

Energimarknadsrapport olja, gas, kol

Läget på olje-, gas- och kolmarknaderna

Vecka 18–19, 2016

Samuel Ciszuk
Shafagh Elhami
Rebecka Bergström
Alexander Meijer
Analysavdelningen

Kontakt: energimarknadsrapport-oljagaskol@energimyndigheten.se

Vill du prenumerera på våra energimarknadsrapporter? Anmäl dig här:
<http://www.energimyndigheten.se/om-oss/press/prenumerera/prenumerera-pa-ovrigt/>

Sammanfattning

I början av vecka 18 sjönk oljepriserna, delvis på grund av att Genscape, som övervakar och samlar in oljedata, uppskattade att oljelagret i Cushing steg med 871 000 fat under den föregående veckan. Under vecka 19 var priserna volatila, när marknaden försökte bedöma begränsningar i produktion och export i olika delar av världen mot ett fortsatt överutbud på marknaden. Under veckan steg priserna relativt kraftigt efter en rapporterad minskning om 3,4 miljoner fat i råoljelagren från EIA.

I nyheter i korthet rapporterar vi om att:

- Saudiarabien byter oljeminister
- IEA nedvärderar skifferoljans återhämtningspotential
- Oroligheter i Nigerdeltat leder till avbrott av oljeleveranser

Under vecka 19 steg priset på den nederländska gashubben TTF med 3,1 procent jämfört med veckan innan. Priset på den brittiska hubben NBP steg med 2,9 procent. De högre priserna beror främst på något kallare väder jämfört med veckan innan. Uttagssäsongen är nu över på kontinenten och de största europeiska hubbarna hade enligt GIE nettoinjektioner om 1,51 miljarder kubikmeter i lagren vecka 19.

I nyheter i korthet rapporterar vi om att:

- Ökade satsningar på LNG som fartygsbränsle
- Oljeindexerade kontrakt fortsätter att minska i Europa
- Fracking svarade för två tredjedelar av USA:s gasproduktion 2015

Kolpriset har stigit de två senaste veckorna, drivet av oljans prisökningar. Det europeiska referenspriset API 2 stängde efter fredagens handel på 47,9 dollar per ton för nästa månads termin. Prisökningen berodde både på stigande oljepriser och att en del kol från Colombia på sistone har sålts till Asien istället för Europa.

Priset på utsläppsrätter har under de två senaste veckorna rört sig mellan nivåer på 5,7–6,2 euro per ton koldioxid för årets decemberkontrakt vid stängning. Efter att årets verifieringsrunda nu är avslutad påverkas marknaden istället till stor del av politiska diskussioner om handelssystemets framtid.

Veckans marknadsbrev innehåller även ett fokus, där vi kikar närmare på en ny rapport från Paul Stevens vid Chatham House som hävdar att de stora privatägda oljebolagen måste ändra sina affärsmodeller för att överleva på sikt.

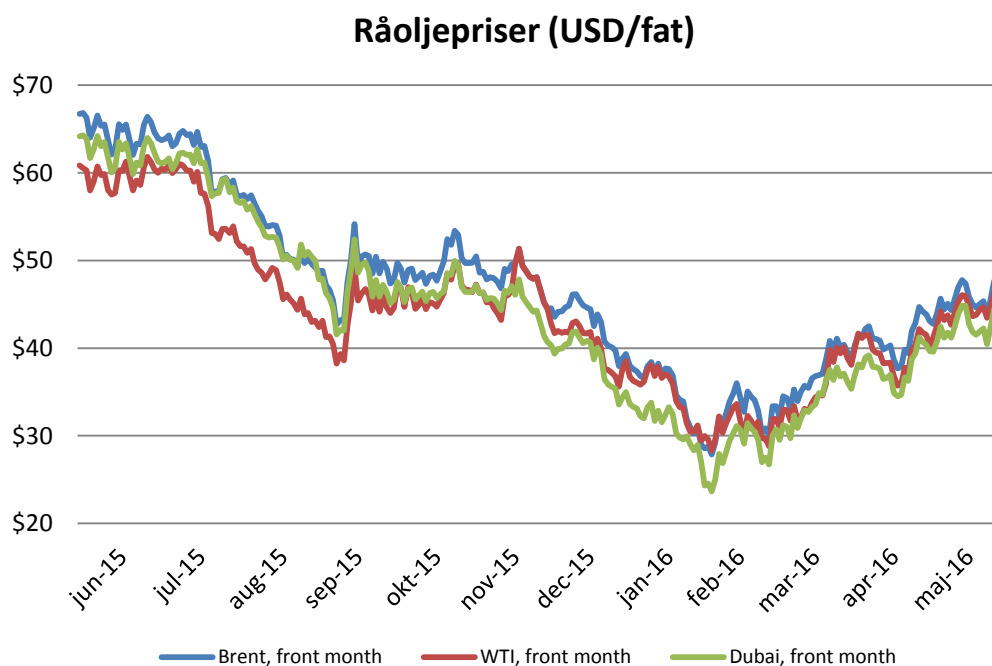
Innehåll

Oljemarknader	3
Nyheter i korthet: Olja	5
Naturgasmarknader	8
Nyheter i korthet: Naturgas	10
Kolmarknader	12
Utsläppsrätter	13
Fokus: Oljejättarna måste tänka om för att överleva enligt ny rapport	14

Oljemarknader

I början av vecka 18 sjönk oljepriserna, delvis på grund av att Genscape, som övervakar och samlar in oljedata, uppskattade att oljelagret i Cushing steg med 871 000 fat under den föregående veckan. Cushing i Oklahoma är leveranspunkt för råoljekontrakt som handlas på börserna NYMEX och lagrets fyllnadsgrad följs av handlare och analytiker som en indikation för marknadens läge. Lagren av råolja vid Cushing uppges vara cirka 7 procent högre än vid samma tidpunkt 2015. Lagernivåerna har ökat, delvis på grund av den ökade amerikanska produktionen under 2014–2015 och också till följd av att nya rörledningar har byggts till Cushing.

Under veckan rapporterade också Platts Analytics att oljeproduktionen från skifferformationer i North Dakota och Texas minskade något under mars jämfört med februari. Oljeproduktionen från Eagle Ford-formationen i South Texas minskade med tre procent och har minskat konstant under de senaste 8 månaderna. Produktionen från Bakken-formationen i North Dakota minskade med två procent under mars jämfört med februari. I mitten av vecka 18 släpptes den veckovisa lagerrapporten från EIA som visar storleken på USA:s kommersiella lager, vilka ökade med 2,8 miljoner fat. Trots den ökade lagervolymen steg oljepriserna något till följd av oro över begränsningar i oljeproduktionen från Kanada, Libyen och Nigeria.



Källa: Montel

En kraftig skogsbrand i Alberta i Kanada i början av maj tvingade oljeproducenter i området att stänga ner eller minska sin produktion. Inledningsvis beräknades att en kapacitet om ca 500 000 fat per dag stängdes ner på grund av branden. Vissa analytiker beräknade i efterhand att ca 1 miljon fat per dag uteblev på grund av branden. Det har rapporterats om begränsade skador på produktionsmaterial, den främsta orsaken till

utebliven produktion är istället evakuering av personal. Under branden evakuerades knappt 90 000 människor från området kring Fort McMurray. Hur snabbt produktionen kan komma att återgå till det normala är oklart. Enligt Morgan Stanley kommer det ta flera veckor att återuppta produktionen, även om inga kapitalskador har skett. Enligt en analysrapport från Goldman Sachs Group kan dock de begränsade skadorna på produktionsmaterial tillåta en snabb upptrappning av produktionen. Läs mer om begränsningar i Libyens och Nigerias kapacitet under Nyheter i korthet.

Priserna stärktes också under veckan av en stark kinesisk import av råolja. Enligt en analys från Barclays Commodities var Kinas nettoimport av råolja 8,3 procent högre under veckan jämfört med samma tidpunkt förra året. Dock kan importen komma att gå ner under maj på grund av flaskhalsar i logistiken och planerat raffinaderiunderhåll.

Under vecka 19 var priserna volatila, när marknaden försökte bedöma begränsningar i produktion och export i olika delar av världen mot ett fortsatt överutbud på marknaden. Under veckan steg priserna relativt kraftigt efter en rapporterad minskning om 3,4 miljoner fat i råoljelagren från EIA. Enligt en undersökning från S&P Global Platts steg produktionen från OPEC kraftigt med 140 000 fat per dag under april jämfört med mars. Platts uppskattade att OPEC-produktionen i april uppgick till totalt 32,52 miljoner fat per dag och beräknade att Iran och Irak ökade sin respektive produktion med 150 000 fat per dag under samma månad.

I EIA:s senaste Short-Term Energy Outlook (STEO) som publicerades den 10 maj prognosticeras priset på Brent att uppgå till i genomsnitt 41 dollar per fat under 2016 och 51 dollar per fat under 2017. Det är en ökning om 6 respektive 10 dollar per fat jämfört med aprils STEO. Det råder dock stor osäkerhet kring analyserna om de framtida oljepriserna, vilket också kan ses i handlade kontrakt om framtida leverans där priserna skiljer sig åt relativt mycket. Den amerikanska råoljaproduktionen prognosticeras uppgå till i genomsnitt 8,6 miljoner fat per dag under 2016 och 8,2 miljoner fat per dag under 2017. Prognosticeringen för 2017 är ca 0,1 miljoner fat per dag högre än prognosen i aprils STEO.

I slutet av veckan sjönk priserna något igen till följd av att IEA släppte sin månatliga Oil Market Report som visade att det globala överutbudet fortsätter att minska och att Irans produktion har ökat snabbare än beräknat

Nyheter i korthet: Olja

Saudiarabien byter oljeminister

Politik: Efter att ha suttit på posten som Saudiarabiens oljeminister sedan 1995 avsattes Ali al-Naimi under helgen vecka 17 när kung Salman, tillsammans med kornprinsen Mohammed bin Salman, genom en rad kungliga dekret genomförde en omfattande regeringsombildning. Den angivna huvudorsaken för ombildningen var att stödja den nyligen lanserade ekonomiska plan som delvis syftar till att minska den saudiska ekonomin oljeberoende (se föregående marknadsrapport för mer om den ekonomiska planen). Den tidigare oljeministern al-Naimi har under de senaste 20 åren varit en av de absolut mest tongivande aktörerna inom oljevärlden, även om hans inflytande tycks ha avtagit något sedan kung Salman tillträdde i januari förra året och kungens yngste son, prins Mohammed bin Salman gavs stort direktinflytande över statens alla ekonomiska och finansiella institutioner. Åttioårige al-Naimis långa tid på posten och höga ålder, har dock lett till omfattande rykten om hans snara pensionering i flera år, men uppfattningen är att osäkerheten efter den arabiska våren 2011 hållit honom kvar på posten, inte minst för att lugna marknaderna.

Ersättare för al-Naimi blev Khaled al-Falih som tidigare varit VD för det statliga oljebolaget Saudi Aramco, för vilket han har arbetat sedan 1979. Han sitter numera även i bolagets styrelse, vilket han avser fortsätta göra även i sin nya roll. I samband med omstruktureringen bildades ett nytt ministerium för energi, industri och naturresurser och det är alltså detta som nytillträdde al-Falih, som sedan tidigare har pekats ut som den troligaste ersättaren till al-Naimi, ska leda. Al-Falih har uttalat att han tänker fortsätta med de policys hans föregångare drev, det vill säga att i nuläget upprätthålla en hög produktion och försvara marknadsandelar, vilket innebär han väntas möta visst motstånd från andra oljeproducerande länder när han för första gången representerar landet vid det kommande OPEC-mötet i juni. Kontinuiteten med al-Naimi, som al-Falih representerar, borgade för att utnämningen skulle mottas väl av marknaden. Något som sträcker sig utanför tidigare policys som den nya oljeministern måste hantera och ta ställning till är däremot de förslag som kommit om att privatisera delar av landets energisektor.

Vid omorganisationen delades även ministeriet för vatten och elektricitet upp två skilda delar, där den elrelaterade verksamheten flyttades till det nybildade ministeriet under al-Falihs ledning, medan vattenverksamheten flyttades till ministeriet för miljö, vatten och jordbruk. Denna förändring skulle kunna underlätta för Saudiarabien både att minska det inhemska elbehovet och genomförande av planerna på att öka elproduktionen från solkraft och kärnkraft.

Samtidigt genomfördes även förändringar bland annat av det ekonomiska styranordet, där Majed al-Qusaibi blev utsedd att leda det nyskapade ministeriet för handel och investering. Landets centralbank (Saudi Arabian Monetary Agency) fick också en ny chef i form av Ahmed al-Kholifey.

IEA nedvärderar skifferoljans återhämtningspotential

Produktion: IEA har skrivit ned sin prognos ordentligt för vid vilken prisnivå nedgången i USA:s skifferoljeproduktion väntas vända till tillväxt, i samband med en presentation förra veckan. Det var vid Platts oljekonferens Global Crude Oil Summit i London förra veckan som IEA:s chefsekonom László Varro sade att nuvarande nedgångstrend inte såg ut att brytas ens vid 60 dollar per fat och endast öka något om priserna nådde ett snitt på 70 dollar per fat under kommande treårsperiod. Om oljepriset istället i snitt skulle ligga omkring 40 dollar per fat under de kommande tre åren så var det troligt att USA skulle se ett produktionsbortfall om cirka 3 miljoner fat per dag under perioden 2015–2020. Varros prognos var en nedskrivning av de tidigare förväntningar från IEA som publicerades i World Energy Outlook i november förra året, där man förutsåg ett bortfall om cirka 2 miljoner fat per dag vid ett pris på 40 dollar per fat under de kommande tre åren, men i princip oförändrad produktion vid 60 dollar per fat under perioden. Vid 100 dollar per fat förutsåg IEA en produktionsökning (från dåvarande nivå) med 2 miljoner fat per dag i World Energy Outlook, vilket nu justerades ned till 1,5 miljoner fat per dag.

Skifferoljeproduktionen i USA sjunker snabbt för närvarande, med en takt som indikerar ett kapacitetsbortfall på årsbasis om cirka 700 000 fat per dag. Iran har sedan sanktionerna lyfts lyckats höja sin export med ungefär 400 000 fat per dag och många bedömare tror att de mot årets slut kan ha tagit igen 700 000 fat per dag av den ungefärliga miljon fat per dag av produktion som fick stängas ned på grund av sanktionerna. Sett till hur mycket Iran tagit ur sina stora så kallade flytande lager, uppbyggda under denna period, har landets export redan nått dessa nivåer enligt förra veckans månatliga oljemarknadsrapport från IEA.

Det omvärderade antagandet för vid vilket pris skifferoljeproduktionen kommer börja öka igen förstärker intrycket att världsmarknaden rör sig mot ett slut för överutbudet och en balans mellan utbud och efterfrågan strax efter årsskiftet 2016/2017. Vidare innebär det att de stora kommersiella lager som byggs upp under överutbudstiden ser ut att kunna eroderas ner fortare än tidigare beräknat, samtidigt som en ökande skifferoljeproduktion inte kommer utgöra en broms på oljepriset redan kring nivån 50 dollar per fat, som många hittills trott.

Oroligheter i Nigerdeltat leder till avbrott av oljeleveranser

Kategori: Shell deklarerade under onsdagen den 10 maj force majeure¹ för export av råoljekvaliteten Bonny Light. Detta på grund av en läcka från rörledningen Nembe Creek Trunk, som nu är avstängd för reparation. Shell har ännu inte meddelat vad som orsakade läckan. Rörledningen som transporterar råolja till exportterminalen är cirka 100 kilometer lång och har en kapacitet om 600 000 fat per dag. Exporten för maj var beräknad till motsvarande cirka 210 000 fat per dag. Avbrottet för exporten av Bonny Light kommer mindre än en vecka efter att Chevron deklarerat force majeure för sin nigerianska produktion efter en attack mot företagets offshore-anläggning Okran. Rebellgruppen Niger Delta Avengers

¹ Force Majeure deklarerar när ett företag inte kan uppfylla sina avtalade åtaganden på grund av omständigheter som företaget själva inte kan kontrollera eller förutse.

har tagits på sig ansvaret för attacken. Avbrottet innebär en förlust för Chevron om cirka 35 000 fat per dag.

I april deklarerade Eni force majeure på råoljekvaliteten Brass River, vilket ska ha berott på en brand i en av rörledningarna. Enligt nyhetsbyrån Reuters ska cirka 142 000 fat per dag av Brass River ha varit planerade för export under maj. I februari var Shell tvunget att avbryta delar av sina leveranser från Forcados-terminalen till följd av en rörledningsläcka.

Attacker mot framför allt rörledningar i Nigerdeltat har ökat under våren efter att Nigerias president Muhammadu Buhari har gjort försök att pressa tillbaka den ökande stölden av olja och minska korruptionen. I april producerades 1,87 miljoner fat per dag i Nigeria, men nyhetsbyrån Bloomberg uppskattar nu att de senaste avbrotten har lett till att Nigerias produktion nu ligger på den lägsta nivån på 22 år. Flera rebeller menar att de med attackerna, där de också säljer vidare en del av oljan, handlar om att de vill se en mer rättvis vinstandel till lokalbefolkningen i Nigerdeltat.

Inte bara Nigeria har påverkats av rebellgrupper. Libyens råoljeproduktion har också fallit kraftigt under de senaste veckorna. Under vecka 19 tvingades ett dotterbolag till statliga National Oil Corp (NOC) i Tripoli minska sin produktion med en tredjedel från fälten Messla och Sarir. En talesperson från NOC i Tripoli meddelade också att de lagertankrar som finns vid den östra delens Marsa el-Hariga-hamn kommer bli fulla på mindre än tre veckor om ingen olja går på export snart och produktionen kommer då minska ytterligare. Att ingen råolja kan gå på export från hamnen beror på en dispyt mellan NOC i Tripoli och en motsvarande version av oljebolaget som har skapats av den konkurrerande libyska regeringen i de östra delarna av landet.

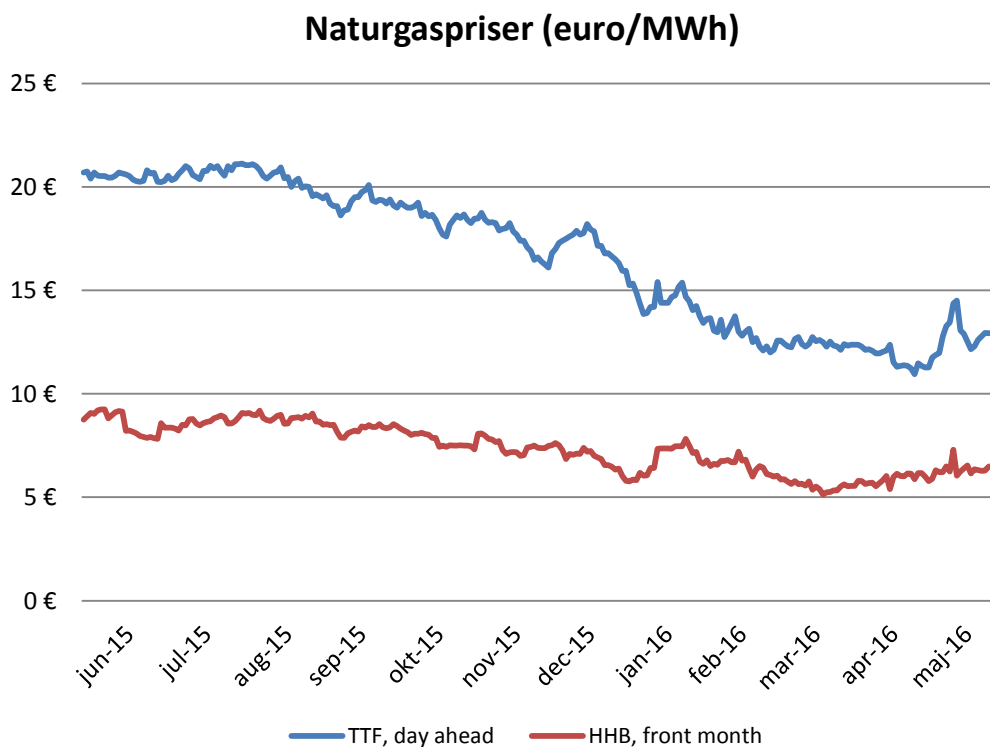
Exporten från hamnen i Hariga uppgår till tre fjärdedelar av Libyens oljeproduktion och statliga intäkter skulle halveras om exporten helt upphörde, enligt en talesperson för NOC Tripoli. Enligt samma person finns också en risk att produktionsminskningen riskerar bli permanent om olja från de sydöstra fälten stelnar i rörledningarna, eftersom de har en hög vaxhalt.

Dispyten mellan de båda versionerna av det statliga oljebolaget är en del av en större kraftmätning mellan fraktioner i östra och västra Libyen och båda parter har under våren hindrat varandra från att exportera råolja från hamnen i Hariga..

Naturgasmarknader

Under vecka 19 steg priset på den nederländska gashubben TTF med 3,1 procent jämfört med veckan innan. Priset på den brittiska hubben NBP steg med 2,9 procent. De högre priserna beror främst på något kallare väder jämfört med veckan innan.

Som det skrevs i förra marknadsbrevet är ryska, norska och nordafrikanska gasleveranser fortsatt starka in till Europa, och de tre regionerna tillförde marknaden cirka 0,11 miljarder kubikmeter mer gas per dag jämfört med samma tidpunkt förra året.

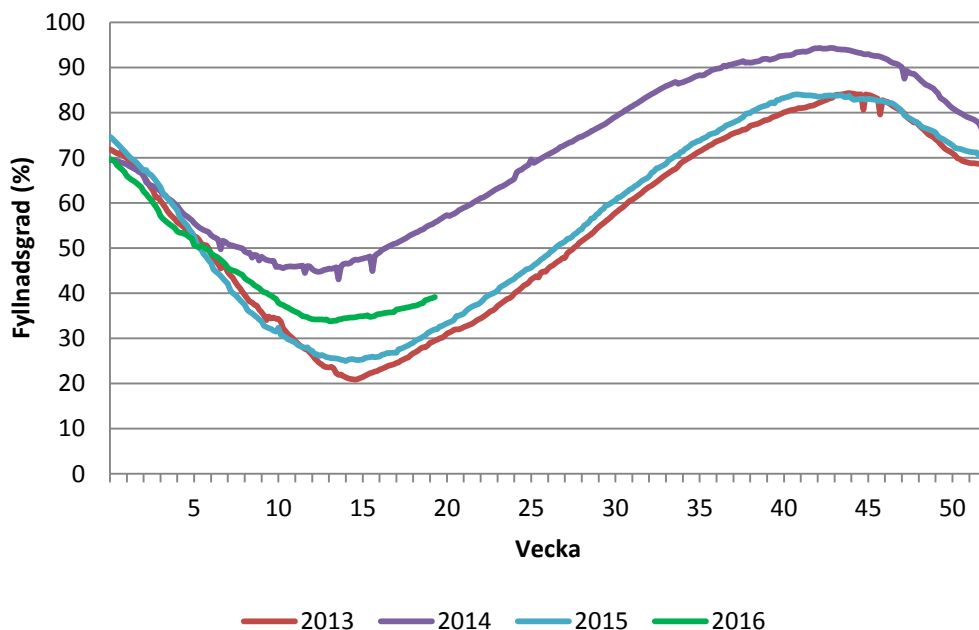


Källa: Montel

Uttagssäsongen är nu över på kontinenten och de största europeiska hubbarna hade enligt GIE nettoinjektioner om 1,51 miljarder kubikmeter i lagren vecka 19. Injiceringen var 0,51 miljarder kubikmeter högre jämfört med veckan innan, men 0,37 miljarder kubikmeter lägre jämfört med förra året. Totala europeiska gaslager uppgår nu till 34,7 miljarder kubikmeter, vilket är 16 procent högre än förra året. Enligt analysfirman Energy Aspects förekommer det dock brister i statistiken från GIE eftersom siffror från Frankrike verkar vara något fördröjda. Det företag som ansvarare för franska gaslageranläggningar, Storengy, har indikerat att både lagernivåerna och injiceringsvolymerna har varit underskattade. Enligt Storengy har Frankrike ca 3,9 miljarder kubikmeter gas i lager, vilket är en miljard kubikmeter mer än vad som rapporteras av GIE. Vissa brister har också upptäckts i siffror från Tyskland.

Ukraina injicerade ca 83 miljoner kubikmeter in i sina lager under veckan och landets lager uppgår nu till ca 8,92 miljarder kubikmeter, vilket är runt 0,3 miljarder kubikmeter lägre jämfört med förra året.

Fyllnadsgrad i europeiska gaslager



Källa: GSE minus strategiska lagervolymer

LNG-importen verkar nu minska något jämfört med en hög importnivå under veckan som gick då importen ökade med 0,37 miljarder kubikmeter jämfört med veckan innan och 0,56 miljarder kubikmeter jämfört med samma period 2015. Lagren av LNG ökade under vecka 19 med 0,56 miljarder kubikmeter och uppgår till totalt 4,58 miljarder kubikmeter. Dock har siffror från Italien, Belgien, Spanien, Portugal och Grekland inte uppdaterats sedan tidigt i april enligt GIE. Baserat på detta är nu europeiska LNG-lager 8 procent lägre än vid samma tidpunkt förra året.

Nyheter i korthet: Naturgas

Ökade satsningar på LNG som fartygsbränsle

Marknad/policy: Allt fler energiföretag och rederier satsar på flytande naturgas (LNG) som bränsle för fartyg för att begränsa svavelutsläpp och andra luftförorenande ämnen inom sjöfarten. FN:s internationella sjöfartsorganisation (International Maritime Organization, IMO) vill att maritima transporter ska använda renare bränslen och har i steg stärkt sina regleringar kring svavelutsläpp, vilket föranlett att fler företag intresserat sig för LNG som bränsle istället för bunkerolja. Enligt finansrådgivarna Sanford C. Bernstein & Co. väntas antalet LNG-fartyg femdubblas till år 2020, drivet av IMO:s planer på att få till stånd ett globalt förbud mot bunkerbränslen med svavelhalter högre än 0,5 % till 2020. Kring svenska kuster råder sedan 1 januari 2015 en maxgräns om 0,1 % svavelhalt, medan de flesta fartygen globalt sett idag använder bunkerolja som vanligtvis innehåller upp till 3,5 % svavelhalt. Av den globala fartygsflottan på cirka 50 000 fartyg är det 77 som kan drivas på LNG och ytterligare 85 är beställda, enligt certifieringsfirman DNV GL.

Maersk, som är ett av världens största containerrederi, beslöt i februari att samarbeta med Qatar Liquefied Gas Co (Qatargas) och Royal Dutch Shell Plc för att satsa på att främja LNG som maritimt bränsle. Mellanösterns största containerrederi United Arab Shipping undertecknade den 17 april ett liknande avtal med Shell och Qatargas och har sedan 2014 investerat 2,3 miljarder dollar i fartyg som kan använda LNG som bränsle. Qatar står för en tredjedel av världens LNG-produktion och Shell är världens största LNG-handlare. Tillsammans vill parterna nu investera i ökad användning av flytande gas inom sjöfarten. Qatargas, Shell och Maersk fokuserar till en början på att välja platser för bunkringsstationer i Mellanöstern. En planerad gemensam anläggning ägd av Shell och Qatargas med en kapacitet på 7,8 miljoner ton per år ska förse marknaden med LNG. De två företagen ska sedan med hjälp av Maersk leverera bränslet till handelsfartyg till år 2020. Även Förenade Arabemiraten tittar på möjligheter att förse marknaden med LNG som fartygsbränsle.

LNG inom sjöfarten är fortfarande på ett tidigt stadium och mestadels av den maritima industrin går fortfarande på oljebaserade produkter som tjockolja eller medeldestillat. I Sverige finns två LNG-terminaler samt ett fartyg som bunkrar LNG. Åtta fartyg som kan använda både LNG och traditionella bunkerbränslen (så kallad ”dual fuel”-maskineri) är beställda till Sverige med leverans från 2016. Fram till 2014 har infrastrukturen varit bristande infrastruktur och utbudet stramt, men de senaste två åren har det dykt upp alltfler LNG-terminaler runt om i världen. Priserna pikade 2014 men har sedan dess fallit med 80 procent då nya LNG-projekt ibland annat Australien har bidragit till ökat utbud samtidigt som efterfrågan i Asien har minskat.

Oljeindexerade kontrakt fortsätter att minska i Europa

Kategori: Branschorganisationen International Gas Union (IGU) släppte i början av maj sin prisbildningsrapport *IGU Wholesale Gas Price Survey* för 2015, som visar att andelen oljeindexerad prissättning på gas fortsätter att minska till förmån för prisbildning kopplad till handelspriserna på gashubbarna. Under 2015 handlades 64 procent av Europas gasanvändning med hubbaserade priser, jämfört med 61 procent 2014. Samtidigt minskade gaspriser baserade på oljeindexering från 32 procent av gasanvändningen 2014 till 30 procent 2015. För tio år sedan såg situationen betydligt annorlunda ut, då endast 15 procent av gasanvändningen handlades med hubbindexerade priser medan oljeindexering svarade för 78 procent.

Europa är den regionen där förändringarna i prisbildningsmekanismerna har varit störst enligt IGU. Förändringarna reflekterar bland annat minskningen av importerade gasolymer under oljeindexerade kontrakt som ersatts av gas köpt på spotmarknaden och ökade volymer handlade på hubbar. Dessutom har ”take or pay”-kontrakten minskat. Det har även börjat förekomma hybrida prisformler där oljeindexering delvis behålls men inom en priskorridor som fastställs av hubbpriser. Storbritannien är ett tydligt exempel där den minskande inhemska gasproduktionen, som var baserad på oljeindexerade kontrakt, ersattes med hubkopplade rörledningar och import av flytande naturgas (LNG) import, vilket förstärkte trenden att gå ifrån oljeindexering.

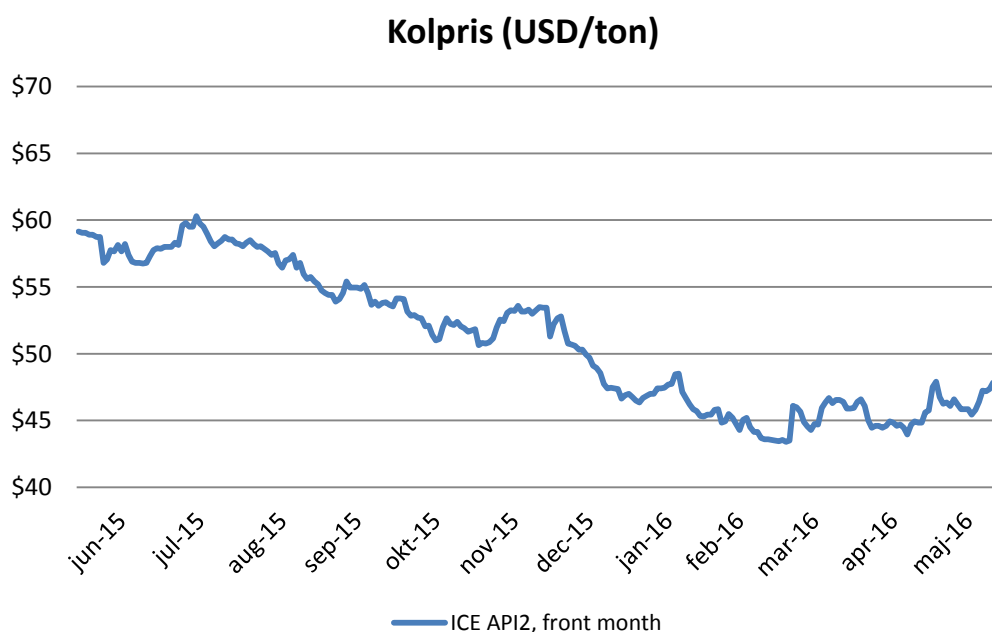
Fracking svarade för två tredjedelar av USA:s gasproduktion 2015

Produktion/skiffergas: Amerikanska Energy Information Administration (EIA) släppte i början av maj statistik över USA:s gasproduktion, som visade på att gasproduktion genom hydraulisk spräckning, så kallad ”fracking”, stod för två tredjedelar av landets gasproduktion under 2015. Ökningen av gasproduktion genom fracking i landet har varit dramatisk under 2000-talet, både i absoluta och som andel av den totala gasproduktionen. År 2000 fanns det omkring 26 000 borrplatser där hydraulisk spräckning användes och gasproduktionen uppgick till strax över 100 miljoner kubikmeter per dag, motsvarande cirka sju procent av den totala produktionen. För 2015 beräknas det enligt EIA ha funnits ungefär 300 000 borrplatser där hydraulisk spräckning använts, med en produktion 1,5 miljarder kubikmeter per dag. Dock har antalet aktiva gasriggar minskat betydligt det senaste året till följd av de låga priserna på olja och gas.

Hydraulisk spräckning används ofta i kombination med horisontell borrhning och sker genom att vätska sprutas ner i berggrunden under högt tryck tillsammans med ett finkornigt material, ibland sand. Berggrunden spräcks då samtidigt som det finkorniga materialet tränger in i sprickorna. När vätsketrycket ovanifrån sedan minskas hålls sprickorna fortsatt öppna av det finkorniga materialet vilket för att underliggande gas eller olja kan tränga upp genom sprickbildningen. Många kritiker har hävdade att metoden medför stora miljöproblem, bland annat genom förstört grundvatten och läckage av de kemikalier som används i vätskan.

Kolmarknader

Kolpriset har stigit de två senaste veckorna, drivet av oljans prisökningar. Det europeiska referenspriset API 2 stängde efter fredagens handel på 47,9 dollar per ton för nästa månads termin. Prisökningen berodde både på stigande oljepriser och att en del kol från Colombia på sistone har sålts till Asien istället för Europa. Dock fortsätter grundläggande marknadsfundamenta att tynga ner prisbilden, med ett överutbud och svag efterfrågan både på atlantmarknaden och på stillahavsmarknaden. Den kinesiska kolimporten under april rapporteras ha varit fyra procent lägre än samma månad förra året.

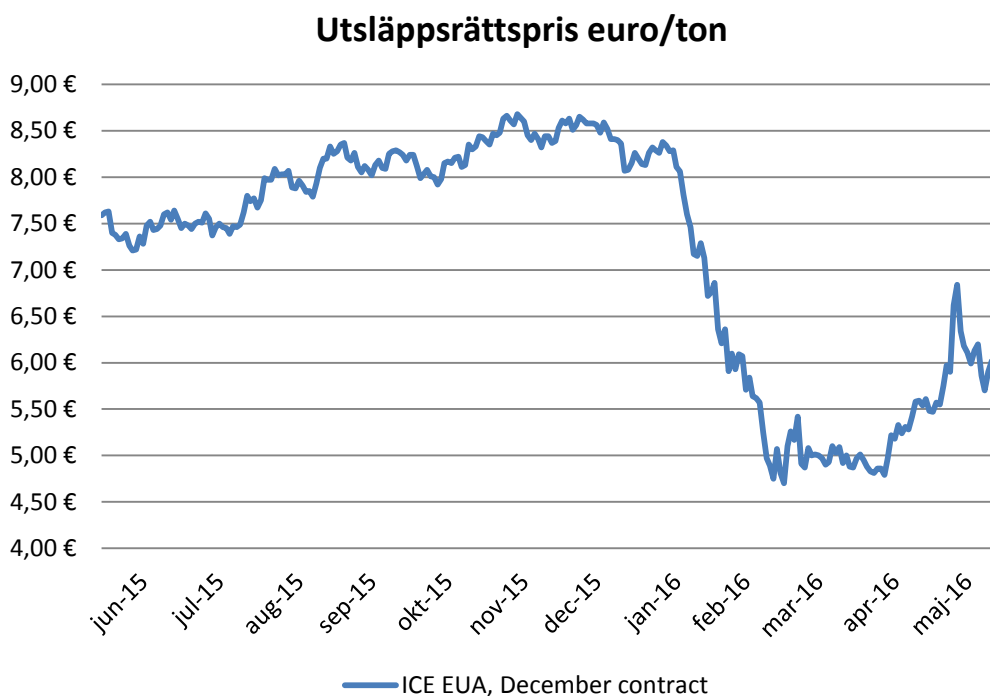


Källa: Montel

Under vecka 19 så var Storbritanniens elproduktion vid två tillfällen helt utan kolkraft, rapporterar NETA (Net Electricity Trading Arrangements) som bevakar landets elsystem. Detta skedde för första gången under måndag morgon och håll då i sig under flera timmar och sedan även under torsdagen. Landet har sett en betydande minskning av kolkraft sedan ett prisgolv för utsläpp av koldioxid infördes 2013.

Utsläppsrätter

Priset på utsläppsrätter har under de två senaste veckorna rört sig mellan nivåer på 5,7–6,2 euro per ton koldioxid för årets decemberkontrakt vid stängning. Efter att årets verifieringsrunda nu är avslutad påverkas marknaden istället till stor del av politiska diskussioner om handelssystemets framtid, där det som varit aktuellt den senaste tiden är Frankrikes förslag om ett prisgolv för koldioxid. Diskussionerna har även påbörjats inom EU-parlamentet, som väntas vara klara vid årets slut eller början av 2017.



Källa: Montel

Fokus: Oljejättarna måste tänka om för att överleva enligt ny rapport

Enligt en ny forskningsrapport från Paul Stevens vid den fristående tankesmedjan Chatham House (Royal Institute of International Affairs) måste de största privatägda oljebolagen ändra sin affärsmodell för att inte gå under inom tio år. I forskningsrapporten *International Oil Companies: The Death of the Old Business Model*, skriver Paul Stevens att de fem största internationella oljejättarna (Shell, BP, ExxonMobil, Chevron och Total) måste ändra sina affärsmodeller för att överleva på sikt. Detta beror inte bara på de senaste årens låga oljepriser och högre klimatambitioner, utan Stevens menar att problemen är mer fundamentala och går längre tillbaka i tiden och dels utgörs dels av problem som består sedan 70-talet och dels av problem i bolagens nuvarande affärsmodeller.

Den senaste versionen av de privatägda oljejättarnas affärsmodell växte fram på 1990-talet och bygger på att maximera aktievärdet genom att:

- Maximera bokföringsbara reserver genom prospekteringsborrningar eller genom att köpa upp andra företag med bevisade reserver i sina böcker.
- Minimera kostnader, delvis genom att lägga ut viktiga funktioner på entreprenad.

Fram till 70-talet var det sju stora privatägda oljebolag som helt dominerade den globala oljemarknaden; de ägde 70 procent av raffineringskapaciteten, varje viktig rörledning och ungefär två tredjedelar av den privatägda tankflottan. Under 70-talet började många länder själva ta över oljereserver och uppströmsverksamhet och fler statliga oljebolag etablerades. Idag tillhör majoriteten av produktionen, reserverna, raffineringskapaciteten och försäljningen statliga bolag. Detsamma gäller för produktion och reserver av naturgas.

Enligt Stevens kan problemen med de privatägda oljejättarnas nuvarande affärsmodell delas in i tre huvudområden:

- *Fundamentala problem.* Ett exempel som Stevens lyfter fram är de privatägda oljejättarnas tendens att följa konsensus. De har länge tenderat att följa samma strategier och ta liknande beslut och få bolag har valt att gå sin egen väg. Det kan vara riskabelt eftersom om alla aktörer på en marknad beter sig på samma sätt, kan det leda till motsatta resultat än de förväntade. Ett annat grundläggande problem med affärsmodellen är enligt Stevens att den undervärderar risker.
- *Problem med uppströms- och nedströmsverksamheten.* Privatägda oljebolag har haft svårigheter att få tillgång till lågkostnadsreserver, det vill säga oljefyndigheter som kan utvinna till en låg kostnad. Detta beror framför allt på att flera länder har valt att förstatliga sina oljereserver, men också på grund av ökad konkurrens från statliga oljebolag som vill utöka

sina verksamheter utanför sina egna nationer. Detta har lett till att privatägda oljebolag har varit tvungna att tillförsäkra sig allt mer högkostnadsreserver. Detta har enligt rapporten dolts under 40 år tack vare att oljepriset har stigit snabbare än kostnaden för prospektering och produktion. I nedströmsverksamheten är det generellt svårt att gå med vinst, även om undantag så klart finns. Det beror på de skalfördelar som finns i ett raffinaderi, som gör att när det väl är byggt krävs att verksamheten drivs till sin maximala kapacitet. Att göra så leder ofta till ett överutbud på marknaden, vilket i sin tur leder till lägre raffinering marginaler då de flesta produktmarknader är högt konkurrensutsatta.

- *Finansiella svårigheter.* Sedan 2008 års finanskris har de finansiella marknaderna förändrats, och många ser med mer skepsis på långsiktiga högriskprojekt. Sådana projekt är precis det som privatägda oljebolag innehar och det verkar ha gjort marknaden mer skeptisk mot bolagens aktier. Ett tecken på det kom i oktober 2013 då de fem privatägda oljejättarna meddelade sina planerade anläggningskostnader (CAPEX) för 2014. Endast Total meddelade att det skulle minska anläggningskostnaderna. Som en följd steg Totals aktievärde medan övriga bolags aktier sjönk i värde.

Symptom som enligt Stevens visar på att de privatägda oljebolagens affärsmodell sviktar är bland annat att bolagen har misslyckats med att utöka sina reserver, trots att detta är en kärna i affärsmodellen. Under 2014 var de tillkommande oljereserverna de lägsta sedan 2010. Ett annat tecken på bristfällighet i modellen är relativt dålig finansiella resultat för bolagens aktier jämfört med borsindex. Det är också svårt att korrekt värdera de privatägda oljebolagens aktier eftersom företagen har blåst upp utdelningarna för att höja aktiepriset genom återköp av aktier.

Enligt Stevens finns det flera potentiella saker som de privatägda oljebolagen kan göra åt situationen, vissa mindre riskfyllda och rimliga än andra. Den mest realistiska lösningen för långsiktig överlevnad är dock enligt Stevens att drastiskt minska sina verksamhetsområden. Även om företagen lyckas med detta och överleva kommer de verka i mindre utsträckning inom mer begränsade funktionella och geografiska områden.

Vad skulle hända om de privatägda oljejättarna istället går i graven? Enligt Stevens skulle det få en marginell påverkan på oljemarknaden, eftersom de största reserverna och den största kapaciteten ägs av statliga bolag. Vad som däremot riskerar att få svåra konsekvenser är den finansiella marknaden. Bolagen är högt värderade och deras gemensamma totala värde beräknas enligt Forbes uppgå till 994,4 miljarder dollar. Samtidigt är det många pensionsfonder som har investerat i dessa bolag och konsekvenserna för dem kan bli långtgående.

Paul Stevens är titulerad *Distinguished Fellow* på avdelningen för energi, miljö och resurser vid Chatham House. Han är också professor emeritus vid University of Dundee, gästprofessor vid University College London och senior forskare vid Institute of Energy Economics i Japan.