

Agder Energi AS
Post: Postboks 603 Lundsiden, 4606 Kristiansand
Besøk: Kjøita 18, 4630 Kristiansand

Telefon: 38 60 70 00
Telefaks: 38 60 70 01
Kundetelefon:
E-post: firmapost@ae.no

Org nr.: NO 981 952 324 MVA

www.ae.no

Olje- og energidepartementet
Postboks 8148 Dep
0033
Oslo

DERES REF.:

VÅR REF.:
435308/v1

DATO:

12.05.2014

Høringsuttalelse fra Agder Energi - NVEs grunnlagsrapport for kontrollstasjon under elsertifikatordningen.

Vi viser til departementets høringsbrev datert 11.02.2014 ang. kommentarer til NVEs grunnlagsrapporter for kontrollstasjon 2015. Vi har kommentarer både til rapportene og til elsertifikatmarkedet generelt.

1. Innledning

Agder Energi (AE) er elsertifikatpliktig via datterselskapet LOS, og elsertifikatberettiget via datterselskapet Agder Energi Vannkraft. I tillegg er AE, med basis i en realiserbar vann- og vindkraftportefølje på over 1 TWh, en mulig investor i sertifikatberettigede anlegg fram mot 2021.

Innledningsvis vil vi påpeke at investeringer i elsertifikatmarkedet er påvirket av to typer risiko; tradisjonell finansiell risiko og politisk risiko. Norske og svenske myndigheter bør benytte prosessen med kontrollstasjon 2015 til å redusere den politiske risikoen til et minimum. Dette gjelder ikke bare for rammene for selve elsertifikatmarkedet, men også for de samlede rammebetingelser for ny fornybar kraft.

Agder Energis innspill – oppsummert:

Tilrettelegge for de samfunnsøkonomisk optimale prosjektene: Elsertifikatambisjonen og -plikten må oppfylles på billigst mulig måte for sluttbrukerne og for Norge og Sverige sett under ett. De samlede rammebetingelser for ny fornybar kraft må derfor endres slik at de blir rimelig like i begge land.

- Avklare regler for kommende justeringer: Investeringsviljen i markedet hviler i stor grad på sertifikatprisen som kan forventes etter 2020. Mange av forholdene som påvirker denne prisen framstår som uavklarte, dette svekker investeringsviljen og øker risikoen for å ikke nå 26,4 TWh målet i 2020. Reglene og mekanismene for kommende justeringer i elsertifikatordningen må derfor gjøres tydeligere. Dette gjelder blant annet de justeringene som må gjøres dersom 26,4 TWh ambisjonen over- eller underoppfylles.

- Avslutning av ordningen: Fristen for å sette i drift elsertifikatberettigede anlegg i Norge bør forlenges til 31.12.2022. Det må det avklares hvordan anlegg som kommer i drift i Norge og Sverige etter 2020 skal inkluderes i kvotekurvene.
- Tilrettelegge for en åpen markeds plass: Volumet av sertifikater som omsettes via en åpen markeds plass må økes, slik at prisdannelsen blir mer transparent og prissikring og langsiktig handel blir mulig.
- Sikre transparent marked: For å sikre et transparent marked må opplysninger som påvirker prisdannelsen tilflytte markedsaktørene på en bedre og mer systematisk måte enn det gjør i dag. Dette gjelder spesielt opplysninger om bygging av anlegg som vil komme inn under ordningen.
- Tilrettelegge for langsiktige kjøpere: Fravær av langsiktige kjøpere av sertifikater gjør det vanskelig å prissikre fremtidige inntekter. Dette bidrar til å øke investorenes risikopåslag og kan begrense mulighetene for å skaffe nødvendig kapital.

2. Kommentarer til NVEs rapport.

Justering av kvotekurven(e):

AE berømmer NVEs og Energimyndighetens initiativ til å justere kvotekurvene. Justeringene er ambisiøse og vil bidra til å redusere sertifikatoverskuddet både på kort og lang sikt. Men samtidig har vi observert at markedet ikke har reagert med en forventet prisoppgang. I punkt 3 kommer vi tilbake til hvilke tiltak vi mener bør gjøres for at justeringene skal få en slik effekt.

Tilgangen på prosjekter:

AE deler myndighetenes oppfatning om at den teoretiske tilgangen på realiserbare prosjekter er tilstrekkelig til å nå 26,4 TWh målet. Men dersom en betydelig del av dette volumet skal bli realisert i Norge, må NVE og OED slutføre behandlingen av et større antall vind- og vannkraftprosjekter innen kort tid. AEs vurdering er at det ikke er mulig å slutføre store prosjekter før 2020-fristen dersom disse ikke har rettskraftig konsesjon senest ved utløpet av 2015. Det vil i tillegg være uheldig om det må gjennomføres et stort antall prosjekter i Norge like før fristen. Dette vil utfordre beslutningstagerne, finansieringsmiljøene og entreprenørmarkedet, noe som vil bli prisdrivende og samfunnsøkonomisk ugunstig. Det vil også øke usikkerheten omkring måloppnåelsen. Se også punkt 3 og 4 ang. avvik fra 2020-målet og overgangsordning etter 2020.

Vi vil i tillegg påpeke at tilgang til nettkapasitet er en utfordring for realiseringen av mange av prosjektene. Det er derfor viktig at det legges til rette for at Statnett kan fullføre de prosjektene som er nødvendige for å utløse ny fornybar kraftproduksjon før 2021. I en del regioner er det også noe uklart hvordan ansvaret for utbygging av nettanlegg skal fordeles mellom Statnett og de regionale netteierne, og ikke minst hvilke forpliktelser kraftutbyggerne må ta på seg før Statnett og nettselskapene er villige til å investere.

- Vi oppfordrer myndighetene til opprettholde tempoet i konsesjonsbehandlingen og å bidra til at det sikres nettilgang for attraktive prosjekter i Norge.

Kvotekurve i TWh eller i %, og beregningsrelevant forbruk:

Det viktigste er at ordningene for justering av kvotekurve og finansieringsmålsettingen må være lik i de to avtalelandene. Ulike ordninger i Norge og Sverige øker antallet mekanismer som aktørene må forholde seg til, og med tilhørende økt politisk risiko for markedet.

Prinsippene for hvordan det skal justeres for avvik mellom faktisk og prognostisert forbruk, herunder valg av tidsperiode for slik justering, må lov- eller forskriftsfestes. NVEs forslag til hvordan justeringene teknisk skal gjennomføres er fornuftig, men det er stort behov for at justeringene skjer langt hyppigere enn hvert 4. år. Ny justering først i 2019, med iverksetting 1.1. 2020, vil være for sent til å ha effekt på oppnåelse av 26,4 TWh-målet. Det er viktig å ta inn over seg at alle investeringsbeslutninger som skal danne grunnlaget for markedet helt fram til 2035 må gjøres i god tid før 2021. Tidsvinduet for å gjøre justeringer som kan bidra til måloppnåelsen er dermed svært kort.

- Metodikken for å justere kvotekurvene må være like i begge land og justeringer må foretas hyppigere enn hvert 4. år.
- Dersom Sverige opprettholder sin overgangsordning etter 2020 eller Norge innfører en slik ordning fram til 2023, må det klargjøres hvordan sertifikater for anlegg som bygges etter 2020 skal inkluderes i kvotekurvene.

Avgift ved manglende annullering:

Dagens ordning har så langt fungert etter hensikten, i og med at annulleringsgraden har vært nær 100%. Men en videreføring av denne kan gi utfordringer dersom noen elsertifikatpliktige skulle velge å spekulere i å betale avgift i stedet for å kjøpe og annullere sertifikater. Dette kan skje dersom elsertifikatprisen øker kraftig fram mot tidspunkt for annullering. Myndighetene bør derfor vurdere å endre ordningen slik at den minimerer risikoen for slik spekulasjon. En videreføring av dagens ordning kan også øke sertifikatoverskuddet.

- Det bør vurderes å innføre en fast avgift som settes så høyt at det sikrer en høy annulleringsprosent.
- Det må innføres en ordning som sikrer at antallet elsertifikater som det betales avgift for, men som skulle vært annullert, fjernes fra markedet.
- Myndighetene bør også vurdere hvordan avgiften skal håndteres dersom det oppstår langvarige underskudd på elsertifikater.

3. Forslag til hvordan elsertifikatmarkedets funksjon kan bedres.

Markedsinformasjon:

Et velfungerende marked er avhengig av at alle aktører har god og løpende tilgang til relevant informasjon. Norske og svenske myndigheter må derfor sørge for at markedet får tilgang til følgende opplysninger, helst månedlig, men minimum kvartalsvis:

- Beregningsrelevant forbruk (faktisk og prognose).
- Godkjente anlegg med tilhørende opplysninger om installert effekt, forventet produksjon, nettilgang, prisområde osv.
- Anlegg der investor har fattet investeringsbeslutning, og med opplysninger som nevnt over. Investorene bør få plikt til å melde i fra til energimyndighetene om at slike beslutninger er fattet innen en kort frist. Dette er viktig informasjon for aktørene i markedet i investeringsperioden fram mot 2020.
- Mer konkret informasjon om hvilke kategorier av aktører som står som eiere av elsertifikater. Dette er for uklart i dag.

Prisdannelsen generelt:

Tilgang til godt fundamenterte spotpriser for sertifikater er viktig for aktørenes markedsvurderinger og beslutninger, prisene må dermed ha basis i et likvid marked. Spotomsetningen på de etablerte markedsplassene har i dag begrenset omfang og AE er derfor usikker på hvor representative de observerte spotprisene er. Dersom handelen som foregår på åpen markedsplass øker, vil også pristransparensen øke. Godt fundamenterte spotpriser kan dessuten åpne for derivathandel, jfr. punktet om prissikring nedenfor. I tillegg vil aktørene og myndighetene kunne få et mer objektivt grunnlag for skattemessig og regnskapsmessig verdifastsettelse. En ytterligere fordel er at aktørenes vurdering av ny informasjon kommer mer direkte til uttrykk – signalene fra markedet får økt utslagskraft.

- AE oppfordrer myndighetene til å ta et initiativ, i samråd med bransjen, som kan bidra til at en langt større andel av sertifikatomsetningen foregår via en åpen markedsplass.

Prisdannelsen etter 2020:

Det er betydelig risiko knyttet til elsertifikatprisen fra og med år 2021. Summen av kraft- og sertifikatprisen vil da ikke lenger være koblet til marginalkostnaden for å bygge ut ny kraft. Samtidig vil den største andelen av inntektene som skal finansiere anlegg som bygges innen 2020 komme i perioden etter 2020. Det er derfor svært viktig at myndighetene bidrar til å fjerne flest mulige av usikkerhetsmomentene som kan påvirke prisdannelsen i denne perioden.

- Som nevnt tidligere oppleves det som uklart om svenske anlegg som kommer i drift etter 2020, skal finansieres via et separat tillegg på den svenske kvotekurven, eller om dette kan eller vil føre til et sertifikatoverskudd. Dette forholdet må avklares.
- Det er lite sannsynlig at 26,4 TWh-målet i 2020 vil bli truffet helt nøyaktig. Det må derfor avklares hvordan kvotekurvene og 2035-forpliktelsen skal justeres dersom målet over- eller underoppfylles.
- Myndighetene oppfordres til å vurdere om det bør innføres en mekanisme for å stabilisere prisen på elsertifikater.

Tiltak for å bedre mulighetene for å prissikre elsertifikater:

Lønnsomheten for investeringer i fornybar kraftproduksjon er kraftig eksponert for utviklingen i kraft- og elsertifikatprisene. For å redusere usikkerhet ønsker investorer ofte å prissikre fremtidige inntekter. Blant annet opplever AE at kreditorer og eiere i økende grad krever egne retningslinjer for kontantstrømsikring.

Fravær av langsiktige kjøpere gjør at det i dag er vanskelig å foreta prissikring til akseptable priser. AE vurderer fremtidsmarkedet for elsertifikater på Nasdaq OMX og hos kraftmeglernes som lite likvid og lite attraktivt. Derivatmarkedet preges av fravær av tradere og elsertifikatpliktige med et langsiktig behov for å kjøpe elsertifikater. Manglende tilgang på sikringsinstrumenter til en rimelig pris virker dempende på investeringsviljen i markedet. Behovet for å prissikre er stort og økende; for AEs del utgjør salg av elsertifikater en betydelig andel av prognosene for konsernets inntekter etter 2020.

- AE ønsker at myndighetene og aktørene i bransjen kommer sammen og diskuterer hvordan forutsetningene for langsiktig prissikring av elsertifikater kan bli bedre.

Tekniske forbedringer i elsertifikatregisteret:

NECS og Cesar fungerer ikke tilfredsstillende. AE foreslår følgende forbedringer som er egnet til å forbedre systemets funksjonsmåte samt gjøre det enklere for tradere å delta i markedet (som i sin tur bidrar til å gjøre markedet mer likvid):

- Vilkårene for å få konto i NECS bør strammes noe inn for å sikre at useriøse aktører ikke får delta i markedet (forebygge momssvindel).
- Reglene for registrering må harmoniseres mellom Norge og Sverige.
- Overføringer mellom Norge og Sverige burde gå like raskt som overføringer internt i NECS eller Cesar.
- Det burde være slik at overføringen blir liggende i systemet og overføres når det kommer inn sertifikater på konto. I dag slettes overføring i NECS frem i tid når det ikke er nok sertifikater på konto på begynnelsen av den valgte dag, og overføringen må dermed manuelt legges inn på nytt.
- Registeransvarlig krever opplysninger om pris og dato for hver kontrakt som er inngått, og krever dette selv om det er flere transaksjoner med samme motparter på en gitt dato. Antall transaksjoner blir dermed unødvendig høyt. Det burde være mulig å legge inn alle transaksjoner med samme motpart for en gitt dato, og at netto volum overføres.
- AE har opplevd at det har tatt urimelig lang tid å få sertifikater levert; ved oppgjør 18.mars 2014 måtte transaksjoner som var bekreftet av Statnett gjøres på nytt grunnet feil i Cesar med sertifikater fra torv. Noen sertifikater ble levert én uke for sent. Rutinene hos Statnett og SVK må forbedres slik at vi unngår slike feil.

4. Andre rammebetingelser.*Skattemessig behandling av inntekter og utgifter for sluttbrukerselskapene:*

Vi påpeker at det i dag er asymmetrisk skattemessig behandling av inntekter og utgifter for de elsertifikatpliktige, dvs. sluttbrukerselskapene. Dette øker likviditetsbehovet for aktører som allerede håndterer en svært stor omsetning sett i forhold til avkastning.

- AE oppfordrer myndighetene til å endre tidfestingsreglene slik at de elsertifikatpliktige kan velge å benytte de regnskapsmessige tidfestingsreglene også for skatteformål.

Ulike skatte- og avskrivningsregler for investorer i Norge og Sverige:

Sammenlignet med norske har svenske investorer i vindkraftanlegg fordel av gunstigere skatte- og avskrivningsordninger. Dette kan føre til at det bygges ut svenske vindkraftprosjekter som har et dårligere naturgitt produksjonsgrunnlag enn mange norske vann- og vindkraftprosjekter, noe som ikke er samfunnsøkonomisk optimalt begge land sett under ett, og heller ikke i samsvar med intensjonene for det felles sertifikatmarkedet.

- For å bedre norsk vindkrafts konkurranseevne i forhold til svensk vindkraft bør Norge innføre grønne avskrivninger i samsvar med Energi Norges forslag til Finansdepartementet datert 14. august 2012.
- Prosjekter som innebærer opprusting og utvidelse av norsk vannkraft kommer skattemessig dårlig ut i konkurransen med svensk vindkraft. Det må derfor innføres en langsiktig rente når friinntekten for grunnrenteskatt fastsettes. Vi støtter forslaget framsatt i Energi Norges brev til Finansdepartementet datert 5. september 2014.
- Dersom forslagene over skal ha virkning for investeringer i sertifikatmarkedet, bør de innføres via statsbudsjettet for 2015.

Svenske vindkraftseiere slipper å betale elavgift for et energivolum som tilsvarer eget forbruk, forutsatt at de ikke er kommersielle aktører i kraftmarkedet. Vi har ikke funnet noen samlet oversikt over hvor store energimengder som er, eller kan bli realiserte under denne ordningen, men det er grunn til tro at energimengden er betydelig. Ordningen kan innebære at prosjekter som ikke er samfunnsøkonomisk optimale bygges ut. I SOU 2013:46 er det foreslått å fjerne ordningen, noe Energimyndigheten også har støttet¹, men det er uklart om det blir politisk besluttet. Det er i samme SOU foreslått at eiere av småskala kraftproduksjon skal få et skattefradrag på 60 øre/kWh, men begrenset oppad til fradrag for 10 000 kWh/år. Kraftmengden som kan bli realisert under denne ordning er antakelig begrenset, men den er uansett gunstig i forhold til norske rammebetingelser.

- Vi oppfordrer norske myndigheter til å gå i dialog med svenske myndigheter for å oppnå enighet om at rammebetingelsene for fornybar kraft må være rimelig like i begge land, slik at nye anlegg kan realiseres til en lavest mulig kostnad både for samfunnet, begge land sett under ett, og for sluttbrukerne.
- Vår generelle vurdering er at det er en bedre løsningen at Sverige fjerner sine særordninger enn at Norge innfører tilsvarende. Dette gjelder spesielt ordningen med at enkelte produsenter får fritak for elavgift.

Fristen for å sette i drift sertifikatberettigede anlegg:

Svenske investorer er sikret (reduerte) sertifikatinntekter selv om de ikke rekker fristen 31.12.2020. En slik ordning finnes ikke i Norge. Dette forholdet vil bremse investeringer i norske anlegg i de siste årene fram mot 2021, selv om de framstår som bedrifts- og samfunnsøkonomisk gunstige, fordi risikoen for å ikke rekke fristen og dermed tape en vesentlig del av inntektst grunnlaget blir for stor. Dette er ikke samfunnsøkonomisk optimalt, og i tillegg vil det forsterke skjevfordelingen av prosjekter mellom Norge og Sverige. Vi oppfordrer derfor norske myndigheter til å åpne for at prosjekter satt i drift fram til 31.12.2022 kan bli sertifikatberettigede, noe som også er i samsvar med regjeringens partienes, Venstres og Kristelig Folkepartis holdning den gangen elsertifikatloven ble vedtatt. En slik endring vil dempe risikoen for norske investorer, men siden sertifikatperioden blir redusert for anlegg som blir forsinket, vil insitamentet for å realisere anlegg før 31.12.2020 likevel bli opprettholdt.

Som tidligere nevnt er det også viktig at myndighetene bekrefter at sertifikater til anlegg bygget etter 31.12.2020 skal finansieres via separate tillegg i kvotekurvene og dette må gjelde for begge land.

- Norske myndigheter bør forlenge fristen for å sette i drift sertifikatberettigede anlegg til 31.12.2022.

Uttalelser fra enkelte norske politikere har blitt tolket som at tildelingen av sertifikater kan bli stoppet når det er realisert en produksjonskapasitet på 26,4 TWh, selv om dette skulle inntre før 2020. Vi går ut fra at dette er basert på en misforståelse, men vi ber likevel om at departementet bekrefter at det er tidsfristen som styrer om et anlegg er sertifikatberettiget, ikke energimålet.

Andre land inn i ordningen:

Det har fra enkelte hold vært ytre ønske om å kunne inkludere flere land i elsertifikatordningen. Sett i forhold til likviditeten og prisdannelsen i markedet kan dette vært positivt. Men prosessene forut for en beslutning om å knytte flere land til ordningen vil bli

¹ Yttrande angående betänkande Beskatning av mikroproducerad el, Energimyndigheten, 26.09.2013

langvarige og dermed bringe ytterligere politisk risiko inn i markedet. For å nå 2020-målet er markedet avhengig av færrest mulig risikofaktorer, og spesielt nå i den kritiske perioden fram mot 2021.

- Vi anbefaler derfor at støttesystemet for fornybar kraft i Norge avgrenses til den ordningen som er iverksatt via dagens avtale med Sverige, og at arbeidet med å innlemme flere land i markedet legges til side.

Forlengelse av elsertifikatsystemet etter 2020:

Usikkerhet omkring nye fornybarmål i Sverige og/eller Norge etter 2020 påvirker investorenes vurderinger allerede i dag. Dersom Sverige vedtar å forlenge ordningen, som en del av EU-pakken for 2030-mål, bør det klargjøres hvordan dette vil påvirke dagens elsertifikatordning og dette bør avklares allerede ved kontrollstasjonen i 2015. AEs holdning er at det med unntak av en overgangsordning fram til 2023, ikke bør innføres nye subsidieordninger for fornybar kraft. Ekspansjon i produksjonen av fornybar kraft bør baseres på globale utslippsmål og prinsippet om at forurenser betaler.

- Med unntak av en forlenget frist for å sette i drift ny sertifikatberettiget produksjon fram til utløpet av 2022 bør elsertifikatsystemet ikke videreføres etter 2020/2035.

Ta den fornybare kraften i bruk:

En forutsetning for at den fornybare kraften som initieres av sertifikatmarkedet skal gi en klimaeffekt i Norge og i utlandet er at den brukes til å fase ut fossil energi. Effektive tiltak i Norge er å legge til rette for bruk av betydelig mer elektrisitet i transport- og varmesektorene og å forutsette at det brukes fornybar kraft fra land i olje- og gassutvinningen i Nordsjøen. For å bidra til å fase ut fossil energibruk i Europa er det viktig å øke kraftutvekslingskapasiteten til Europa og et avgjørende element er dermed at de planlagte mellomlandsforbindelsene blir realisert til Tyskland i 2018 og til Storbritannia i 2020.

- Den kommende energimeldingen må inneholde tydelige og konkrete tiltak som kan bidra til økt bruk av fornybar kraft og redusert bruk av fossil energi.

Agder Energi ser fram til at myndighetenes gode intensjoner om å bidra til at markedet kan fungere best mulig settes i verk, slik at alle parter dermed kan bidra til at 2020-målet nås. Vi bidrar gjerne videre i diskusjonene.

Med vennlig hilsen



Øyvind Stakkeland
Direktør rammebetingelser

