

Eidsdal Kraft AS
6215 EIDSDAL
Tlf. 91826868

Til Olje og Energidepartementet,
Postboks 8248 dep,
0333 OSLO

Høyringsvar til kontrollstasjonsrapport NVEs gjennomgang av elsertifikatorordninga 2015.

Eidsdal Kraft As vil vise til høyringsvar frå Småkraftforeninga, og frå Småkraftforeninga Møre og Romsdal. Vi er eit kraftverk med 11 fallrettseigarar. Vi kom i drift i 2006 og har ein produksjon på 23 gWh i året med utbyggingskostnad på kr 2,5/kw, noko som er lavt.

Situasjonen for vårt verk er **dramatisk** etter det store prisfallet på kraft, som også delvis skuldast meir kraft inn i marknaden grunna elsertifikata, og samstundes har vi fått auke i nettavgift og kostnader. I tillegg har vi auka utgifter til rente og avdrag på lån grunna svakare kroneverdi.

Dei 3 siste åra har det gått stadig dårlegare, siste året med underskot, sjølv om vi ikkje har betalt ut fallrettsleige eller utbytte desse åra. For eit nytt kraftverk som har avgrensa med kapital er dette dramatisk, og noko heilt anna enn det vi vart lova av eit samla Storting i 2004.

Vi må be om at regjeringa tek oss, og dei andre kraftverka som vart utelatt frå elsertifikatorordninga med no når ordninga skal reviderast. Slik det vart lova av regjeringspartia før valet. Ettersom kraftprisane er halverte i høve til i 2009, burde det vere rom for å auke kvoteplikta tilsvarande det som trengs. Dessutan må avgiftsnivået og skattenivået i dei to landa samkøyrast betre. Skulle det ikkje lukkast å få til ei ordning som svenskane godtek, må vi få avklaring snarast, og vi må då be om anna økonomisk støtte i ein kritisk oppstartfase. Får vi økonomien i orden vil stat og kommune få inntekter i form av skattar.

Befolkninga i Norge vil ha infrastruktur og kulturlandskap som trengs for at landet vert attraktivt for turistnæringa, og småkraftnæringa er eit betydeleg bidrag her dersom vi kjem over oppstartkneika slik vi vart lova.

Med helsing
Eidsdal Kraft AS
Egil Berge
Dagleg leiar

Vedlegg: Rekneskap 2013
 Prisprognosar 2014
 Rapport THEMA consulting

2. mai 2014
15:41

Årsrekneskap 2013

for

Eidsdal Kraft AS

Resultatregnskap

	Note	2013	2012
DRIFTSINNEKTER OG DRIFTSKOSTNADAR			
Driftsinntekter			
Salgsinntekt		6 659 727	5 575 373
Annen driftsinntekt		7 989	0
Sum driftsinntekter		6 667 716	5 575 373
Driftskostnader			
Varekostnad		898 673	835 645
Lønnskostnad	1	1 009 551	904 621
Avskrivning på varige driftsmidler	2	1 072 118	1 072 118
Anna driftskostnad	1	854 746	996 292
Sum driftskostnader		3 835 089	3 808 676
Sum driftsinntekter og driftskostnader		2 832 627	1 766 696
FINANSINNEKTER OG FINANSKOSTNADAR			
Finansinntekter			
Anna renteinntekt		2 670	43 301
Anna finansinntekt		48 526	2 624 789
Sum finansinntekter		51 196	2 668 090
Finanskostnader			
Anna rentekostnad		1 692 814	1 388 762
Anna finanskostnad	3	7 411 110	1 114 722
Sum finanskostnader		9 103 924	2 503 484
Sum finansinntekter og finanskostnader		(9 052 728)	164 606
ORDINÆRT RES. FØR SKATTEKOSTNAD		(6 220 100)	1 931 302
Skattekostnad på ordinært resultat	4	(1 708 512)	543 397
ORDINÆRT RESULTAT		(4 511 588)	1 387 905
ÅRSRESULTAT		(4 511 588)	1 387 905
OVERFØRINGAR OG DISPONERINGAR			
Overføringer annen egenkapital		(4 220 879)	1 387 905
Framføring av udekket tap		(290 709)	0
Sum overføringer og disponeringar		(4 511 588)	1 387 905

Balanse pr. 31.12.2013

	Note	31.12.2013	31.12.2012
EIGENDELAR			
ANLEGGSMIDLAR			
Immaterielle eiendelar			
Anleggsbidrag	2	3 767 000	3 767 000
Utsatt skattefordel	4	852 390	0
Sum immaterielle eiendelar		4 619 390	3 767 000
Varige driftsmidler			
Kraftstasjon, dammer, tuneller og rørgate	2	41 084 809	41 989 498
Elektronisk utrusting i kraftselskap	2	2 631 590	2 777 025
Driftsløsøre, inventar, verktøy, kontorm.	2	641 524	663 518
Sum varige driftsmidler		44 357 923	45 430 041
Sum anleggsmidler		48 977 313	49 197 041
OMLØPSMIDLAR			
Fordringar			
Kundefordringar		142 814	68 662
Andre fordringar		251 782	228 035
Sum fordringar		394 596	296 698
Bankinnskot, kontantar o.l.	5	766 656	1 261 377
Sum omløpsmidlar		1 161 253	1 558 075
Sum eigendelar		50 138 566	50 755 116

Balanse pr. 31.12.2013

	Note	31.12.2013	31.12.2012
EIGENKAPITAL OG GJELD			
EIGENKAPITAL			
Innskoten egenkapital			
Aksjekapital	6	100 000	100 000
Overkurs		2 700	2 700
Sum innskoten egenkapital		102 700	102 700
Opptent egenkapital			
Annen egenkapital		0	4 220 879
Udekka tap		(290 709)	0
Sum opptent egenkapital		(290 709)	4 220 879
Sum egenkapital		(188 009)	4 323 579
GJELD			
LANGSIKTIG GJELD			
Avsetning for forpliktelser			
Utsatt skatt	4	0	856 122
Sum avsetning for forpliktelser		0	856 122
Annen langsiktig gjeld			
Gjeld til kreditinstitusjoner	7	49 617 701	44 995 782
Sum annen langsiktig gjeld		49 617 701	44 995 782
SUM LANGSIKTIG GJELD		49 617 701	45 851 904
KORTSIKTIG GJELD			
Leverandørgjeld		54 665	118 445
Skyldig offentlige avgifter		404 169	171 852
Anna kortsiktig gjeld	8	250 040	289 336
SUM KORTSIKTIG GJELD		708 874	579 633
SUM GJELD		50 326 575	46 431 537
Sum egenkapital og gjeld		50 138 566	50 755 116

Eidsdal, den _____

I Styret

Per Helge Nakken
Styreleiar

Knut Ståle Berge
Nestleiar

Jan Trygve Veiberg
Styremedlem

Egil Berge
Styremedlem og dagleg leiar

EMA/BTE

onsdag, 4. september 2013

Innledning

Da det felles elsertifikatmarkedet mellom Norge og Sverige ble etablert fra 1. januar 2012, var norske småkraftverk¹ bygget mellom 2004 og 2009 ikke inkludert. Det betyr at rundt 170 norske småkraftanlegg med en årsproduksjon på om lag 1,9 TWh ikke nyter godt av de inntektene som salg av elsertifikater gir. Småkraftforeninga har vært kritisk til at denne gruppen kraftverk ikke er en del av ordningen, siden det tidligere var gitt signaler fra politisk hold om at disse kraftanleggene skulle få rett til elsertifikater. Manglende tildeling av sertifikater har blant annet ført til at mange prosjekter har kommet opp i økonomiske vanskeligheter. Myndighetene hevder på sin side at ordningen ble innført for å støtte utbygging av ny fornybar kraftproduksjon, og at avtalen med Sverige ikke gir åpning for å inkludere småkraft utbygget i perioden 2004-2009 i elsertifikatordningen.

En del av grunnen til den svake økonomien for småkraftverkene er at kraftprisene i markedet har svekket seg. Mange tror at kraftprisene vil falle ytterligere etter hvert som utbyggingen av ny fornybar produksjon går sin gang. For de aktuelle småkraftanleggene som faller utenfor ordningen, blir dermed den økonomiske belastningen ytterligere forsterket.

Dette notatet er skrevet på oppdrag av Småkraftforeninga og drøfter implikasjonene av og mulighetene for å støtte småkraftverk bygd mellom 2004 og 2009 på tre alternative måter:

1. Å inkludere produksjonen i sertifikatmarkedet og samtidig øke det norske sertifikatkravet tilsvarende.
2. Å inkludere produksjonen i eksisterende sertifikatmarked uten å øke ambisjonsnivået og kvoteplikten tilsvarende
3. Å støtte produksjonen utenfor sertifikatmarkedet med tilsvarende støttenivå som elsertifikatpris.

Vårt mandat har ikke vært å vurdere om støtte til de aktuelle småkraftverkene er rettferdig eller samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Kort om elsertifikatmarkedet

Sverige innførte sertifikatmarkedet i 2003 for å støtte utbygging av kraftproduksjon basert på fornybare energikilder og torv. Sertifikatberettigede produksjonsanlegg får utstedt sertifikater tilsvarende sin faktiske produksjon. Sertifikatene har en salgsverdi fordi forbrukerne er pålagt å kjøpe sertifikater tilsvarende en viss andel av sitt kraftforbruk hvert år. Det hører med til historien at en del gammel kraftproduksjon basert på blant annet biomasse og torv ble tatt med i ordningen på svensk side. For disse anleggene erstattet sertifikatordningen tidligere støtteordninger.

Da det felles markedet ble opprettet, var det basert på en avtale om at landene til sammen skulle finansiere utbygging av ny fornybar kraftproduksjon tilsvarende 26,4 TWh fra 2012 til 2020, og at den tilsvarende sertifikatplikten skulle fordeles likt mellom norske og svenske forbrukere. Den nye produksjonen kommer på toppen av eksisterende sertifikatproduksjon i Sverige for svenske

¹Småkraftverk er vannkraftverk med installert kapasitet mellom 1 og 10 MW. Verk mellom 0,1 MW og 1 MW er minikraftverk, og verk mindre enn 0,1 MW, mikrokraftverk.

forbrukere. Også i Norge er eksisterende kraftverk under den såkalte overgangsordningen med i ordningen, dvs. kraftverk bygget etter 7.9.2009 og mini- og mikrokraftverkbygget etter 1.1.2004. Sertifikatplikten for norske forbrukere settes lik 13,2 TWh pluss antatt produksjon i anlegg under overgangsordningen.

Ny produksjon får sertifikater i 15 år, mens produksjon som er bygd før 2012 fases ut etter ulike, nærmere spesifiserte regler.

Alternativ 1 – Inkludere produksjonen i sertifikatmarkedet og samtidig øke kvoteplikten i Norge tilsvarende

Alternativet innebærer at de aktuelle norske småkraftverkene får tildelt sertifikater for sin kraftproduksjon over et visst antall år og kan selge dem i det felles norsk/svenske sertifikatmarkedet. Samtidig økes den norske kvoteplikten med et tilsvarende volum. Siden det er snakk om å inkludere denne kapasiteten i den nåværende ordningen, vil den første anledningen være i forbindelse med den såkalte kontrollstasjonen som skal gjennomføres i 2015. Det betyr at anleggene i så fall først får tildelt sertifikater fra og med 2016.

Det vil være en del praktiske spørsmål knyttet til hvordan ordningen skal utformes som må avklares, herunder spørsmål om fratrekk for årene fram til 2012, jf. overgangsordningen. Dersom de aktuelle anleggene inkluderes i ordningen på tilsvarende betingelser som anleggene i overgangsordningen, betyr det at de får fratrekk for de årene anleggene har vært i produksjon fram til 1.1. 2012. Da vi den samlede tildelingen av sertifikater utgjøre totalt 20 TWh ekstra, eller gjennomsnittlig ca. 1,4 TWh årlig over en periode på 14 år fra og med 2016. Markedet for elsertifikater øker med et volum på 20 TWh totalt, men siden etterspørselen (Kvoteplikten) øker tilsvarende, vil hverken markedsbalansen eller prisen i det felles norske elsertifikatmarkedet bli påvirket.

Den økte kvoteplikten vil medføre økte kostnader for de kvotepliktige i Norge tilsvarende den økte kvoteplikten multiplisert med elsertifikatpris. Med en elsertifikatpris på for eksempel 15 øre /kWh vil det bety en ekstra kostnad for norske kvotepliktige forbrukere på totalt tre milliarder kroner, eller en årlig gjennomsnittlig kostnad på 215 millioner kroner over en 14-års periode.

Alternativet innebærer at kraftproduksjonen fra småkraftprosjektene bygget mellom 2004 og 2009 ikke inngår i det norske målet om 13,2 TWh, men kommer i tillegg. Det betyr at ambisjonsnivået for ny fornybar kraftproduksjon opprettholdes. Den fremtidige kraftprisen blir ikke påvirket og Norges og Sveriges forpliktelser i forhold til fornybardirektivet blir ikke utfordret.

Oppsummert vil virkningen av alternativet være:

- Høyere kvotekostnad for norske kvotepliktige forbrukere som følge av økt volum
- Norsk ambisjonsnivå for utbygging av ny fornybar kapasitet opprettholdes
- Ingen endring i kraftmarkedet siden markedsbalansen og incentivene til å bygge ut mer kraft ikke påvirkes.

Spørsmålet er om det er mulig å gjennomføre alternativet innenfor den eksisterende avtalen mellom Norge og Sverige, eller om det er nødvendig å reforhandle avtalen. Vi tar ikke stilling til dette spørsmålet her, men noterer at juridisk ekspertise fremholder at en reforhandling er vanskelig, men ikke umulig.² Det beste vil selvsagt være om en endring kan gjøres innenfor rammen av den

² Intervju med advokat Cathrine Banet, Simonsen Vogt Wiig, i Nationen 29 august 2013.

gjeldende avtalen. Det kan Norge kanskje oppnå hvis markedet ikke forstyrres og endringen betraktes som en utvidelse av den eksisterende norske overgangsordningen.

Avtalen med Sverige er at hvert av landene skal finansiere 13,2 TWh ny fornybar kraftproduksjon mellom 2012 og 2020. En endring i tråd med dette alternativet rokker ikke ved det. Sverige kom dessuten inn i ordningen med en stor andel eksisterende produksjon, inkludert torv. I forbindelse med den såkalte kontrollstasjonen som gjennomføres i 2015, vil det bli foretatt tekniske justeringer i blant annet kvotekurven både på norsk og svensk side. I Sverige har Energimyndigheten opplyst at produksjonen fra enkelte anlegg har vist seg å være høyere enn det som ble lagt til grunn da ordningen ble utformet. Det betyr at det kan bli nødvendig å øke kvoteplikten i Sverige kanskje tilsvarende 1-2 TWh pr. år fra og med 2016 og i et visst antall år fremover. Så hvis en endring i kvoteplikten i Norge kan betraktes som en teknisk justering på linje med de justeringer som Sverige vil fremme, styrkes argumentet om å gjennomføre endringer i tråd med alternativ 1 innenfor rammen av den eksisterende avtalen med Sverige ytterligere.

Alternativ 2 – Inkludere produksjonen i sertifikatmarkedet uten å øke kvoteplikten i Norge tilsvarende

Alternativet innebærer at gamle småkraftverk får tildelt sertifikater for sin produksjon og kan selge dem i det felles norsk/svenske sertifikatmarkedet. Tilbudet av sertifikater fra eksisterende ordning øker. Dersom kvoteplikten i Norge ikke øker tilsvarende og kravet om likhet mellom kvoteplikt og utstedelse av elsertifikater ikke skal brytes, vil produksjonen inngå som en del av det norske målet på 13,2 TWh ny kraftproduksjon i 2020. Det vil i så fall innebære at Norges del av ambisjonsnivået for utbygging av ny fornybar kraft faller fra 13,2 til maksimalt 11,3 TWh i 2020.

Når utbyggingen av ny fornybar kraftproduksjon faller, vil den fremtidige kraftprisen i det nordiske markedet øke noe.

Alternativet vil også påvirke markedet for elsertifikater gjennom to kanaler:

- For det første vil den langsiktige marginalkostnaden for ny fornybar produksjon falle noe, siden det blir bygget ut mindre sertifikatkraft. Denne virkningen forutsetter at tilbudskurven for ny fornybar kraft i Norge og Sverige er stigende rundt det aktuelle nivået.
- Dernest vil prisen på elsertifikater falle noe på grunn av at kraftprisen øker, siden prisen forventes å tilpasse seg slik at summen av kraftpris og elsertifikatspris tilsvarer de langsiktige marginalkostnadene for utbygging av ny fornybar kraft.

Alternativet fører altså til at

1. Vi kan forvente at det blir bygget ut mindre ny fornybar produksjonskapasitet innen 2020 i Norge og Sverige totalt sett.
2. Kraftprisen øker noe som følge av mindre krafttilbud sammenlignet med scenarioet der de 1,9 TWh ikke får sertifikater (slik at Norges del av ambisjonsnivået fortsatt er 13,2 TWh)
3. Prisen på elsertifikater faller noe fordi markedet for elsertifikater vil saldere på et noe lavere kostnadsnivå og fordi kraftprisen går noe opp (igjen relativt til scenarioet uten sertifikater til de 1,9 TWh).

Norge har et fornybarkrav gjennom EUs fornybardirektiv. Gjennom dette er Norge forpliktet til å ha en fornybarandel på 67,5 prosent i 2020, i henhold til følgende brøk:

brutto produksjon av fornybar el+biobrensel i transport+fornybar varme
(brutto sluttforbruk av energi)

Brutto produksjon av fornybar el beregnes som fornybar elproduksjon som ikke omfattes av elsertifikatordningen pluss 13,2 TWh fra elsertifikatordningen, uavhengig av om det faktisk er bygget 13,2 TWh under ordningen i Norge. Alternativ 2 innebærer med andre ord at den delen fornybar el som er utenfor elsertifikatordningen reduseres med 1,9 TWh. Alt annet like, betyr det at biobrensel i transport, fornybar varme må øke tilsvarende for at Norge skal oppnå målet.³

Avtalen med Sverige sier ettertrykkelig at ordningen skal bidra til at det bygges til sammen 26,4 TWh ny produksjon etter 2012. I tillegg vil ordningen påvirke markedet for elsertifikater som skaper usikkerhet om rammebetingelsene for de som skal investere i sertifikatkraft fremover. Det gjør etter vår vurdering alternativet både uheldig og neppe gjennomførbart.

Alternativ 3 – Støtte produksjonen utenfor sertifikatmarkedet med tilsvarende støttenivå som sertifikatprisen

Hvis det likevel viser seg at avtalen mellom Norge og Sverige gjør det umulig å inkludere småkraftanleggene i sertifikatordningen, kan det være et alternativ å støtte småkraften på annen måte. Her finnes det flere muligheter som for eksempel investeringsstøtte eller produksjonsstøtte. Investeringsstøtte utformes gjerne som en engangsstøtte der staten går inn og betaler en del av investeringene. Produksjonsstøtte utformes normalt som en løpende støtte til kraftproduksjonen målt i øre/kWh.

Vi vil tro at den mest hensiktsmessige modellen vil være en løpende produksjonsstøtte utformet som en støtte pr. produsert enhet (øre/kWh), og der støtten settes lik sertifikatprisen i den aktuelle perioden. Det betyr at denne gruppen småkraftverk får samme økonomiske rammebetingelser som prosjekter som har kommet inn under ordningen.

En mulig utforming vil være å la støtteperioden starte i 2014 og løpe i 15 år, eventuelt med fratrek for årene mellom de ulike anleggene ble satt i drift og 1.1.2012.

Alternativ 3 har mange av de samme virkningene som alternativ 1:

- Ambisjonsnivået for utbygging av fornybar produksjon vil være upåvirket.
- Hverken markedsbalansen i kraftmarkedet eller sertifikatmarkedet blir påvirket.

På den annen side kan støtten finansieres over statsbudsjettet og ikke nødvendigvis gjennom økte kraftkostnader hos forbrukerne. Det er en viktig forskjell mellom alternativ 1 og 3.

Et viktig spørsmål er om alternativet vil rammes av EUs statsstøtteregler som Norge er underlagt gjennom EØS-avtalen. Regelverket kan også sette rammer for hvordan en slik støtte kan utformes.

En slik ordning vil måtte meldes (notifiseres) til ESA for forhåndsgodkjenning før den kan implementeres dersom finanseringen ordnes over statsbudsjettet. For å bli rammet av statsstøttereglene, må følgende kumulative kriterier være oppfylt:

³ Økt produksjon av ikke-sertifikatberettiget fornybar elproduksjon bidrar også. Dette gjelder i praksis økt produksjon i eksisterende anlegg, f.eks. pga. økte tilsig. Investeringer som gir økt produksjon i eksisterende anlegg er sertifikatberettiget.

1. Mottageren må få en økonomisk fordel som ikke opparbeides gjennom normal forretningsvirksomhet
2. Støtten må finansieres gjennom statlige midler
3. Støtten må være selektiv i forhold til bestemte selskaper og bestemte produkter
4. Støtten må være konkurransevridende og påvirke handelen

Slik vi leser disse kriteriene er det ikke åpenbart at en ordning med produksjonsstøtte vil bli rammet av statsstøttereglene. Vi har ikke hatt anledning til å få utredet dette nærmere. Imidlertid må spørsmålet om ordningen holder i forhold til EØS-avtalens statsstøtteregler uansett testes gjennom en forhåndsgodkjenning ved statlig finansiering. Hensynet til statsstøttereglene kan tale for å la kostnadene bli finansiert av forbrukerne over nettariffene, men også tariff-finansiering kan muligens være problematisk i denne sammenhengen.

Oppsummering

Vi har gjennomgått de tre alternative støttemodellene for småkraftverk bygget ut i perioden 2004 til 2009. Modellenes egenskaper er oppsummert i Tabell 1 på nedenfor.

Tabell 1. Virkninger av de tre alternative modellene

	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3
Kraftmarked	Ingen virkning	Redusert tilbud og økt kraftpris	Ingen virkning
Sertifikats marked	Bedret likviditet på grunn av økt volum	Redusert pris	Ingen virkning
Realisering av fornybarmål	Ingen virkning	Mindre ny fornybar kraftproduksjon	Ingen virkning
Kostnader for kvotepliktige	Økt kvoteplikt gir økte kostnader	Lavere, men liten virkning	Ingen virkning med mindre en velger å finansiere over nettariffene
Kostnader for ikke kvotepliktige	Ingen virkning	Økt kraftpris gir økte kostnader	Ingen virkning
Staten	Noe redusert skatteinntekter fra kvotepliktig næringsliv	Høyere skatteinntekter fra kraftproduksjon, men lavere fra næringslivet	Økte utgifter til event finansiering av produksjonsstøtte
Vurdering	Gjennomførbar dersom tilslutning fra Sverige	Ikke aktuell	Gjennomførbar dersom den går klar av statsstøttereglene

Alternativ 2 anser vi som uaktuelt, mens både alternativ 1 og 3 er gjennomførbare under visse forutsetninger.

Alternativ 1 kan bare realiseres gjennom forhandlinger med Sverige, fortrinnsvis i forbindelse med kontrollstasjonen i 2015. I så fall vil det få virkning for de aktuelle kraftverkene fra og med 2016. Det er usikkert om det er nødvendig å reforhandle avtalen, eller om det er mulig å gjennomføre

endringen i samband med de tekniske justeringene som likevel skal skje da. Alternativet har små markedsvirkninger, men vil påføre norske kvotepliktige en høyere kostnad.

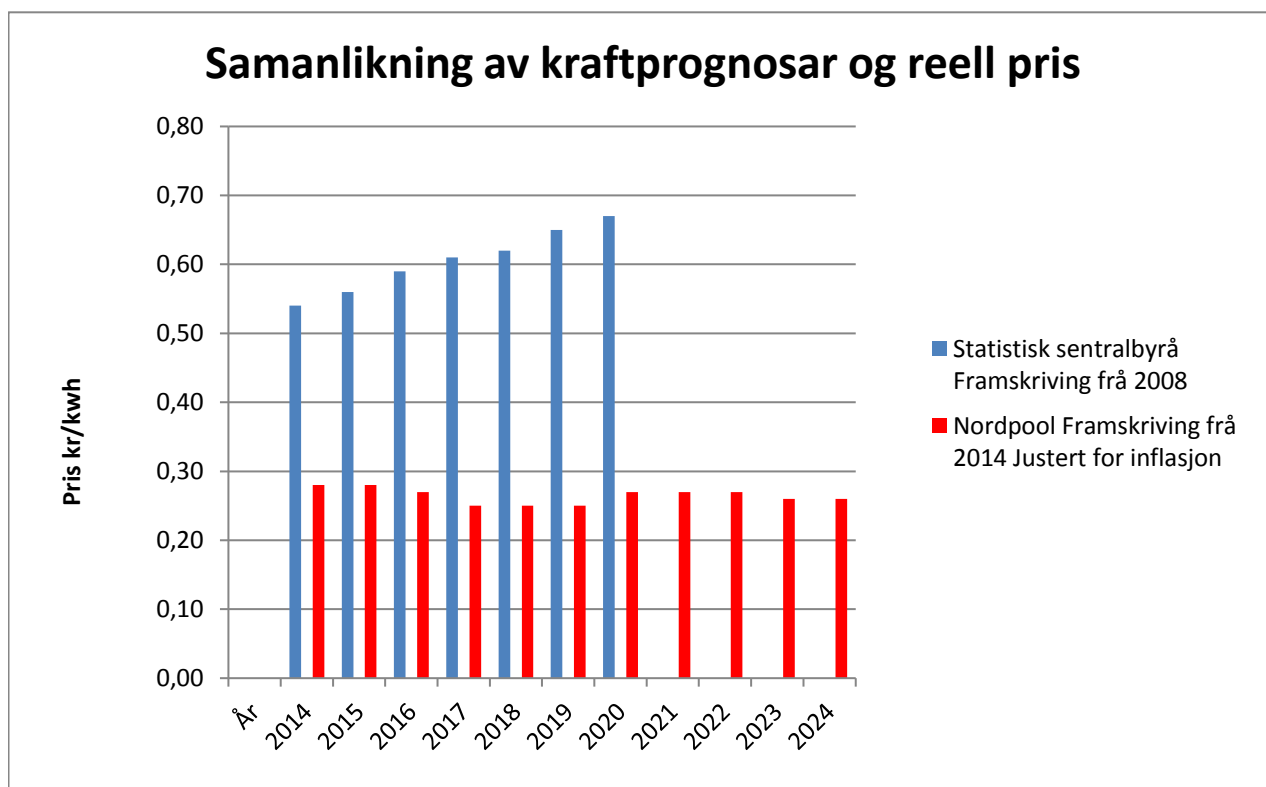
Alternativ 3 er gjennomførbart dersom det går klar av statsstøtteregele. I så fall kan alternativet gjennomføres så snart det har fått forhåndsgodkjennelse. Alternativet har ingen markedsvirkninger, mens statens utgifter øker med et årlig beløp tilsvarende det totale støttebehovet dersom en ikke velger å la kostnadene finansieres som en feed in-tariff der kraftforbrukerne betaler gjennom en høyere nettariff.

Samanlikning kraftprisprognose frå: Statistisk sentralbyrå publisert 2008/1 og forventa prisar frå Nordpool Finansielle prisar 24.01.2014

<http://www.nasdaqomx.com/commodities/markets/marketprices>

	År	Statistisk sentralbyrå Framskrivning frå 2008 Rekna i 2007 kroner	Nordpool Framskrivning frå 2014 Justert for inflasjon Euro til kr, kurs 8.4o
pris kr/kwh	2014	0,54	0,28
pris kr/kwh	2015	0,56	0,28
pris kr/kwh	2016	0,59	0,27
pris kr/kwh	2017	0,61	0,25
pris kr/kwh	2018	0,62	0,25
pris kr/kwh	2019	0,65	0,25
pris kr/kwh	2020	0,67	0,27
pris kr/kwh	2021		0,27
pris kr/kwh	2022		0,27
pris kr/kwh	2023		0,26
pris kr/kwh	2024		0,26

pris 05.02.2014.



Vi skulle altså hatt ein pris på 0,54kr/kwh i dag, mot faktisk pris 0,28.

Denne prisreduksjonen har også Elsertifikata bidratt til.

For småkraftverk med store lån fører dagens pris mot konkurs.

Dei fleste av dei 170 småkraftverka som ikkje fekk vere med på Elsertifikatordninga går med undeskot, og staten taper skatt, både av privateigde og statseigde.