



KRISTIN LINNERUD
CICERO¹

Støtte til elektrisitetsproduksjon fra fornybare kilder. Er risiko et onde?²

Europakommisjonen ønsker mer bruk av markedsbaserte støtteordninger, slik som det norsk-svenske elsertifikatmarkedet.² Likevel velger de fleste EU-land faste innmatingstariffer og tilsvarende støtteordninger som skjermer investor mot prisrisiko. Men, er prisrisikoen under markedsorienterte støttesystemer uhåndterbar? Er risiko et onde? Og, hva med politisk risiko for justeringer i støtteordningene? Jeg diskuterer disse problemstillingene med utgangspunkt i den politikken som føres på dette området i Europa i dag.

1 EUROPAKOMMISJONENS RÅD

Innen 2020 skal EUs fornybare energiproduksjon utgjøre minst 20% av den totale energibruken, for så å øke til 27%

¹ Center for International Climate and Environmental Research – Oslo (CICERO), Gaustadalléen 21, 0318 Oslo. Epost: Kristin.linnerud@cicero.oslo.no. Telefon: +47 94873338.

² Artikkelen i *Samfunnsøkonomen* tar utgangspunkt i Boomsma og Linnerud (2015) som viser hvordan et realopsjonsproblem med to stokastiske prosesser kan løses og anvender dette på fornybarstøtte. I artikkelen i *Samfunnsøkonomen* forsøker jeg å formidle innsikten i Energy-artikkelen uten å gå i detalj på den matematiske løsningen, samtidig som jeg setter problemstillingen inn i en europeisk kontekst som er spesielt nyttig for norske lesere. Forskningen er finansiert av Norges Forskningsråd, prosjekt 228811/E20 «Investment under uncertainty: EU renewable energy and climate policies beyond 2020.» Jeg vil gjerne takke alle deltakere i dette prosjektet, både forskere og representanter fra næringen og fra forvaltningen. Jeg vil rette en spesiell takk til prosjektleder Stein-Erik Fleten (NTNU) og min medforfatter Trine Krogh Boomsma (Universitetet i København) på Energy-artikkelen. Jeg vil også takke *Samfunnsøkonomens* anonyme fagkonsulent for nyttige kommentarer.

innen 2030.³ For perioden fram til 2020 er det fastsatt individuelle måltall for hvert EU-land, og Norge har avtalt et nasjonalt mål for fornybar energi på 67,5% (Prop. 4 S 2011–2012).

Alle EU-land og Norge har innført ulike former for støtte til elektrisitetsproduksjon fra fornybare kilder for å nå disse målene. Støtten er i hovedsak utformet som produksjonsstøtte der produsenten mottar en betaling per enhet elektrisitet levert på nettet. Denne støtten kan komme i stedet for eller i tillegg til markedsprisen på elektrisitet, og støtten kan være fastsatt på forhånd eller den kan være bestemt av tilbud og etterspørsel i et marked.

³ I Norge og Sverige kalles disse sertifikatene for elsertifikater. Dette begrepet er ikke i bruk i andre land som bruker tilsvarende ordninger. Jeg vil derfor bruke det mer vanlige begrepet grønne sertifikater i denne artikkelen.

De populære innmatingstariffene (engelsk: feed-in tariffs) gir produsenten en fastlagt pris per enhet elektrisitet levert på nettet i et gitt antall år. Innmatingspremiene (engelsk: feed-in premiums) gir produsenten en fastlagt premie på toppen av den markedsbestemte elektrisitetsprisen i et gitt antall år. Ulike former for omsettelige sertifikater gir produsenten to usikre inntektskilder, én fra salg av elektrisitet og én fra salg av sertifikater. De to siste typene produksjonsstøtte blir kalt markedsbaserte fordi elektrisitetsprisen og eventuelt støtten blir bestemt i et marked.

Produksjonsstøtten kan være differensiert ut fra teknologi, lokalisering, størrelse, år kraftverket kom i drift og lignende, eller støtten kan være lik for all kraftproduksjon fra fornybare kilder. Det er en tendens til at faste innmatingstariffer og –premier er differensierte, mens sertifikatordninger ikke er det. Men det trenger ikke være slik. Alle ordningene blir finansiert ved at sluttbruker får et tillegg på strømregningen som reflekterer merkostnaden ved å øke produksjonen av kraft fra fornybare kilder.

Europakommisjonen har utarbeidet retningslinjer for utforming av fornybarstøtte (European Commission SWD 2013 439 Final):

- Faste innmatingstariffer bør erstattes med innmatingspremier, som betales på toppen av en markedsbestemt elektrisitetspris, eller andre markedsbaserte støtteordninger, som gjør det lønnsomt å respondere på endringer i markedssituasjonen.
- Man bør unngå endringer i støtteordningen som ikke er annonsert på forhånd, eller som har tilbakevirkende kraft, fordi dette vil undergrave investors tillit og forhindre framtidige investeringer.
- Samarbeidsmekanismer der to eller flere land går sammen om å realisere et fornybarmål bør oppmuntres.
- Formålet med støtteordningene er å kompensere for markedssvikt og reguleringsmessige skjjevheter (som subsidiering av fossil energi). Etter hvert som teknologiene modnes, bør støtteordningene gradvis bli fjernet.

⁴ Informasjon om Europakommisjonens 2020 klima- og energipakke er gitt her: http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_en.htm. I oktober 2014, vedtok Det europeiske råd et rammeverk for EUs klima- og energipolitikk for 2020-2030: <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2014/mars/eus-2030-rammeverk-for-klima-og-energi/id2434405/>

2 NORGES OG EUS VALG AV STØTTEORDNINGER

Tabell 1: Typologi for produksjonsstøtte til fornybar elektrisitetsproduksjon.

Pris-usikkerhet	Begrep	Utbredelse/tilsvarende ordninger
Ingen	Fast innmatingstariff	Den mest populære internasjonalt og brukes i et flertall EU-land. Andre ordninger med tilnærmet null prisrisiko er «contracts for difference» (Storbritannia, fra 2017) og «sliding market premiums» (Tyskland).
Én usikker pris	Fast innmatingspremie	Brukes i enkelte stater i USA. Lite brukt i EU generelt, men brukes i Danmark for visse teknologier.
To usikre priser	Grønne sertifikater	Brukes i en rekke stater i USA, men er mindre populær i EU. Brukes i Norge, Polen, Romania, Storbritannia og Sverige. Andre navn på samme ordning er «renewable electricity standard» (USA), «renewables obligation certificates» (Storbritannia, til 2017) og «elsertifikater» (Norge og Sverige).

Det er en utfordring å få oversikt over de ulike støtteordningene i Europa, dels fordi ordninger av samme type går under ulike navn, og dels fordi de fleste land har flere støtteordninger i bruk samtidig.⁵ I tabell 1 er støtteordningene delt i tre grupper ut fra prisrisiko. En slik inndeling er nyttig for å diskutere Europakommisjonens råd.

Europakommisjonens råd er i stor grad fulgt ved utformingen av det norsk-svenske elsertifikatmarkedet, som ble etablert 1. januar 2012 (Lov om elsertifikater, 2011). Dette markedet skal fram til 2020 øke kraftproduksjonen basert på fornybare energikilder i Sverige og Norge med 26,4 TWh. Det tilsvarer strømforbruket til mer enn halvparten av alle norske husholdninger. Halvparten av all kraftproduksjon som realiseres i Norge og Sverige under denne ordningen, vil telle med når Norge rapporterer sin fornybarandel til EU i 2020. Samarbeidet vil vare fram til utgangen av år 2035.

Det norsk-svenske elsertifikatmarkedet er et markedsbasert støttesystem der både strømpris og sertifikatpris bestemmes av tilbud og etterspørsel. Produsenter av ny, fornybar kraft har rett til å selge ett sertifikat per MWh levert på

⁵ For kilder til data på fornybarstøtte se for eksempel den årlige rapporten utarbeidet av europeiske energiregulatorer (Council of European Energy Regulators, 2015) eller vevsiden utarbeidet av EU kommisjonen <http://www.res-legal.eu/compare-support-schemes/>

nettet, mens leverandører av kraft er pålagt å kjøpe elsertifikater for en andel av salget sitt. Ordningen er etterspørselsdrevet. Det er myndighetenes fastsettelse av årlige andeler, også kalt kvoter, og sertifikatpliktig salg av kraft som bestemmer etterspørselen etter sertifikater. Norge og Sverige har hver sin lovfestede kvotebane. For å nå målet om 26,4 TWh innen utgangen av 2020 med rimelig sikkerhet, har hvert land en rett og en plikt til å justere sin kvotebane dersom det forventer endringer i framtidig sertifikatpliktig salg av kraft. Dette skal fortrinnsvis skje ved såkalte kontrollstasjoner hvert fjerde år (Se Regjeringen, 2011; LOVDATA, 2011; LOVDATA, 2015).

Men få EU-land har fulgt Europakommisjonens råd. Kun 5 land, inklusiv Norge og Sverige, har elsertifikater eller tilsvarende sertifikatordninger (Norge, Polen, Romania, Storbritannia, og Sverige). Disse ordningene er i tabell 1 referert til som grønne sertifikater.⁶ Kun Danmark har, for visse teknologier, innført en fast innmatingspremie på toppen av markedsprisen for elektrisitet.^{7,8} Ingen land har innført en samarbeidsmekanisme tilsvarende det norsk-svenske elsertifikatmarkedet.

Tvert imot, har de fleste EU-land i dag faste innmatingstariffer eller tilsvarende støtteordninger som skjermer investor mot prisrisiko. Og, i de land der myndighetene gjør endringer i støtteordningene, så er de gjerne i motsatt retning av det Europakommisjonen anbefaler, eller endringene er mer symbolske enn reelle.

I Tyskland har såkalte «sliding market premiums» erstattet faste innmatingstariffer for store kraftprosjekter basert på fornybar energi. Den glidende premien blir betalt på toppen av markedsprisen for elektrisitet og beregnes som forskjellen mellom en teknologi-spesifikk referanseverdi og markedsprisen for strøm. Referanseverdien for nye prosjekter blir justert nedover basert på en forhåndsbestemt regel som tar høyde for i hvilken grad støtteordningen har bidratt til å over- eller underoppfylle teknologispesifikke mål for ny, fornybar kraft.

⁶ Elsertifikater og tilsvarende typer sertifikatordninger blir referert til under samlebetegnelsen grønne sertifikater i den årlige rapporten fra europeiske regulatorer (Council of European Energy Regulators, 2015).

⁷ Informasjonen om Danmarks bruk av faste innmatingspremier er lastet ned 9. september fra denne vevsiden: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/denmark/single/s/res-e/t/promotion/aid/premium-tariff-law-on-the-promotion-of-renewable-energy/lastp/96/>

⁸ De fleste land som oppgir at de har en ordning med faste innmatingspremier, har i realiteten en ordning der premien er variabel, mens summen av premie og elektrisitetspris er rimelig fast, som «contracts for difference» og «sliding market premiums» nevnt under.

I Storbritannia vil såkalte «contracts for difference» fra 2017 erstatte markedsbaserte grønne sertifikater som støtteordning for større anlegg. Under den nye ordningen selger produsenten kraften til markedspris, men mottar en variabel premie på toppen slik at summen av strømpris og premie blir lik en forhåndsavtalt pris.

De fleste medlemsland har redusert støtten til kraftproduksjon fra fornybare energikilder i takt med lavere kostnader for ulike teknologier. Tyskland har over tid annonsert en gradvis nedtrapping av faste innmatingstariffer til nye investorer i solcelleanlegg. Andre land har vedtatt store og uventede kutt i støtten til nye anlegg. Eksempler på dette er Spania som i 2012 stanset all støtte til ny kraftproduksjon fra fornybare kilder, og Storbritannia som i juli 2015 varslet en reduksjon i innmatingstariffer for nye solcelleanlegg med 89% fra januar 2016.

Flere land har også vedtatt reduksjoner i fornybarstøtte med tilbakevirkende kraft og slik svekket lønnsomheten til allerede etablerte anlegg. I følge DnB (2015) har ni land i Europa gjennomført slike endringer med tilbakevirkende kraft: Bulgaria, Estland, Finland, Hellas, Italia, Portugal, Spania, Den tsjekkiske republikk og Romania. Ytterligere fire land har diskutert, men valgt å ikke gjennomføre, nedjusteringer av fornybarstøtte med tilbakevirkende kraft: Storbritannia, Tyskland, Polen og Slovakia.

Denne typen politiske valg fikk det internasjonale energibyrådet IEA til å gi følgende advarsel i en presseuttalelse 28 august 2014⁹: «Opptappingen av fornybar energi vil avta de neste fem årene dersom ikke den politiske usikkerheten blir redusert.» Og, 23. juli 2015 uttalte IEA følgende i en evaluering av spansk energipolitikk¹⁰: «For å gjenvinne investors tiltro, bør det [Spania] også nøye følge prinsippene om transparens, forutsigbarhet og sikkerhet når de endrer sin politikk og sine reguleringer.»

⁹ Min oversettelse. Sitatet er hentet fra en presseuttalelse på følgende vevs side (nedlastet 15 november 2015): <http://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2014/august/policy-uncertainty-threatens-to-slow-renewable-energy-momentum.html>

¹⁰ Min oversettelse. Sitatet er hentet fra en presseuttalelse på følgende vevs side (nedlastet 15 november 2015): <http://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2015/july/iea-praises-spain-for-robust-energy-security.html>

3 FAGLIGE SYNSPUNKT

Det er ingen enighet blant forskere om hvilken form for støtte til kraftproduksjon fra fornybare energikilder som er best for samfunnet. Konklusjonene avhenger av hvilken problemstilling man analyserer og hvilken teori og metode man benytter.

Dersom målet er å redusere utslipp av klimagasser, vil en standard samfunnsøkonomisk analyse tilsi at prising av utslipp er det mest treffsikre og kostnadseffektive virkemiddelet, og at støtte av fornybar kraftproduksjon bør unngås fordi det gir uønskede og utilsiktede konsekvenser.

En bredere samfunnsøkonomisk analyse, som også inkluderer positive spillover effekter fra forskning og læring, kan gi et mer nyansert bilde. Fischer og Newell (2008) rangerer ulike tiltak for å oppnå reduksjon av klimagasser på kort og lang sikt. De rangerer grønne sertifikater som et mer kostnadseffektivt virkemiddel enn faste innmatingspremier og direkte støtte til forskning og utvikling, men som et mindre kostnadseffektivt virkemiddel enn ulike former for prising av karbondioksid. De konkluderer likevel med at vi trenger en miks av virkemidler.

Andre samfunnsvitenskapelige studier tar utgangspunkt i at myndighetene vil støtte kraftproduksjon fra fornybare kilder, og vurderer hvilken form for støtte som er best for samfunnet langs andre kriterier enn kostnadseffektivitet.

Jacobsson mfl. (2009) advarer mot bruk av grønne sertifikater basert på en tverrfaglig vurdering. De påpeker at faste innmatingstariffer er bedre egnet til å stimulere framveksten av et bredt spekter av nye teknologier og at grønne sertifikater har uheldige fordelings effekter. Analysen tar utgangspunkt i at innmatingstariffer alltid er differensierte med hensyn til teknologi, mens sertifikater aldri er det.

Bürer og Wüstenhagen (2009) og Sovacool (2010) finner empirisk belegg for at private investorer i grønn teknologi og andre aktører i elektrisitetssektoren foretrekker faste innmatingstariffer framfor andre støtteordninger for fornybar kraftproduksjon.

Fagiani mfl. (2013) bruker en numerisk modell for å simulere effekten på markedet av faste innmatingstariffer, faste innmatingspremier og grønne sertifikater under ulike antakelser om investors risikoaversjon. De formulerer forskningsspørsmålet sitt slik (ibid, side 649): «Er gevinsten ved en mer effektiv utnyttelse av ressursene større enn tilleggs kostnaden ved en høyere risikopremie?» De

konkluderer med at dersom investor er moderat risikoavers, så vil grønne sertifikater være å foretrekke.

De tre siste studiene berører selve kjernen i motstanden mot markedsbaserte støtteordninger: de påfører investorer i nye, fornybare kraftprosjekter en risiko som gjør at de krever en høyere avkastning for å investere. I de to siste kapitlene diskuterer jeg hvor stor denne risikoen er og i hvilken grad samfunnet bør skjerme investor for slik risiko.

4 RISIKO UNDER ULIKE STØTTEORDNINGER

I følge en *tradisjonell investeringsregel* skal man skal investere når nåverdien av forventede framtidige kontantstrømmer fra prosjektet (V) er større eller lik investeringsutlegget (I) (Brealy mfl., 2013):

$$V - I \geq 0 \quad (1)$$

Her er risiko kun reflektert i valget av avkastningskrav for å beregne nåverdien til prosjektet. Dette avkastningskravet er gitt ved kapitalverdimodellen som en sum av risikofri rente pluss et påslag for risiko.

Hovedbudskapet i kapitalverdimodellen er at investor ikke får betalt for all prosjektrisiko, kun den delen som investor ikke kan kvitte seg med ved å investere i en bredt sammensatt portefølje av ulike eiendeler. Litt omtrentlig kan vi si at dersom framtidige inntekter fra en støtteordning har en sterk og positiv samvariasjon med den økonomiske utviklingen generelt, vil påslaget for risiko i avkastningskravet bli stort.¹¹ Dersom samvariasjonen er svak eller negativ, vil avkastningskravet bli lik eller lavere enn risikofri rente. Det er med andre ord ikke opplagt at investor vil kreve et vesentlig høyere avkastningskrav under mer markedsbaserte støtteordninger.

Det er grunn til å tro at strømprisen (under faste innmatingspremier) og summen av strøm- og sertifikatpriser (under grønne sertifikater) vil være lavt korrelert med den økonomiske utviklingen generelt. Under faste innmatingspremier kan forhold som for eksempel nedbør, vind, sol, temperatur og målet om mer fornybar kraft, være mer avgjørende for markedsprisen på elektrisitet enn økonomiske konjunkturer. Under grønne sertifikater vil kostnadsutviklingen på ny, fornybar kraftproduksjon trolig

¹¹ En grundigere analyse vil selvsagt kreve at vi også vurderer andre forhold som bestemmer usikkerheten til framtidige kontantstrømmer, som årlige kostnader og omsatt kvantum.

være mer avgjørende for summen av priser enn økonomiske konjunkturer.

Dette betyr i så fall at investor enkelt og billig kan diversifisere vekk store deler av prosjektrisikoen under de ulike støtteregimene ved å investere i en bredt sammensatt portefølje av aksjer, og at slik diversifiserbar risiko vil bli tillagt liten vekt ved verdsetting av prosjektet.

Likevel viser empirisk forskning at investor tar hensyn til den totale prosjektrisikoen, og at de stilt overfor f.eks. usikre priser nøler med å investere i prosjekter som er lønnsomme etter en tradisjonell investeringsregel (1). En slik atferd kan forklares ut fra nyere investeringsteori, dvs. realopsjonsteori (Dixit and Pindyck, 1994).

Kort fortalt: En konsesjon til å bygge et kraftanlegg kan betraktes som en opsjon. Konsesjonen gir konsesjonseier en rett men ikke plikt til å bygge et kraftanlegg innen en gitt tidshorisont. Konsesjonseier kan velge å utøve opsjonen ved å betale et fast investeringsutlegg i bytte mot framtidige inntekter. Retten til å utsette investeringsbeslutningen har en verdi dersom framtidige kontantstrømmer er usikre og investeringsutlegget er en irreversibel kostnad.

I følge en revidert investeringsregel skal investor investere når nåverdien av framtidige kontantstrømmer (V) er større eller lik summen av investeringsutlegget (I) og verdien av å utsette investeringsbeslutningen (T):

$$V - I \geq T \quad (2)$$

der T øker med usikkerheten knyttet til framtidige kontantstrømmer.

Igjen spiller diversifisering av risiko en rolle, men denne gangen innenfor rammene av prosjektet. Ved å kombinere to usikre priser, som elektrisitetspris og sertifikatpris, forsvinner deler av prosjektets totale risiko så lenge de to prisene ikke beveger seg helt i takt. Selv når prisene tenderer til å bevege seg i samme retning, vil deler av de individuelle prisrisikoene fjernes.

Dette betyr to ting:

- at norske myndigheter ved å introdusere én ekstra usikker pris, sertifikatprisen, har redusert prosjektrisikoen til investorer som tidligere mottok kun én usikker pris, strømprisen (i hvertfall hvis prisene hver for seg er like usikre).

- at ordningen med grønne sertifikater ikke nødvendigvis er mer usikker enn ordningen med faste innmatingspremier dersom sertifikat- og strømprisen er negativt korrelert.

Den videre framstillingen er mer teknisk, og de som ønsker det kan fortsette til kapittel 5 uten å miste innsikt.

Ser vi vekk fra andre usikre faktorer, kan variansen til den prosentvise endringen prosjektverdien under ulike støtteordninger beskrives ved følgende funksjon:

$$\sigma_{dV/V}^2 = w^2 \sigma_E^2 dt + (1 - w)^2 \sigma_S^2 dt + 2w(1 - w)\rho \sigma_E \sigma_S dt \quad (3)$$

der E er elektrisitetspris, S er størrelsen på støtten, $w = E/(E + S)$, σ_E^2 og σ_S^2 , og er variansene til de prosentvise endringene i prisene og ρ er korrelasjonskoeffisienten.

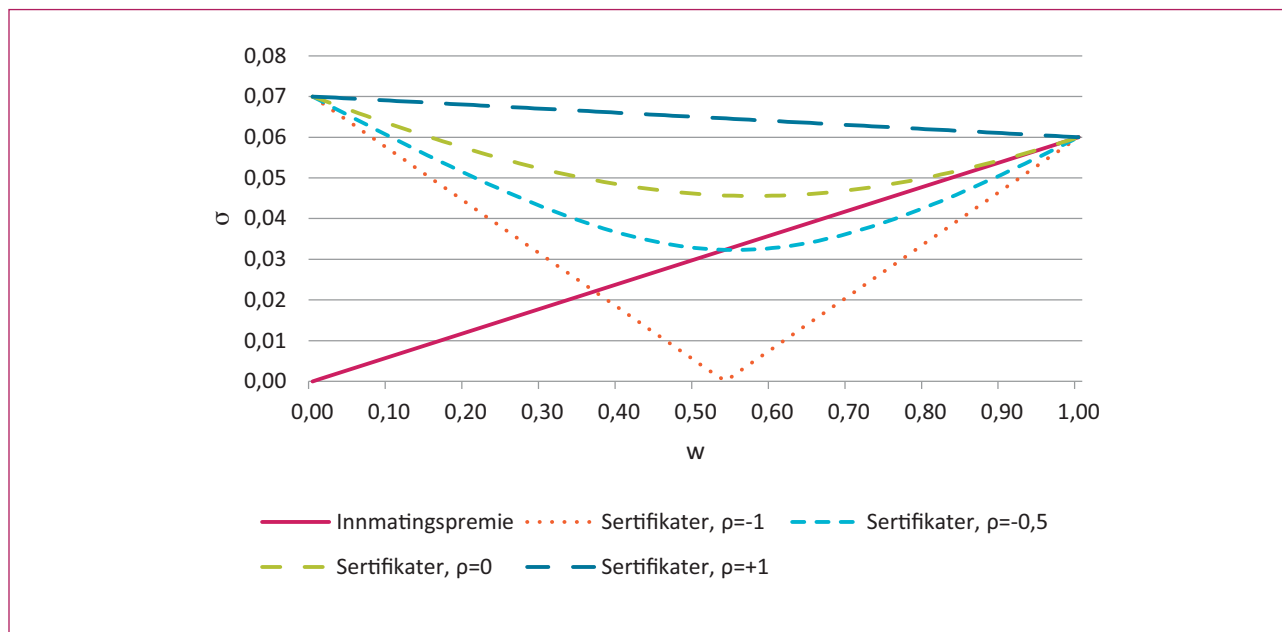
Så lenge $\rho < 1$, vil standardavviket til prosjektets avkastning være lavere enn et veiet snitt av de individuelle standardavvikene ($\sigma_{dV/V} < w\sigma_E + (1 - w)\sigma_S$). En betydelig del av de individuelle prisrisikoene vil kunne diversifiseres vekk ved $\rho = 0$, og all risiko kan i prinsippet diversifiseres vekk dersom $\rho = -1$.

Et regneeksempel kan illustrere dette, selv om tallene jeg bruker ikke bør tillegges for stor vekt. Basert på data fra det nordiske kraftmarkedet har jeg estimert parametrene over til: $\sigma_E = 6\%$, $\sigma_S = 7\%$, og $\rho = 0$.¹² Med utgangspunkt i observerte priser på $E = 30$ øre/kWh og $S = 15$ øre/kWh, kan risikoen til prosjektet estimeres til

$$\sigma_{dV/V} = \sqrt{(2/3)^2 0,06^2 + (1/3)^2 0,07^2} = 4,6\%$$

Dette er en betydelig lavere risiko enn dersom investor kun mottok inntekter fra salg av elektrisitet (6%), og det er selvsagt en betydelig lavere risiko enn et veiet snitt av de individuelle standardavvikene (6,3%). Dersom investor mottok en fast innmatingspremie på 15 øre/kWh på toppen av den usikre strømprisen, ville risikoen i dette tilfelle bli noe lavere: $\sigma_{dV/V} = \sqrt{(2/3)^2 0,06^2} = 4,0\%$.

¹² Jeg har brukt gjennomsnittlige ukespriser for treårige forwardkontrakter notert på NASDAQ OMX (elektrisitet) og Svenska Kraftmekling (sertifikater) for perioden 1 januar 2005 til 30 april 2015 for å estimere parametrene. Volatilitetsparametrene σ_E og σ_S er estimert som det annualiserte standardavviket til den naturlige logaritmen av ukentlig avkastning ($\log(E_t) - \log(E_{t-1})$). Korrelasjonskoeffisienten er estimert til 0.04 basert på det samme tallmaterialet.



Figur 1: Prosjektrisiko under ulike støttereimer. Risiko er målt som standardavviket til prosjektets avkastning ($\sigma_{av/v}$) for ulik andel av strømpris i samlet inntekt ($w = E/(E + S)$). Parametrene er satt til

$$\sigma_E = 6\%, \sigma_S = \{0; 7\% \} \text{ og } \rho = \{-1; 0; +1\}$$

Figur 1 viser prosjektrisikoen for de tre støttereimene under ulike forutsetninger. Vi ser at faste innmatingspremier faktisk kan medføre en høyere prosjektrisiko enn grønne sertifikater dersom elektrisitetspriser og sertifikatpriser er negativt korrelert og strømprisens andel av totale inntekter er middels til høy.

Til slutt et par ord om forventet korrelasjon mellom elektrisitets- og sertifikatpriser. Dersom de årlige kvotene for pliktig sertifikatkjøp er gitt, vil et skift i etterspørselen etter strøm resultere i at prisene på sertifikater og strøm beveger seg i samme retning, mens et skift i tilbudet av strøm fra eksisterende anlegg vil resultere i at prisene på sertifikater og strøm beveger seg i motsatt retning. Men dersom disse skiftene er rimelig permanente, vil myndighetene justere framtidige kvoter for pliktig sertifikatkjøp slik at de når målet om 26,4 TWh med rimelig sikkerhet. På lang sikt er det derfor grunn til å forvente at skift i etterspørsels- eller tilbudskurven som resulterer i endringer i strømpris, vil motvirkes av motsatt rettede bevegelser av sertifikatprisen for å sikre at summen av priser blir lik den langsiktige marginalkostnaden til den marginale produsent. For en

diskusjon av forventet korrelasjon mellom disse prisene, se for eksempel Jensen og Skytte (2002) og Lemming (2003).

5 ER RISIKO ET ONDE?

Markedsbaserte fornybarstøtteordninger, som grønne sertifikater og faste innmatingspremier, blir ofte kritisert for å påføre investor en uønsket stor risiko. Det blir hevdet at høy investorrisiko vil gjøre det vanskeligere og/eller dyrere å nå fornybarmål og at investorgrupper som små husholdninger og lokale grunneiere vil bli utestengt fra dette markedet. Jeg vil derfor avslutte med å presentere noen motargumenter til dette synet.

For det første, er prosjektrisikoen under grønne sertifikater håndterbar. Selv en liten investor vil enkelt og billig kunne fjerne det meste av risikoen ved å investere i et aksjefond. Og selv om investor fokuserer utelukkende på prosjektrisikoen, vil inntektsstrømmen investor mottar under de to støttereimene grønne sertifikater og faste innmatingspremier være mindre variabel enn inntektsstrømmen fra salg av elektrisitet alene.¹³ Det er grunn til å tro at Fagiani mfl. (2013) har oversett dette poenget når de skriver (Ibid, side 650): «Et sertifikatmarked utsetter investor for to

¹³ Denne konklusjonen holder dersom variansen til sertifikatpriser og elektrisitetspriser er lik. Under denne forutsetningen vil variansen til inntekter fra salg av elektrisitet alene alltid være høyere enn variansen til inntekter fra salg av elektrisitet og salg av sertifikater og variansen til inntekter fra salg av elektrisitet og en fast innmatingspremie. Se formel (3).

ulike prisrisikoer ved at det legger usikkerheten knyttet til strømpriser til usikkerheten knyttet til sertifikatpriser.»

For det andre, bør aktører i kraftmarkedet motta prissignaler som reflekterer endringer i tilbud og etterspørsel. Slik stimuleres aktørene til å lokalisere sine anlegg der det er etterspørselsoverskudd og til å produsere når prisen er høy, noe som bidrar til å fjerne flaskehalsen i markedet. Rett nok vil solkraft-, vindkraft- og en rekke vannkraftanlegg ikke ha anledning til å tilpasse sin produksjon til endringer i markedsprisen. Men nettopp ved at alle mottar markedspriser premieres de som fleksibelt kan tilpasse sin produksjon (slik som eiere av regulerbare vannkraftanlegg) og de som velger å investere i forskning på og bruk av ulike former for lagring/transport av energi. Dette legger grunnlaget for et bedre fungerende kraftmarked over tid.

For det tredje, så er det utfordrende, for ikke å si umulig, å fastsette korrekte faste innmatingstariffer. Tariffer som enten er for høye eller for lave fører til store variasjoner i installert kapasitet over tid som igjen forplanter seg i form av usikre rammevilkår for leverandørene av solcellepaneler og vindkraftturbiner. Tyske myndigheter har forsøkt å bøte på dette ved å lage kompliserte tabeller for kommende års innmatingstariffer der tariffen for nye anlegg justeres opp eller ned dersom fjorårets kapasitetsmål ble under- eller overopplyst. I det hele tatt skaper faste innmatingstariffer en del problemer som må avhjelpes ved kompenserende tiltak. Et eksempel på dette er behovet for instrumenter der investor får betalt for installert kapasitet siden faste innmatingstariffer ikke premierer evnen til å produsere når behovet er størst.

Det er likevel visse former for risiko som investor bør beskyttes mot, og det er politisk bestemte nedjusteringer av subsidier med tilbakevirkende effekt. Forventninger om at slike vedtak vil bli gjort fram i tid vil heve kravet til lønnsomhet på investeringer som blir gjort i dag vesentlig og bidra til en klar nedbremsing i investeringstakten (se Boomsma og Linnerud, 2015). Likevel har land som Spania, Belgia, Den tsjekkiske republikk, Bulgaria og Hellas, gjort justeringer i sine faste innmatingstariffer som reduserer lønnsomheten til allerede installerte kraftverk (del Rio og Mir-Antigues, 2012). Denne typen nedjusteringer er trolig mest fristende under et system der myndighetene har bundet seg til en fast innmatingstariff som kan være i utakt med det faktiske kostnadsnivået på teknologien som tas i bruk.

Gitt at Norge valgte å støtte fornybar kraftproduksjon for å oppnå vårt fornybarmål på 67,5%, så har vi gjort mye rett. Samarbeidet med Sverige om et felles marked for grønne sertifikater er kostnadseffektivt fordi all ny, fornybar elektrisitet som leveres på nettet mottar den samme inntekten per kWh—uavhengig av om det er lokalisert i Norge eller Sverige, uavhengig av om kraften er basert på vann, vind, sol eller biomasse og uavhengig av om produksjonen kommer fra nye anlegg eller fra opprusting av gamle. Og, vi er godt i rute. Per 1. oktober 2015 er det blitt satt i drift og godkjent anlegg i elsertifikatsystemet med en normalårsproduksjon på 12,9 TWh. Av dette er 10,7 TWh bygget i Sverige og 2,2 TWh i Norge. Den store snubletråden er hvorvidt markedet og politikerne klarer å håndtere usikkerheten knyttet til oppnåelsen av det felles norsk-svenske målet på 26,4 TWh i 2020. Dette handler om politisk håndverk og tillit.

REFERANSER

Regjeringen (2011). Avtale mellom kongeriket Norges regjering og kongeriket Sveriges regjering om et felles marked for elsertifikater.

Boomsma, T.K. og K. Linnerud (2015, in press). Market and policy risk under different renewable electricity support schemes. *Energy* [doi:10.1016/j.energy.2015.05.114]

Brealy R.A., S.C. Meyers og F. Allen (2013). *Principles of corporate finance*. McGraw-Hill/Irwin.

Bürer, M.J. og R. Wüstenhagen (2009). Which renewable energy policy is a venture capitalist's best friend? Empirical evidence from a survey of international cleantech investors. *Energy Policy*, 37(12) 4997-5006.

Council of European Energy Regulators (2015). Status review of renewable and energy efficiency support schemes in Europe in 2012 and 2013. Ref: C14-SDE-44-03, 15 January 2015.

Dixit, A.K. og R. S. Pindyck (1994). *Investment under uncertainty*. Princeton University Press.

DNB (2015). Kraftkommentaren 2015. Investment Banking Division. DnB Markets.

European Commission SWD (2013) 439 Final. Commission staff working document. European Commission guidance for the design of renewables support scheme. Brussels 5.11.2013. [<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/support-schemes>]

Fagiani, R., Barquin, J. og R. Hakvoort (2013). Risk-based assessment of the cost-efficiency and the effectivity of renewable energy support schemes: Certificate markets versus feed-in tariffs. *Energy Policy*, 55 648-661.

Fischer, C. og R.G. Newell (2008). Environmental and technology policies for climate mitigation. *Journal of Environmental Economics and Management*, 55 142-162.

Jacobsson, S., A. Bergek, D. Finon, V. Lauber, C. Mitchell, D. Toke og A. Verbruggen (2009). EU renewable energy support. Faith or facts. *Energy Policy*, 37(6) 2143-2146.

Jensen, S.G. og K. Skytte (2002). Interaction between the power and green certificate markets. *Energy Policy*, 30(5) 425-435.

Lemming, J. (2003). Financial risk for green electricity investors and producers in a tradable green certificate market. *Energy Policy*, 31 21-32.

Linnerud, K., A.M. Andersson og S.-E. Fleten (2014). Investment Timing under Uncertain Renewable Energy Policy: An Empirical Study of Small Hydropower Projects. *Energy*, 78 154-164.

LOVDATA (2011). Lov om elsertifikater (2011). LOV-2011-06-24-39 [<https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2011-06-24-39>]

LOVDATA (2015). Lov om endringer i lov om elsertifikater (første kontrollstasjon). LOV-2015-06-19-79 [<https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2015-06-19-79?q=Elsertifikatloven>]

McDonald R. og D. Siegel (1986). The value of waiting to invest. *Quarterly Journal of Economics*, 101(4) 707-728.

Markowitz, H. (1952). Portfolio selection. *Journal of Finance*, 7(1) 77-91.

Mossin, J. (1966). Equilibrium in a Capital Asset Market, *Econometrica*, Vol. 34, No. 4, pp. 768-783.

Prop. 4 S (2011-2012). Samtykke til deltakelse i en beslutning i EØS-komiteen om innlemmelse i EØS-avtalen av direktiv 2009/28/EF om å fremme bruken av energi fra fornybare kilder (fornybardirektivet). Utenriksdepartementet, Oslo.

del Rio, P. og P. Mir-Antigues (2012). Support for solar PV deployment in Spain: Some policy lessons. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(8) 5557-5566.

Sovacool, B. (2010). A comparative analysis of renewable electricity support mechanisms in Southeast Asia. *Energy*, 35(4) 1779-1793.



twitter.com/Samfunnsokonom



facebook.com/samfunnsokonomene

