

Skifergassrevolusjonen og det europeiske gassmarkedet

Kristine Grimsrud, Knut Einar Rosendahl
og Halvor Briseid Storrøsten

Utsiktene for gassmarkedet i USA er betydelig endret de siste årene. Ny teknologi har gjort det lønnsomt å utvinne gass fra skifer i USA, og man forventer nå at USA skal begynne å eksportere gass i årene som kommer. Dette vil få konsekvenser for det europeiske gassmarkedet ved at gass fra andre land transporteres til Europa i stedet for USA. Beregningene våre antyder at endringene i forventninger i det europeiske markedet som følge av skifergassrevolusjonen, vil kunne påvirke produsenter med markedsrett svært forskjellig. Mens mellomstore produsenter som Norge, Nederland og Algerie kan komme til å akselerere utvinningen, kan Russland, som sitter på enorme gassreserver, velge å holde igjen. Dermed kan fremtidig tilbud av skifergass redusere andelen russisk gass på det europeiske gassmarkedet, også før skifergassen trer inn i markedet.

Innledning

Gassmarkedet i USA har de siste årene blitt betydelig endret som følge av den såkalte skifergassrevolusjonen. Ny teknologi har gjort det lønnsomt å utvinne store mengder gass fra skifer. Dette har ført til stort prisfall i USA, og i årene framover forventer man nå at USA skal begynne å eksportere gass. For bare fem år siden ventet man i stedet at landet ville importere store mengder gass etter 2020. Det er også potensial for skifergassproduksjon i Europa og andre land, men utsiktene er mindre og mer usikre enn i USA. Skifergassrevolusjonen vil uansett få konsekvenser for det europeiske gassmarkedet, både direkte gjennom eksport fra USA til Europa og indirekte fordi gass tiltenkt USA kan skipes til Europa i stedet. Spørsmålet vi stiller i denne artikkelen er om gassmarkedet i Europa vil bli påvirket allerede før skifergassen blir tilgjengelig i stort monn for det europeiske markedet.

Skifergass er en type ukonvensjonell gass som formes i finkornet skifer. Produksjonen foregår ved boring av horisontale brønner og hydraulisk oppsprekking. Hydraulisk oppsprekking betyr at en pumpe vann iblandet sand og kjemikalier ned i borebrønnen slik at det oppstår sprekkdannelser (typisk mindre enn 1 millimeter) som lar gassen migrere til brønnen. Metoden har miljømessige utfordringer, blant annet

knyttet til forurensing av grunnvann og gasslekkasje.¹ Teknologiske fremskritt har ført til at produksjonen av skifergass i USA tiltok fra under 1 prosent av innenlandsk produksjon i 2000 til over 20 prosent i 2010. EIA (2012) anslår at skifergass vil utgjøre 49 prosent av gassproduksjonen i USA i 2035.

Gass er en ikke-fornybar ressurs slik at reserver utvunnet i dag ikke kan produseres i fremtiden. Følgelig må eiere av gassreserver ikke bare ta stilling til om de skal utvinne reservene sine, men også når de er best tjent med å produsere. Differansen mellom marginal inntekt og marginal kostnad som skyldes ressursknapphet omtales gjerne som ressursrenten. Ressursrenten er altså den komponenten av dagens pris som skyldes at produksjon i dag reduserer mulig produksjon og dermed mulige inntekter fra ressursen i fremtiden. Ressursrenten tiltar i forventninger om fremtidig prisnivå, fordi høyere pris i fremtiden betyr større gevinst ved å spare reserver til produksjon på et senere tidspunkt. Fremtidsutsiktene spiller dermed en avgjørende rolle for ressurseieres valg av dagens produksjonsnivå.

Ved siden av hensynet til ressursrenten er det europeiske gassmarkedet også karakterisert ved store og mellomstore produsenter med markedsrett. Den totale virkningen av skifergassrevolusjonen på gasstilbudet til Europa avgjøres dermed av samspillet mellom effekten på ressursrenten og effekten på oligopolrenten, dvs. differansen mellom gassprisen og marginalinntekten som skyldes markedsrett. I denne artikkelen studerer vi dette samspillet nærmere. Artikkelen tar utgangspunkt i en teoretisk og numerisk analyse av heterogene produsenter med markedsrett (Cournot) som maksimerer

Kristine Grimsrud er forsker i Gruppe for miljøøkonomi (kgd@ssb.no)

Knut Einar Rosendahl er forsker i Gruppe for energiøkonomi og professor ved Handelshøyskolen UMB (knut.einar.rosendahl@umb.no)

Halvor Briseid Storrøsten er forsker i Gruppe for energiøkonomi (hbs@ssb.no)

¹ Se http://en.wikipedia.org/wiki/Environmental_impact_of_hydraulic_fracturing

nåverdien av sin inntektsstrøm fra produksjon av en ikke-fornybar ressurs (Grimsrud mfl., 2013).

Tilbudssiden i det europeiske gassmarkedet

Det europeiske gassmarkedet har gjennom flere tiår vært dominert av fem store produsenter. Disse produsentene er Algerie, Nederland, Norge, Russland og Storbritannia. Samlet sett har disse landene dekket minst 2/3 av det totale gassforbruket i Den europeiske union (EU) siden starten av 1980-tallet. Den resterende etterspørselen dekkes av produksjon fra øvrige europeiske land, samt en beskjeden import fra andre deler av verden, hovedsakelig i form av flytende naturgass (LNG).

Ressursgrunnlaget er svært ulikt i de fem ovenfor nevnte landene. Russland er i særklasse med gassreserver på hele 44,4 tcm (10^{12} m^3) gass. Dette utgjør mer enn fem ganger av de samlede reserver for de fire resterende landene.² Selv om mesteparten av russisk gassproduksjon i dag brukes innenlands, står landet med sine store reserver godt posisjonert for fremtidig salg av gass til Europa.

Ifølge BP (2012) har Russland reserver svarende til 74 års produksjon på dagens nivå (dette kalles ofte R/P-raten, dvs. gjenværende reserver dividert med årlig produksjon). Algerie har, grunnet relativt lavt produksjonsnivå, en R/P rate på 58 år, mens Storbritannia sin R/P-rate bare er 4,5 år. Nederland og Norge er et sted i mellom med henholdsvis 17 og 20 år. Disse tallene bør tolkes med varsomhet fordi leting og teknologisk utvikling kan øke reservemengden.³ Tilbudet av gass til Europa fra Algerie og Russland forventes å øke over de neste tiårene, mens gassproduksjonen i Storbritannia er fallende—i 2011 var produksjonen 60 prosent lavere enn i toppåret 2000 (IEA, 2012).

Endrede framtidsutsikter

Vi finner at ny informasjon om fremtidige hendelser påvirker dagens tilbud av ressursen (Grimsrud mfl., 2013). Dårligere markedsutsikter, for eksempel grunnet økt fremtidig konkurranse fra skifergass, akselererer gjerne utvinningen. Dette er som ventet ut fra tidligere litteratur.⁴ Vi viser imidlertid at dårligere markedsutsikter også kan redusere dagens tilbud fra produsenter med tilstrekkelig store ressurser.

Hvordan kan dette skje? Tilbudet av en ikke-fornybar ressurs i et marked med imperfekt konkurranse er bestemt av både ressursrenten og oligopolrenten. Forventninger om en lavere fremtidig pris reduserer

ressursrenten og gjør det lønnsomt å akselerere produksjonen. Hensynet til ressursrenten tilsier dermed at en produsent bør fremskynde produksjonen dersom markedsutsiktene blir dårligere. Men dette gjelder samtlige ressurseiere. Andre og konkurrerende ressurseiere vil dermed også fremskynde sin produksjon. Siden prisen faller når konkurrentene øker produksjonen, gir konkurrentens produksjonsøkning isolert sett insentiver til å redusere dagens tilbud (produksjon er strategiske substitutter). Dersom dette siste hensynet veier tyngre enn fallet i ressursrenten, vil dårligere markedsutsikter føre til at ressurseieren i stedet utsetter produksjonen. Dette er tilfelle for eiere av tilstrekkelig store reserver. For disse er ressursknapphet og dermed ressursrenten mindre viktig, mens hensynet til å opprettholde en god pris er sentralt.

Med andre ord: Når aktører med mindre reserver akselerer produksjonen på grunn av dårligere markedsutsikter kan det være optimalt for aktører med store reserver, som dermed typisk har stor markedsrett, å redusere produksjonen for å begrense prisfallet.

For å undersøke om dette kun er av teoretisk interesse, eller om det også er relevant i det europeiske gassmarkedet, har vi utført simuleringer i en numerisk modell for dette markedet. Som vi skal se under, indikerer modellsimuleringene at skifergassrevolusjonen i USA kan gi resultatet diskutert ovenfor, nemlig at den største gasstilbyderen til Europa reduserer sin produksjon allerede før skifergassen trer inn i markedet.

Modellberegninger

Beregningsmodellen vi bruker behandler Algerie, Nederland, Norge og Russland som profittmaksimerende enkeltaktører, mens annen produksjon modelleres som eksogene størrelser (inklusive Storbritannia som har lite gjenværende reserver). Import av LNG til Europa modelleres som en stigende tilbudsfunksjon.⁵ Modellen opererer ikke med en gitt reservemengde, men legger til grunn at utvinningskostnadene øker i akkumulert produksjon. Ressursrenten oppstår da fordi økt produksjon i dag gjør det dyrere å produsere i fremtiden. Utvinningskostnadene er kalibrert etter reservedata fra BP (2012). Europeisk gassetterspørsel faller i prisen på gass og har en gitt langsiktig etterspørselastisitet lik -0,5. Etterspørselen tiltar over tid grunnet økonomisk vekst, og inntektselastisiteten er kalibrert etter fremskrivningene av gasskonsumet gitt i EIA (2011). Modellen tar også hensyn til teknologisk vekst, transportkostnader og russisk produksjon til innenlandsk forbruk, se Grimsrud mfl. (2013) for detaljer. Siden modellen ikke skiller mellom investeringer og produksjon vil den tendere til å overdrive de umiddelbare effektene av et skift i forventninger. Vi fokuserer derfor på om produksjonen øker eller avtar.

² Ifølge BP (2012) har Russland, Algerie, Norge, Nederland og Storbritannia reserver på henholdsvis 44,4, 4,4, 2,1, 1,1 og 0,2 tcm.

³ Gjenværende russiske gassreserver økte fra 2001 til 2011. Gassreservene til Algerie og Norge falt betydelig mindre enn akkumulert produksjon i samme periode.

⁴ For eksempel argumenterer Sinn (2008) for at forventninger om strengere miljøreguleringer i fremtiden (f. eks avgift som gir produsenter lavere fremtidig profitt per ressursenhet) kan føre til hurtigere utvinning av fossilt brensel og dermed økte klimautslipp. Dette danner grunnlaget for det såkalte "grønne paradoks".

⁵ Med Europa refereres det til hele Europa (inkl. Ukraina og Hviterussland).

Modellen opererer med et referansescenario og et skifergassscenario. Den eneste forskjellen mellom disse scenarioene er at i sistnevnte scenario legger vi til et eksogent tilbud av skifergass som inntreer i år 2020 og vokser gradvis til et nivå på 150 bcm (10^9 m^3) fra og med 2035.⁶

Simuleringsresultatene viser effektene på det europeiske gassmarkedet ved økt fremtidig gasstilbud til Europa som følge av skifergassrevolusjonen. Figur 1 viser hvordan produsentene tilpasser seg fremover mot 2050.

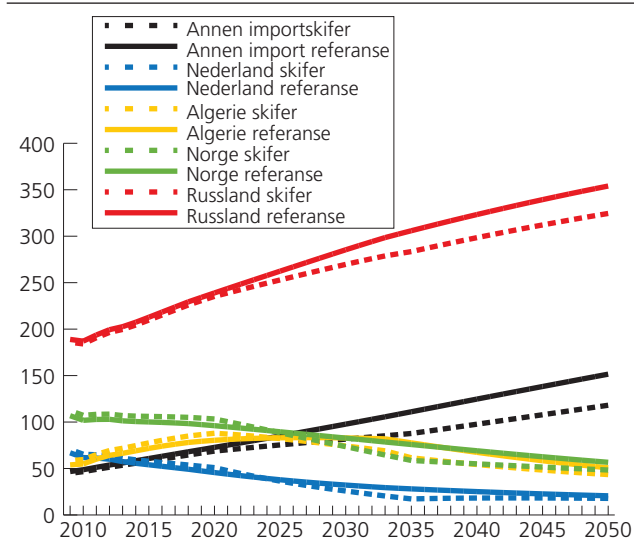
I referansescenarioet dobles nesten russisk gasseksport i denne perioden, og Russlands andel av det europeiske gassmarkedet øker fra 32 prosent i 2009 til 54 prosent i 2050. Norge og Nederland reduserer sitt tilbud med henholdsvis en og to tredeler, mens algerisk produksjon først vokser og deretter faller til om lag nivået i 2009. Totalt konsum av gass øker med rundt 10 prosent fra 2009 til 2050.⁷ Gassprisen i Europa stiger fra 280 til 500 dollar per tonn oljeekvivalent grunnet lavere reserver og produksjon fra flesteparten av landene, se figur 2. Unntakene er russisk gassproduksjon som øker fordi Russland har betydelige reserver som er rimelige å utvinne gjennom hele perioden, og import fra andre regioner.

Vi ser nå på markedseffektene som følger av skifergassrevolusjonen som forventes å gi en betydelig økning i gassimporten etter 2020. Figur 2 viser at gassprisen i Europa stiger saktere enn i referansescenarioet. Tilbudet av skifergass gir 50-90 dollar lavere gasspris per tonn oljeekvivalent i Europa gjennom de siste 20 årene av simuleringen. Gassprisen faller også før tilbudet av skifergass når markedet på grunn av forventningene om en lavere fremtidig gasspris, jamfør diskusjonen over. Prisfallet er utløst av økt produksjon fra Algerie, Nederland og Norge.

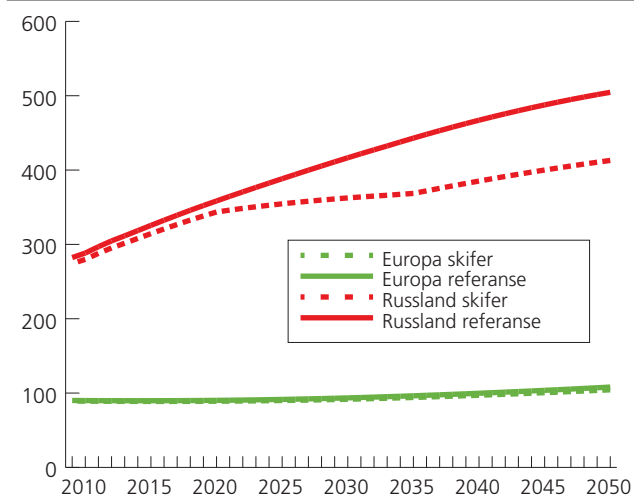
Figur 3 viser Norges produksjonskostnader per enhet, ressursrente og oligopolrente, som til sammen skal være lik gassprisen. Produsenter med markedsmakt vil kreve en oligopolrente fordi økt produksjon innebærer redusert pris—marginalinntekten er dermed lavere enn prisen. Når en ser på nivåforskjellen mellom ressursrenten og oligopolrenten for Norge er det ikke overraskende at skiftet i ressursrenten dominerer hensynet til prisendringer, slik at Norge framskynder noe av sin gassproduksjon ved fremtidig tilbud av skifergass. Bildet er det samme for Algerie og Nederland.

Men figur 1 viser også at russisk gassproduksjon ikke framskyndes. Tvert i mot ligger russisk gassproduksjon

Figur 1. Tilbud av gass til det europeiske gassmarkedet i referanse og skifergass scenarioene (Bcm per år)



Figur 2. Gassprisen i referanse og skifergass scenarioene (dollar per tonn oljeekvivalent)



i skifergassscenarioet lavere enn i referansescenarioet gjennom hele tidshorisonten. Årsaken er at Russland har så store gassreserver at ressursknapphet, og dermed ressursrenten, ikke spiller en veldig viktig rolle. Hensynet til dagens gasspris er derimot sentralt. Dette er vist i figur 4, som viser produksjonskostnader per enhet, ressursrente og oligopolrente for Russland.

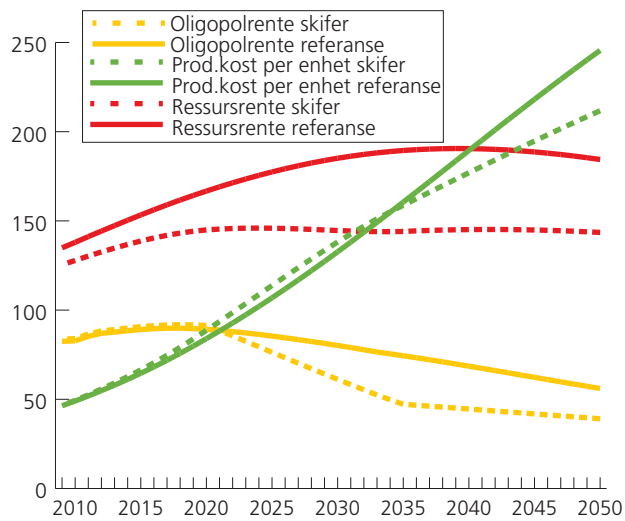
Vi ser at ressursrenten varierer mellom 10 og 20 dollar per tonn oljeekvivalent, mens oligopolrenten øker fra 150 til 350 dollar per tonn oljeekvivalent (i referansescenarioet). Siden hensynet til prisendringer dominerer hensynet til ressursrenten, velger Russland å redusere sitt tilbud av gass for å dempe prisfallet som utløses av økt produksjon i Algerie, Nederland og Norge.

Som en konsekvens av lavere gasspriser og en lavere markedsandel for russisk gass faller nåverdien på russisk profitt over perioden 2009 til 2050 med 15 prosent ved økt tilbud av skifergass. De andre landenes tap

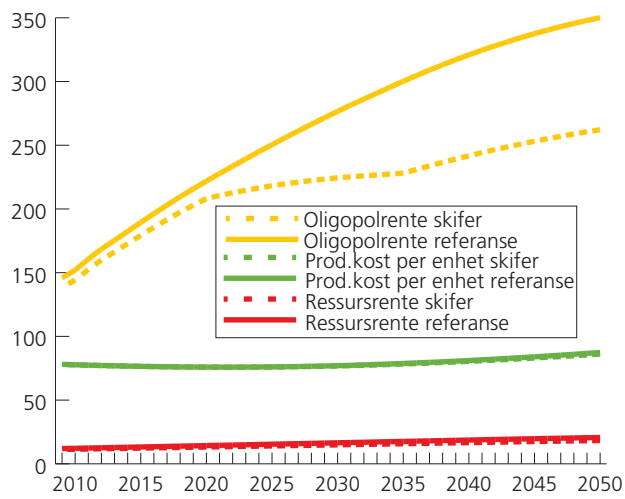
⁶ Skifergassrevolusjonen har trolig påvirket importen av LNG til Europa allerede, men de største effektene vil sannsynligvis komme etter 2020. Det er usikkert hvor stor denne effekten blir (se f.eks. IEA (2012 og EIA (2011)), så vårt skifergassscenario er ett av flere mulige scenarier.

⁷ Dette er mindre enn anslagene til IEA (2012) (og de fleste andre) fordi referansescenarioet per definisjon er utdatert grunnet fraværet av skifergass.

Figur 3. Produksjonskostnader per enhet, ressursrente og oligopolrente for Norge. Dollar per tonn oljeekvivalent



Figur 4. Produksjonskostnader per enhet, ressursrente og oligopolrente for Russland. Dollar per tonn oljeekvivalent



ligger noe lavere på mellom 10 og 11 prosent. Årsaken er at Russland, som er den klart største markedsaktøren, har størst villighet til å redusere produksjonen for å holde gassprisen oppe.

Det kvalitative resultatet at Russland reduserer initial produksjon er robust i forhold til andre antakelser om hvordan skifergass introduseres i markedet. Videre viser simuleringer at russiske gassreserver måtte ha vært minst 60 prosent lavere for at russisk gassproduksjon skulle øke initialt som følge av skifergassrevolusjonen.

Konklusjon

Resultatene viser at et skift i forventninger kan påvirke produsenter med markedsrett svært forskjellig—store produsenter kan reagere motsatt av mellomstore og små produsenter. Dette er relevant for det europeiske gassmarkedet og skifergassrevolusjonen. Norge, Algerie og Nederland akselererer gassproduksjonen i møte med forventet fremtidig konkurranse med skifergass. Dermed faller prisen på gass. Russland velger derfor å redusere gassproduksjonen for å begrense dette prispellet. Resultatet er særlig relevant med tanke på sammensetningen av gasstilbudet og energisikkerhet i Europa. I denne sammenheng er det interessant å se at fremtidig tilbud av skifergass kan redusere andelen av russisk gass på det europeiske gassmarkedet allerede før skifergassen trer inn i markedet.

Referanser

BP (2012): BP statistical review of world energy 2012, London: British Petroleum.

EIA (2011): International energy outlook 2011, Washington, DC: US Department of Energy/Energy Information Administration.

— (2012): International energy outlook 2012, Washington DC: US Department of Energy/Energy Information Administration.

Grimsrud, K., K. E. Rosendahl, H. B. Storøsten, and M. Tsygankova (2013): Short run effects of bleaker prospects for oligopolistic producers of a non-renewable resource, Statistics Norway, Discussion paper No. 733.

IEA (2012): World Energy Outlook, Paris: OECD/IEA.

Sinn, H.-W. (2008): Public policies against global warming: a supply side approach, *International Tax and Public Finance*, 15, 360-394.