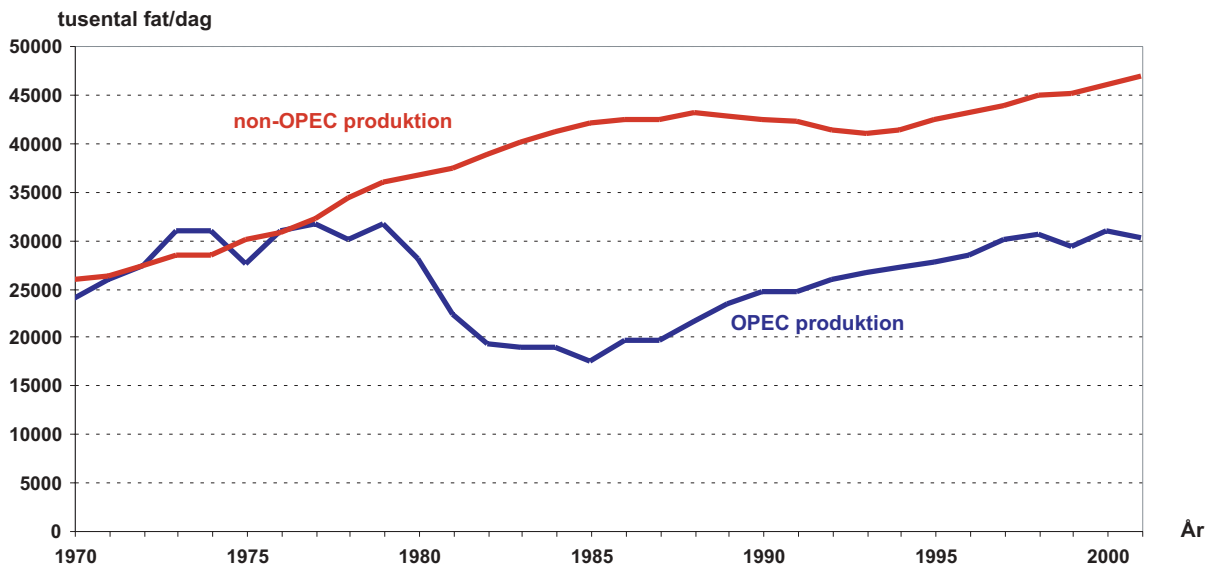


Fig.3 Oljemarknadens två största aktörer: OPEC och non-OPEC. (Källa: EIA)

Marknadsmönstret

OPEC-ländernas marknadsandel minskade kraftigt vid den långvariga konjunktur nedgången på 1980-talet. Efter nationaliseringarna på 1970-talet har OPEC agerat som världsmarknadens buffert, *swing producer*. Regleringen har skötts med ett kvotssystem. OPECs styrande organ har med växlande framgång försökt hålla uppe prisnivån genom att få medlemsländerna att inte utnyttja hela sin kapacitet för råoljaproduktion.

Världens stigande oljebehov har därför de senaste tjugo åren till största delen kunnat mötas genom att gradvis öka uttagen från den redan utbyggda, ”instängda”, kapacitet för råoljaproduktion som fanns i OPEC-länderna efter deras förlust av marknadsandelar på 1980-talet. Den växande exporten från Mellanöstern har de senaste drygt femton åren gått främst till USA och Asien med Västeuropa på tredje plats.

OPECs utveckling

OPEC-ländernas agerande ledde från mitten på 1970-talet till en så hög prisnivå på oljemarknaden att den gav ekonomiska förutsättningar för en lönsam utbyggnad av de då nyligen gjorda fynden i Nordsjön och Alaska. Den högre prisnivån ledde också till att produktionen forcerades i Sovjetunionen, men – som det senare skulle visa sig – till priset av en snabb förlust av framtida kapacitet. Under de senaste femton åren har OPEC-ländernas marknadsandel ökat. Den överkapacitet de behövt hålla tillbaka med kvotssystemet har blivit allt mindre. Effekterna har blivit

att hela oljemarknadens flexibilitet har minskat, vilket legat bakom de senaste årens höjda oljepriser,

Oljebörsen blev centrum för oljemarknaden

Marknaderna för oljeprodukter är sammankopplade i en öppen, internationell "oljebörs", som hanterar en stor del av prisbildningen mellan köpare och säljare av råolja och oljeprodukter. Den skapades på 1980-talet för att lösa problemen efter 70-talets nationaliseringar. Även de största internationella oljebolagen måste sedan de förlorat en stor del av sin råoljaproduktion genom nationaliseringarna köpa en stor del av sin råolja från oljeländerna. Pris och fysiska flöden av oljeprodukter på världsmarknaden dirigeras därför till stor del av oljebörsens öppna information om priser, lagersituation och andra uppgifter som kan påverka marknadsläget.

Oljemarknaden liknar andra internationella råvaru- och finansmarknader. Huvuddelen av marknaden omfattar terminsnoteringar och optionskontrakt. Volymen i denna "pappersmarknad" är flera gånger större än de fysiska leveranserna av råolja och produkter.

Noteringarna domineras av kontrakt för omedelbara leveranser eller med någon månads giltighet. Priserna påverkas av händelser och bedömningar av den närmaste tidens utbud och efterfrågan. Stora och snabba prissvängningar är vanliga. Kapacitetsfrågor, produktionskostnader, minskande reserver eller andra långsiktiga frågor får ingen inverkan förrän de påverkar den löpande utvecklingen.

OPECs kvotsystem i centrum

OPEC-gruppens roll som buffert på oljemarknaden fick fastare form när oljepriserna föll ned mot USD 10 per fat 1985–86.

Intäkterna från oljeexporten är statsbudgetens största inkomstpост i OPEC-länderna. Kvotsystemet bygger på att OPEC sätter en övre gräns för hur mycket råolja medlemsländerna totalt bedöms kunna sälja utan att pressa ner oljepriserna. Den inbördes fördelningen mellan medlemsländerna styrs av *kvoter*, dvs hur stor andel av hela OPEC-gruppens produktion ett visst land bör få producera. Kvoternas storlek avgjordes i sin tur av hur stora reserver de olika länderna uppgav sig ha då systemet infördes. Riktmärket för priset valdes så att inkomsterna från oljeexporten borde kunna ge OPEC-länderna ekonomisk stabilitet. Under lång tid var målet att råoljapriserna på världsmarknaden borde ligga på USD 18 per fat för en "korg" av olika OPEC-råolja.

US\$ / fat (Nominellt värde)

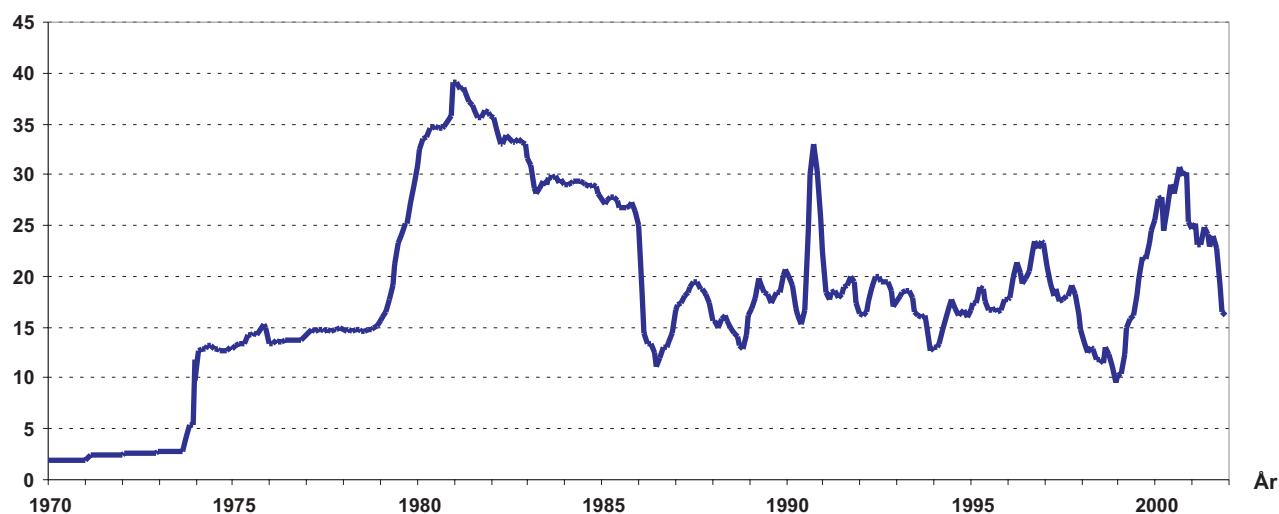


Fig.4 FOB Priserna i USD för OPECs råolja, 1970 till 2000. (Källa: EIA)

Brist på kvotdisciplin blev OPECs ständiga problem 1986–1999

OPECs ständiga problem var att de i förväg fastställda volymerna man försökt fastställa för hela OPEC-gruppens produktion inte stämde överens med marknadens efterfrågan. Medlemsländerna överskred också mer eller mindre ständigt sina tilldelade kvotandelar för att försöka nå tillräckliga intäkter.

Vad som låg bakom prispressen från 80-talets mitt fram till mars 1999 var därför inte bara konkurrens mellan två enhetliga marknadsblock, OPEC och non-OPEC, utan väl så mycket de olika aktörernas inbördes konkurrens.

Bättre balans mellan marknadens efterfrågan och tillgången på fungerande råoljekapacitet har de senaste åren skapat nya förutsättningar för OPEC-länderna. Från våren 1999 visade de sig kunna styra prisnivån på världsmarknaden genom mindre justeringar av sin produktion.

Kvotsystemet 1997–2001

Prisfallen 1997–1998 ned mot USD 10 per fat ledde till akuta ekonomiska och politiska problem inom både OPEC-länderna och andra större exportländer som Mexiko och Ryssland.

Under de föregående drygt tio åren hade OPEC-länderna tvingats till ökande internationell upplåning för att täcka sina löpande statliga utgifter. Att oljeintäkterna minskade då oljepriserna föll utlöste krav på nedskärningar av utgifter till försvar, investeringar i infrastruktur – och inte minst – av sociala åtaganden. Behoven av nedskärningar 1997–1998 gällde i de större exportländerna 30–40 procent av deras statsbudget. Investeringar i och underhåll av oljeanläggningar stoppades, och åtgärder som behövdes för att på sikt inte förlora kapacitet och reserver ställdes på framtiden. De låga oljepriserna 1997–1998 blev ett hot mot den politiska stabiliteten i flera oljeländer.

OPEC får stöd i omvärlden

Avtal om att minska det totala utbudet träffades i början av 1999 inte enbart mellan OPEC-länderna inbördes, utan omfattade för första gången i ”modern oljehistoria” också fyra exportländer utanför OPEC, nämligen Mexiko, Norge, Ryssland och Oman. Att man formellt lyckades ena OPEC och större oljexportörer utanför medlemskretsen fick stort genomslag. Priserna på de internationella marknaderna steg från nivån USD 10 per fat till över USD 30 per fat.

OPECs inriktning var från hösten 1999 att hålla prisnivån inom ett ”prisband” mellan som lägst USD 22 och som högst USD 28 per fat med sikte på ett genomsnitt av USD 25 per fat. Fram till konjunkturavmattningen i början av 2001 höll OPECs styrning av utbudet i stort sett priserna inom prisbandet.

Den stora prisökningen 1999 och att nivån så länge kunde hållas under kontroll genom OPECs agerande överraskade många bedömare. Flera faktorer samverkade: efterfrågan var god, lagren i västländerna mindre än normalt och konjunkturen på väg uppåt.

Prisutvecklingen 1999–2001 inledde en ny fas

Non-OPEC-länderna använder normalt all sin kapacitet. Det nya läge som blev tydligt under 1999 och framåt var att även OPEC-ländernas möjlighet att med kort varsel öka utbudet var

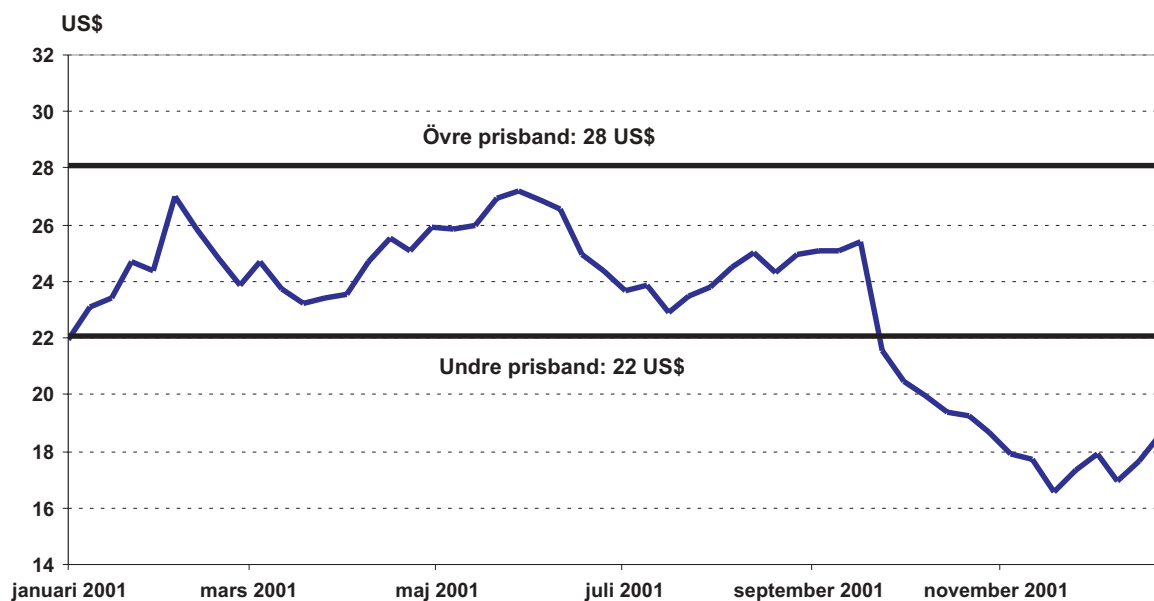


Fig.5 Diagrammet visar genomsnittspriser i USD på OPECs råoljor från 1999 fram till den 1 december 2001. Terrorattacken den 11 september 2001 dämpade efterfrågan och sänkte prisnivån på oljemarknaden. (Källa: EIA)

begränsat till några få procent av hela marknadens volym. Den överkapacitet som OPEC-länderna haft i mer än tjugo år efter sin förlust av marknadsandelar under 1980-talet var i det närmaste fullt utnyttjad. Prispressen på oljemarknaden genom OPEC-ländernas brist på kvotdisciplin, *quota cheating*, var på god väg att försvinna.

De mindre OPEC-länderna använde all sin kapacitet och utbudet kunde styras av några få, stora OPEC-länder med Saudiarabien i spetsen. Regleringen genomfördes med begränsade, snabba justeringar av utbudet och fick stort genomslag i prisutvecklingen. Bortsett från störningarna vid Kuwaitinvasionen var skillnaden mellan efterfrågan och utnyttjande av all fungerande produktionskapacitet mindre än vid något tidigare tillfälle på över trettio år.

I slutet av år 2000 låg i det närmaste hela världsmarknadens flexibilitet i de cirka 2 miljoner fat per dag, knappt 3 procent av hela marknaden, som Saudiarabien disponerade.

Oljemarknaden hade kommit in i en ny fas. Det fanns inte längre många aktörer med omedelbart tillgänglig kapacitet för ökad råoljaproduktion som pressade ned priset.

Oljepriser och kostnader

Oljepriset varierade kraftigt under 1990-talet, men höll sig i genomsnitt på en real nivå av cirka USD 17 per fat. Priset låg högt över de direkta produktionskostandena i OPEC-länderna och styrdes av deras behov av statliga intäkter. Pressen nedåt på oljepriset låg oftast i OPEC-ländernas brist på kvotdisciplin som i sin tur grundades på deras stora överkapacitet. Först när marginalen mellan efterfrågan och kapacitet krympt kunde kvotsystemet börja fungera mer permanent.

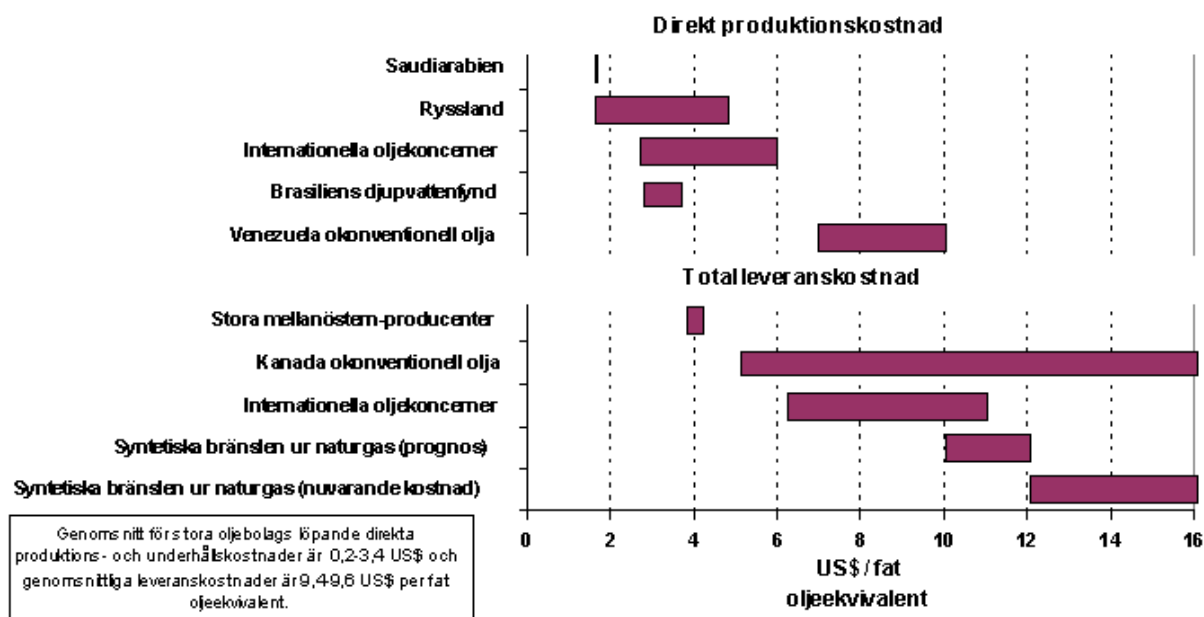


Fig. 6 Kostnader för produktion och anskaffning av råolja och substitut. (Källa: IEA, WEO 2001)

Återstående möjligheter till utbyggnad av råoljaproduktion utanför OPEC har i regel långa ledtider och relativt höga kostnader. Det går inte heller att öka kapaciteten i samma utsträckning om tidigare. De största OECD-ländernas gemensamma organisation för energisäkerhet, IEA, bedömer att investerings- och driftkostnader för att bygga ut återstående reserver i genomsnitt blir cirka fyra gånger så höga i länderna utanför OPEC som inom OPEC (se fig. 4 och 5).

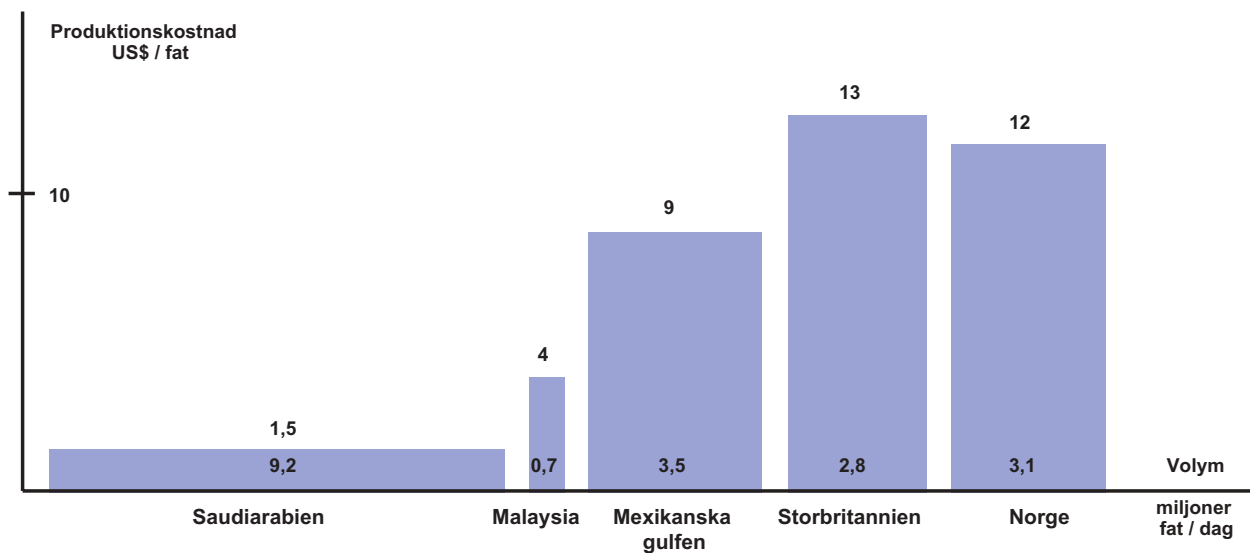


Fig. 7 Det kostar mer att producera olja utanför än inom OPEC. (Källa: Olje- og Energidepartementet, och Oljedirektoratet, Norge)

Kapaciteten och prisutvecklingen

Om och hur väl OPEC-länderna anpassar sin framtida kapacitet för att möta växande efterfrågan blir nyckelfrågor. Knapphet riskerar att leda till så höga priser, att världsekonomin stagnerar. Höga priser tvingar också användarländerna att satsa mer på alternativa energilösningar, vilket kan minska värdet på OPEC-ländernas återstående oljetillgångar.

OPEC-ländernas möjligheter att styra oljepriserna på längre sikt gynnas av att de flesta produktionsområden utanför OPEC numera har så begränsade möjligheter att snabbt öka sin produktion. Samtidigt måste tydligen OPEC-länderna kunna enas både internt och med nettoexportörer utanför OPEC-kretsen när efterfrågan minskar kraftigt.

Priset blir en avvägningsfråga

Både höga och låga oljepriser kan skada OPEC-ländernas ekonomi. Realt stabila priser kring eller något under den nivå OPEC valde för sitt "prisband" kring USD 25 per fat bedöms av OPECs sekretariat vara optimala för de större OPEC-länderna.

Konjunktursvackan från början av 2001 kan vara ett tecken på att denna nivå leder till svagare konjunkturutveckling än om OPEC minskar sina anspråk på oljeinkomster. Sjunkande efterfrågan under 2001 och prisfallet efter händelserna den 11 september visar samtidigt hur snabbt efterfrågan och priser på oljemarknaden kan svänga.

OPECs stora andel av *nettoexportmarknaden* – den del av hela oljeproduktionen som går till länder utan tillräcklig egen produktion – är redan över 75 procent. De större exportländernas åtgärder får därför avgörande inverkan på framtidens oljemarknad.

En viktig fråga återstår att belysa. Hur länge finns det reserver nog för att öka uttagen av råoljor och var finns reserverna i så fall?

"Reserver" styr produktionen på sikt

Begreppet *reserver* brukar beskrivas som "den mängd råolja av vanliga kvaliteter som man med nu kända metoder kan utvinna med rimlig ekonomi". En så vag definition ger utrymme för många tolkningar. Inom branschföretagen och i länder med noggrann uppföljning av oljeverksamheten används mer preciserade definitioner. Man uppskattar då med statistiska metoder den osäkerhet som ligger i att det gäller bedömningar av många komplicerade geologiska och tekniska faktorer. Man får fram allt bättre underlag under utbyggnad och drift.

Branschföretag och myndigheter i västländer har varit angelägna om att inte lämna överdrivet höga uppgifter om reservernas storlek. Vissa länder bl a, USA och Kanada, ställer strikta tekniska krav på reservuppgifter som lämnas från oljebolag för att inte överdrivna värden ska vilseleda myndigheter och investerare. Det är därför naturligt att försiktigt hållna reservuppgifter ökas, sett över tid. Det är egentligen då inte reserverna som ökar, utan en korrigering av de försiktigt hållna uppgifter som lämnats tidigare.

Oklar reservrapportering

En ny situation för rapporteringen av reserverna i världens oljeindustri uppkom då de största oljefyndigheterna i världen nationaliserades på 70-talet. De uppgifter om "världens reserver" som vanligen citeras i massmedia hämtas från sammanställningar i fackpressen. De bygger på oljeländernas uppgifter, som summeras utan kontroll av om de är rimliga. Ett tydligt tecken på att detta kan ge missvisande resultat är att storleken av de reserver som uppges för de flesta av OPECs medlemsländer höjdes kraftigt när OPECs kvotssystem infördes i mitten av 1980-talet och i flera

fall inte har ändrats i sammanställningarna⁵ på de 15 senaste åren. De konstanta reservsiffrorna kan bero på att reservuppgifterna påverkar storleken av den kvot som länderna tilldelas inom OPEC och därför styr deras inkomster.

Så långa perioder med konstanta reserver är knappast realistiska eftersom länderna ökat uttagen av råolja men drivit prospektering och utbyggnad av nya oljefynd på låg nivå. Flera stora OPEC-länder har dessutom varit avskurna från eller själva valt att avstå från internationellt samarbete. De har därför inte haft tillgång på de nyare tekniska hjälpmedlen för att förbättra utvinningsgraden i sina producerande oljefält. Även ofta citerade reservuppgifter är därför osäkra. Man tvingas se till källans beskrivning av bakgrunden och hur uppgifterna samlats in för att få en uppfattning om tillförlitligheten.

Oljepriser, reserver och kapacitet.

De två vanligaste frågorna om oljemarknaden är ”Vad kommer oljan att kosta?” och ”Hur länge räcker oljan?”. De tidigare avsnitten har redan gett ett svar på den första frågan.

Oljepriserna styrs av balansen mellan tillgång och efterfrågan på marknaden. Prisnivån blir allt mer beroende av de större OPEC-ländernas utbud. De senaste åren markerade att detta inte på längre sikt kan ske med ökat uttag från redan utbyggda produktionsresurser utan blir beroende av investeringar för utbyggnad av ny kapacitet. På längre sikt blir det avgörande om ländernas nationella oljebolag själva kan göra de stora investeringar som behövs för att öka kapaciteten eller öppnar för samverkan med internationella företag så att detta sker. Hur väl den internationella utvecklingen tillåter att en rationell ”geopolitik” kan styra investeringar till de områden där de ger bäst resultat kommer att bli styrande för prisnivån.

Den andra frågan ”Hur länge räcker oljan?” och de uttalanden som ofta görs om ”uthålligheten” leder in på fel spår. Kvoten mellan reserver och produktion, R/P-talet, beskrivs ofta som ”uthållighet” med förklaringen att talet anger det antal år som reserverna skulle kunna täcka ett oförändrat uttag. Tanken förutsätter att råoljeuttagen kan fortsätta på en konstant nivå till ett mer eller mindre plötsligt slut.

Verkligheten är att all råoljeproduktion följer mönstret att uttagen bara kan ökas till en viss gräns. Försöker man pressa upp uttagen över vad de geologiska och tekniska förutsättningarna tillåter slår forceringar snabbt om till sjunkande kapacitet och minskar den totala mängd som kan tas ut i fortsättningen. Att försöka ”öppna på kranarna” när efterfrågan ökar och priset stiger är därför inget att rekommendera. Sovjetunionen gjorde detta i största tänkbara skala under 1980-talet. Resultatet blev att det som då var världens största produktionsområde förlorade cirka 35 procent av sin kapacitet på fem år 1998–1993. Bara en del av den förlorade kapaciteten har kunnat återställas under de senaste tio åren.

OPEC-länderna i Mellanöstern har de senaste åren nått uttag som motsvarar i det närmaste all produktionskapacitet. De stora reserver de rapporterar – cirka två tredjedelar av vanligen citerade uppgifter om ”världens påvisade oljereserver” – kan ge intrycket att de snabbt kan öka sina uttag. Skillnaden mellan reserver och faktisk, användbar kapacitet är att det krävs stora investeringar både för att underhålla kapaciteten och ännu mer för att öka den.

Uppgifter om R/P-tal är sällan något meningsfullt mått på hur länge kapaciteten kan behållas. Ökas uttagen, kortas tiden ner till dess att produktionen passerar sin högsta nivå och slår om till minskningar. Under uttömningen faller sedan både reserver och produktion så att kvoten kan hålla

⁵ De vanligen citerade reservuppgifter hämtas från *Oil & Gas Journal*, som publicerar en årlig sammanställning. Osäkerheterna i underlaget beskrevs tidigare utförligt, se t ex *Oil & Gas Journal*, 30 december 30, 1996 men återges sällan när siffrorna citeras i andra publikationer som t ex BP:s välkända *Statistical Review of World Energy*.

sig konstant under en lång tid, medan de årliga uttagen hela tiden minskar. De tal som oftast citeras för ”uthållighet” har ofta beräknas som ett genomsnitt för hela världen och förbiser både att reserverna är mycket ojämnt geografiskt fördelade och att uppgivna värden är osäkra (se fotnot 5). För att få en mer nyanserad bild måste man se på vad läget är långt mer i detalj. Ett ofta använt hjälpmedel är prognoser.

FRAMTIDEN

Prognoser om oljemarknaden

Sverige är anslutet till *International Energi Agency* (IEA) som är de 25 största OECD-ländernas gemensamma organ för energisäkerhet. IEA samlar in vad som troligen är världsmarknadens mest omfattande och detaljerade uppgifter om oljemarknaden. De analyserar också hur olika faktorer påverkar efterfrågan och hur den regleras på olika händelser och medlemsländernas policy i energi- och miljöfrågor. IEA ger i samarbete med OECD ut en serie översikter, *World Energy Outlook* (WEO) som har samma tidsram som IVAs *Energiframsyn*. Man ger detaljerade data för utvecklingen under de närmaste tjugo åren, och en mer översiktlig bedömning 50 år framåt.

Analysen i WEO 2000 var primärt en bedömning av marknadens efterfrågan. Den senaste, WEO 2001, var inriktad på att analysera tillgången på energiråvaror mer ingående. Båda utgår från en tillväxt i världsekonomin, av 2 procent per år som genomsnitt från 1996 fram till 2020. Man avstår från att bedöma om åtgärder kommer att beslutas för att dämpa ökningarna i koldioxidutsläpp m m De ekonomiska modellerna som IEA/OECD använder visar då en oljeanvändning som ökar med över 50 procent under de två närmaste decennierna. Från 1997 års nivå, cirka 75 miljoner fat per dag skulle oljeanvändningen öka till cirka 96 miljoner fat per dygn fram till 2010 och till 115 miljoner fat per dygn år 2020.

IEA har de säkraste uppgifterna om non-OPEC-ländernas råoljeproduktion. Ökningarna av världens oljeproduktion fram till 2010 beräknas till cirka 66 procent komma från OPEC-länder. Mellan 2010 och 2020 bedömer IEA att 94 procent av ökningarna i världens oljeanvändning måste komma från OPEC-länder, till största delen från centrala Mellanöstern kring Persiska viken.

OPEC-ländernas produktionskapacitet skulle då behöva växa från nivån 29,8 miljoner fat per dygn 1997 till 44,1 miljoner fat per dygn vid tiden kring 2010 och till 61,8 miljoner fat per dygn fram till 2020 (WEO 2001, sidan 38). Av ökningarna inom OPEC skulle 77 procent fram till 2010 behöva komma i Mellanösternländerna och deras andel av ökningen fram till 2020 skulle bli 91 procent. Siffrorna demonstrerar, hur starkt OPEC och särskilt länderna i centrala Mellanöstern är på väg att få kontroll över prispåbildning och tillväxt på oljemarknaden

Bedömaren av situationen i Mellanöstern har påpekat att en så snabb ökning av kapaciteten och råoljeexporten förutsätter stora nya fynd och investeringar för utbyggnad av produktionsanläggningar och infrastruktur som knappast är realistisk⁶. De ”geopolitiska konsekvenserna” är samtidigt att prisnivå och utrymme för tillväxt på oljemarknaden i praktiken skulle avgöras av några få av Mellanösterns stora oljeexporterande länder.

Förutsättningar och verklighet.

IEAs centrala antaganden i WEO 2000-studierna var jämn ekonomisk tillväxt, och stabila oljepriser lägre än de som gällde de senaste åren då OPEC kunde kontrollera prisnivån genom reglering av sin produktion. Konjunkturavmattningen som startade under första hälften av 2001 och fördjupades efter den 11 september markerar att jämn ökning av tillväxten i världen inte är självklar. Analysen i WEO 2000/2001 visade också att OECD-länderna inte når sina Kyoto-åtaganden utan beslut om nya och snabbt insatta miljöåtgärder. Efterfrågan kan därför vara överskattad av flera skäl.

⁶ Se: *OPEC Capacity potential needed to meet projected demand not likely to materialize*, AM Samsan Bakhtiari. NIOC, *Oil & Gas Journal*, 9 juli 9, 2001, sidan 67

Modellerna tvingar till förenklingar

IEA räknar i WEO 2000/2001 fram OPEC-andelen på den framtida oljemarknaden som skillnaden mellan de totala behov de ekonomiska modellerna visar och vad non-OPEC-länderna väntas kunna producera. Om OPEC-länderna kommer att öka sin kapacitet i takt med det beräknade marknadsutrymmet – och vilka priser de då siktar till vid sin styrning av utbudet – är öppna frågor.

Även andra oljeprognoiser från större organisationer förutsätter på samma sätt som IEA att oljemarknaden primärt styrs av efterfrågan som i sin tur kontrolleras av världens ekonomiska tillväxt. IEAs och andra stora organisationers modeller visar med all tydlighet att oljemarknaden blir allt mer beroende av investeringar, beslut om oljeexportens volym och stabiliteten i Mellanöstern. Den stora svagheten i denna modell för prognoserna ligger i att man utgår från att efterfrågan är helt styrande och förutsätter att det kommer att finnas tillräcklig kapacitet för ökande uttag. Modellen fungerade så länge som kapaciteten expanderade kraftigt utanför OPEC och länderna inom OPEC hade en stor överkapacitet tillgänglig. Med det läge som demonstrerades de senaste åren är detta inte längre lika givet som tidigare.

IEAs värderingar om produktion och reserver

IEA analys i WEO 2000 och 2001 gör ingen egen bedömning av hur stora reserver det finns av konventionella råoljetyper, naturgas och naturgaskondensat utan hänvisar till reservuppgifterna i en analys, *World Petroleum Assessment 2000*⁷ (WPA 2000) som publicerats av USGS, USAs geologiska fackmyndighet.

USGS anser sina analyser om petroleumförekomsterna i världen som de mest omfattande som hittills publicerats. USGS har i första hand försökt bedöma vad som återstår att påvisa genom prospektering. Uppgifterna om vad som är redan påvisat är inte bedömda av USGS utan hämtade från en konsultstudie (Petroconsultants). Oljeresurserna i jordskorpan anser USGS vara påvisade till minst cirka 75 procent medan insatser för att påvisa naturgas troligen ännu endast påvisat cirka 66 procent av de ”konventionella” naturgasresurserna. USGS kanske viktigaste resultat är att det inte längre finns några helt okända större områden som har geologiska förutsättningar för att innehålla väsentliga petroleumförekomster. Världens resursbas för råoljaproduktion börjar bli klarlagd. Analysen bekräftar att Mellanöstern har den största återstående delen av oljeresurserna och ger samma rangordning som tidigare översikter för övriga områden. Kaspiska havet, djupvattenfynd utanför östra Sydamerika och Västafrika anses ha de bästa utsikter att ge nya större tillskott.

Reserverna kan ännu bara uppskattas

USGS gör ett antagande om att alla områden utanför USA med hjälp av ny teknik bör kunna nå ett tillägg av cirka 70 procent, jämfört med de hittills ”kända reserver” som anges i den ansedda konsultstudie som USGS använt som bas för värderingarna. Antagandet om ett så stort tillskott kan jämföras med de senaste tio årens uppvärderingar med cirka 10 procent som kommer att nås i de tio största fälten på norsk sockel, där noggranna bedömningar görs och de nyaste tekniska hjälpmedlen satts in tidigast möjligt. Studien från USGS har därför kritiserats för sina höga totala reservvärderingar⁸.

Kritiken bygger på att världens största fyndigheter alla varit i drift under lång tid med äldre metoder som fortfarande används i stor omfattning. Brist på kunskap, modern utrustning och

⁷ U.S. Geological Survey; ISBN 0-607-94237-1.

⁸ Is USGS 2000 Assessment Reliable? Jean Laherrere. WEC Cyberconference, www.oilcrisis.com/laherrere/iiasa_reserves.pdf

tillgång på kapital för modernisering kommer därför på många håll att lämna en stor del av råoljan kvar i reservoarerna.

Man kan med hjälp av nyare metoder och utrustning bara delvis utvinna den råolja som lämnats kvar efter utvinning med äldre metoder. Många av de större oljeländerna hindras ännu av förbud mot teknik- och kapitalimport eller har själva valt att avstå från internationellt samarbete. Utsikterna för att ett snabbt globalt ökat utnyttjande av ny teknik ska kunna ge de stora tillskott som USGS förutsatt sin analys är därför små. IEAs analys i WEO 2000/2001 har därför utgått från antaganden om större och snabbare tillgängliga reserver än vad som är realistiskt att räkna med.

IEA betonade i tidigare analyser, t ex i 1998 års utgåva av *World Energi Outlook*, att tillgången på råoljor med konventionella kvaliteter måste väntas passera ett maximalt läge mellan 2010 och 2020. Denna värdering stämmer bättre överens med marknadsutvecklingen och verkligheten i större produktionsområden under de senaste åren.

De internationella företagen fusionerar

Oljeindustrins svaga lönsamhet har drivit fram en våg av stora sammanslagningar, *meta mergers*, i oljebranschen. Branschföretagens strategi är tydligt inriktad på att oljemarknaden kommer att krympa på längre sikt. Bättre lönsamhet anses nödvändig för att finansmarknaden ska se positivt på de stora investeringar som väntas. Investeringarna i produktionsanläggningar, rörsystem och distribution för naturgas växer, och aktiviteter för att skapa allt mer kompletta energikoncerner markeras av investeringar i elproduktion och utveckling av nya energislag som solceller och annan förnybar energi.

Ett tecken på att behoven av att modernisera oljeverksamheten brådskar bland både OPECs medlemmar och de även de flesta andra oljeländer som nationaliserat sin oljesektor öppnat för nya former av samarbete med internationella oljebolag.

Att ge upp nationell kontroll över oljesektorn kräver svåra politiska omprövningar i oljeländerna. Motståndet mot att på nytt acceptera internationella företag som delägare, eller genom långsiktiga avtal, är stort på många håll. De avtal som har börjat tillämpas medger internationellt engagemang utan att den nationella suveräniteten över oljetillgångarna överges. Avtalens bindningstid anses dock ofta vara för kort för de mycket långsiktiga satsningar som krävs. Avancerad utrustning och välutbildad personal är också internationellt sett bristvaror.

Utblick mot 2020

Mönstret som visade sig gälla på oljemarknaden under 2001 och 2002 är inte en snabbt övergående episod. Försöker man se tio till tjugo år framåt, pekar både kunskaperna om oljetillgångarnas geografiska fördelning och behoven av stora investeringar i råoljeledet på att ett begränsat utbud av råoljor kan bli ett hinder för snabbt växande efterfrågan.

Ny teknik för bättre resursutnyttjning har gett lovande resultat, särskilt i Nordsjöländerna som varit ledande i att ta fram och tillämpa de nya hjälpmedlen och arbetsmetoderna. Lovande resultat börjar komma också från andra områden, vilket pekar mot att resurserna skulle kunna utnyttjas mer fullständigt över hela världen. Spridningen av de kvalificerade kunskaper detta kräver och tillgången på avancerad utrustning är långt ifrån global. Optimistiska värderingar av vad som borde kunna uppnås med de nya hjälpmedlen får gärna stor uppmärksamhet. Verkligheten ligger troligen någonstans mellan ytterligheterna som markeras dels av larmrapporter om snar oljebrist dels av att ny teknik garanterar underlag för fortsatt snabbt stigande oljeanvändning för flera årtionden framåt.

Verkligheten pekar på problem.

Inga helt nya stora områden har upptäckts sedan att man på 1950-talet fann att Alaska och Nordsjön innehöll stora olje- och gasresurser. Mönstret som tidigare beskrevs med en relativt snabb nedgång av råoljetillgången från Nordsjön är en nära förestående förändring som får särskilt stor inverkan i nordvästra Europa. Produktionen i Alaska är sedan en längre tid på snabb nedgång, och USAs oljeimport växer.

Den Kaspiska regionen har länge ansetts lovande, men lågt utnyttjad. Den bedöms kunna innehålla reserver av råolja och naturgas som ungefär motsvarar Nordsjöregionen i storlek. Transportfrågorna och de politiska förhållandena talar för att utvecklingen kommer att ta lång tid. Intresset från Ryssland, Kina och andra asiatiska länder för den kaspiska regionens olja och naturgas är en ny, geopolitiskt viktig faktor.

Fynd i bl a Afrikas och Sydamerikas kontinentalsocklars yttersta, djupa områden har blivit möjliga att bearbeta genom tillgången på ny teknik för offshoreproduktion under de senaste tio åren. De är de största non-OPEC-fynden under denna tidsperiod men är inte stora nog att ändra tendensen till snabbt växande beroende av ökad export från Mellanöstern.

Största utsikterna till nya stora fynd och resultat av att använda modernare arbetsmetoder väntas i Mellanöstern. Prospekteringsarbetet som till stor del avbröts vid tiden för nationaliseringarna på 70-talet och har senare drivits på låg nivå. Att åter aktivera detta arbete kommer att ta tid och kan knappast ge utslag i kraftigt ökad produktion på kortare sikt än fem till tio år, bortsett från redan förberedda och troligen delvis startade projekt, främst i Saudiarabien.

Det blir inte tvärt slut på råoljor – men de blir dyrare

En period med ett knappare försörjningsläge har redan inletts. Förenklingen till den kassiska frågan ”När tar oljan slut?” leder in på fel spår. Det är inte ett mer eller mindre tvärt slut som förestår. Världens oljeanvändning är däremot nära kapacitetstaket för löpande uttag av normala råoljor. Nya investeringar krävs och skulle ge de största tillskotten om tyngdpunkten läggs i centrala Mellanöstern. Kapaciteten börjar avta i allt fler av de produktionsområden som ligger nära stora västliga befolkningscentra. Oljemarknaden vänder knappast till ett permanent knappare läge en gång för alla utan styrs av vilka investeringar som görs och om dessa sätts in i tid för att möta perioder med stigande efterfrågan. Investeringar för att uppgradera äldre produktionsanläggningar för att få ut mer olja kombinerat med utsikterna till nya fynd främst i Mellanöstern kan troligen fram till 2020 tekniskt sett skapa utrymme för att i måttlig takt öka världens oljeanvändning. Risken är att politiska komplikationer hindrar ökande uttag. Den ökande oljeanvändning som indikeras i prognoser som utgår från obruten, snabb ekonomisk tillväxt kommer knappast att kunna infrias.

Cyklisk utveckling?

Stora och långsiktiga investeringar kommer att behövas för att säkra tillgången på oljeprodukter, Dessa förutsätter relativt höga och rimligt förutsägbara oljepriser. Prisfall under konjunkturedgångar kan hindra de investeringar som behövs, särskilt då de som regel ger utbyte först på längre sikt. Mycket pekar mot en cyklisk utveckling där ekonomiska uppsving bryts av knappare oljetillgång och stigande oljepriser som med viss försening dämpar konjunkturen. De internationella ekonomiska modellernas prognoser om problemfritt växande oljebehov under flera decennier framåt kan knappast mötas i praktiken. Invändningar från miljösynpunkt gör också att åtgärder kan väntas för att bromsa snabbt ökande oljeanvändning

En huvudfråga för *Energiframsyn* blir hur långt det svenska energisystemet redan under de närmaste två decennierna kan anpassas till en ny fas i oljemarknadens utveckling. Den långa

perioden med stor permanent överkapacitet inom OPEC-länderna är slut. Högre prisnivå och perioder med återkommande knapphet blir mönstret. Beredskapen för att möta kriser i oljesektorn måste ges hög prioritet. En lång period med gynnsam oljesituation är på väg att brytas.

Utblick mot 2050

Under tiden fram mot 2050 kommer världens oljemarknad att ha utnyttjat tillgångarna av konventionella råoljor så långt, att användningen av dessa är på nedgång. Hur snabbt det sker och vilka geopolitiska effekter det får är starkt beroende av utvecklingen i Mellanöstern. Den svenska marknaden påverkas av att råoljaframställningen i England och Danmark troligen har upphört. Oljeframställningen i Norge och Ryssland är beroende av om nya fynd görs i kontinentalsocklarnas nordligare delar, kanske särskilt i Barentsregionen. Naturgas och naturgaskondensat från Norge och Ryssland är de fossila energiråvaror som produceras i internationellt sett stor omfattning inom Sveriges närområde.

Geopolitiska frågor har en längre tid varit ett dominerande internationellt tema. Högre oljepriser under perioder med knappare tillgång har drivit fram omställningar som minskat behoven av konventionella oljeprodukter. Alternativen kommer för främst Nordamerikas del till växande del att bygga på att utvinna och utvinna tjärsand, asfaltolja, m m, till konventionella oljeprodukter. Deras främsta begränsning ligger i höga kostnader för miljömässigt försvarlig utvinning och utvinning.

Bränslen till transportsektorn i Europa och Asiens befolkningsrika länder bygger allt mer på att naturgas används. Transportsystemen med rörförbindelser för naturgas från Mellanöstern till Asien har troligen byggts ut. Metan ur andra tillgångar används som motorbränslen både direkt och efter att ha omvandlas till vätskeformiga bränslen. Biogassystem har troligen fått stor betydelse som transportbränsle, särskilt som det är en lokalt tillgänglig kretsloppsprodukt. Lösningar i transportsektorn med t ex genombrott för hybridlösningar och bränsleceller som drivkällor i fordonsparken driver på systemskiftet från råolja till naturgas som internationellt sett mer dominerande energiråvara.

Kol är internationellt ett prispressande alternativ med växande betydelse särskilt om miljöproblemen har kunna behärskas. Användningen av kol för produktion av elektrisk kraft i Asien/Kina ökar markant om investeringar för rörförbindelser för naturgas från Mellanöstern och den kaspiska regionen inte har kunnat genomföras.

Kommentar av Marian Radetzki: Risk för politiskt utlöst kris på oljemarknaden

Enligt min uppfattning är den resursbas som tryggar världens oljeförsörjning både stor och växande. Det är svårt att förutse stigande priser på grund av sinande oljetillgångar. Ändå är det möjligt, t.o.m. sannolikt att en oljekris står för dörren, orsakad inte av geologiska eller ekonomiska förhållanden, men väl av politiska.

En besvärande omständighet för oljemarknadens stabilitet är att två tredjedelar av världens oljereserver är lokaliserade i Mellanöstern, ett politiskt oroligt hörn av världen. Mycket kan gå snett i denna region. För att renodla, fokuseras det följande resonemanget på Saudiarabien, Mellanösterns oljegigant. Landet kontrollerar ensamt nästan 40 procent av Mellanösterns oljeresurser, och är världens största oljeexportör. Dess västvänliga politik har modererat OPECs återkommande aggressivitet mot oljekonsumenterna. Ökade leveranser av saudisk olja har fyllt gapen vid kriser, t ex då Shahen av Iran störtades, när rysk oljeproduktion kollapsade efter 1990, eller för att ersätta den av FN sanktionerade strypningen av utbudet från Irak.

Turbulensen i Mellanöstern, jämte framväxten av militanta muslimska grupperingar som ogillar västvärlden, och särskilt USA, skapar uppenbara risker för att den saudiska regimen sopas bort i en våldsam revolution. Kungahuset Al Saud har tappat en del av sin legitimitet inför rätttroende muslimer, framför allt på grund av sitt militära samarbete med USA. En notis i *New York Times* i januari i år stämmer till eftertanke. Enligt en opinionsmätning bland utbildade saudiska män mellan 20 och 45 år, genomförd en månad efter terrorattacken i USA, påstås 95 procent stödja bin Ladens sak.

Att en politisk revolution i Saudiarabien får omfattande återverkningar, på oljemarknad, oljekonsumenter och världsekonomi, är uppenbart. En bedömning av konsekvenserna framstår följaktligen som angelägen. Revolutionära processer är ofta okontrollerbara. Många oväntade saker kan hända. Men en bedömning av följderna kräver specifika antaganden om händelseförloppet.

Förra året producerade Saudiarabien 8,5 miljoner fat olja per dag, av 77 miljoner totalt i världen. Landet svarade för omkring 17 procent av världsexporten. Anta, dramatiskt, att revolutionärerna som tar över, är religiösa fanatiker med svaga materiella intressen, och att de stänger landets hela oljeindustri. Anta vidare att de hotar spränga anläggningarna vid utländsk invasion, så att en internationell militärinsats blir meningslös. Anta också, optimistiskt, att övriga länder på Arabiska halvön fortsätter producera ostört. Anta slutligen att den saudiska produktionen kommer igång i betydande skala, men först efter två års avbrott, när revolutionärerna sent omsider insett att oljeinkomster gagnar också deras intressen.

Det saknas inte helt förebilder till vad som kunde hända. Revolutionen i Iran och det efterföljande kriget med Irak vid inledningen av 1980-talet, reducerade under ett par år de två ländernas utbud med uppåt 5 miljoner fat olja om dan, också det omkring 17 procent av dåtidens världshandel. Saudierna kompenserade inte den gången, ty de var vid tillfället aktivt inbegripna i OPECs aggressiva prispolitik. Priserna steg till närmare 50 dollar per fat i årssnitt, mätt i dagens penningvärde, två och en halv gånger så mycket som hittills under 2002. Extremvärdena hamnade förstås ännu högre.

Effekterna på världens **energimarknader** av en saudisk utbudskollaps skulle troligen bli snarlika dem för 20 år sedan. Priser kring 50-dollarsnivån kan förväntas medan den saudiska produktionen står stilla, och mycket högre under kortare perioder av nervositet.

De som fortfarande är ensidigt beroende av olja, transportsektorn t ex skulle få det särskilt svårt. Den tekniska utvecklingen för att spara olja och annan energi skulle få en kraftfull stimulans. En ny generation av mycket bränslesnålare bilar skulle se dagens ljus, oavsett oljeprisets utveckling på längre sikt. Total efterfrågan på energi i allmänhet och olja i synnerhet skulle gå ned. Det klimatavtal som träffats i Kyoto i slutet av 1997, och som hittills mest lett till politiskt munväder, skulle äntligen ha en realistisk chans att bli genomfört.

Incitamenten till investeringar i nytt energiutbud, av olja eller annat, utanför OPECs räckvidd, skulle bli utomordentligt starka. När dessa investeringar burit frukt, skulle kartellens marknadsmakt urholkas. Liksom i början av 1980-talet, skulle världen gå ur oljekrisen med ett minskat beroende av energi och olja, och av OPEC.

Den förra oljekrisen fick mycket allvarliga och långdragna **makroekonomiska** konsekvenser. Inflationen blev hög under 1980-talet, och tillväxten hämmades. Det var egentligen först efter det att OPEC ändrade sin politik, och oljepriserna kollapsat 1986, som den ekonomiska expansionen kunde ta fart.

Även om den nya oljekrisen blir av samma dignitet som den tidigt på 1980-talet, blir dess makroekonomiska följder lättare att hantera. I början av 2000-talet är världen mindre beroende av olja än 20 år tidigare. Av tabellen framgår att såväl OECD i sin helhet som Sverige behövde anslå drygt 20 procent av sina exportintäkter till betalning av oljeimporten 1980. År 2000 hade andelen krympt väsentligt. Notan för oljeimporten i förhållande till BNP har också fallit, med mer än två tredjedelar under 20-årsperioden. De rika marknadsekonomierna är i dag mycket mindre känsliga mot oljechocker än vad de var på 1980-talet. Samma gäller, om än inte lika utpräglad, för resten av världen.

Tabell. Oljeberoendet i OECD och Sverige 1980 och 2000

	OECD		Sverige	
	1980	2000 ¹	1980	2000
Oljeimport/total export, procent	20,6	6,4	21,0	3,7
Oljeimport/BNP, procent	3,4	1,0	5,1	1,4

¹exklusive Mexiko, Sydkorea, Polen, Slovakien, Tjeckien och Ungern

Allvarliga, politiskt orsakade, oljekriser är sålunda sannolika. Priset kan flerdubblas, med kaos på oljemarknaden som följd. De näringar och nationer som alltjämt är oljeberoende får stora bekymmer. Men framtida kriser får inte samma makroekonomiska dignitet som förra gången det begav sig. Och det är osannolikt att oredan blir bestående. Efter ett tag kommer även de mest radikala revolutionärer att skruva på oljekranarna igen, för att trygga sina befolkningars materiella välfärd. Och då återgår priset till den lägre nivå som motiveras av kontinuerligt fallande produktionskostnader. Och världen går ur krisen med ett sänkt oljeberoende, samtidigt som OPEC förlorar ännu mer av sin marknadsmakt.

Referenser (Agfors)

1. Energimyndigheten www.stem.se
2. Svenska Petroleum Institutet, SPI www.spi.se
3. Norska Olje- och Energidepartementet, OED www.oed.dep.no
4. Norska Oljedirektoratet, OD www.npd.no
5. Danske energistyrelsen www.ens.dk
7. DTI, Department of Trade and Industry www.dbddata.co.uk/bbonline/
8. USAs officiella organ för energiinformation, EIA www.eia.doe.gov/
9. International Energy Agency, IEA www.iea.org
10. BP-koncernen <http://www.bp.com/index.asp>
11. Oil & Gas Journal <http://ogj.pennnet.com/home.cfm>

