

**Energiveteranenes**

# **Energimelding 2011**



**Oslo 17. august 2011.**

## **OM ENERGIVETERANENE**

Energiveteranene er en gruppe privatpersoner som alle har et langt livs arbeidserfaring innen vassdrags- og energisektoren. Vårt mål er at de store verdier som ligger i vannkraften, skal komme hele befolkningen til gode. Siden 1997 har denne partipolitisk uavhengige gruppen derfor arbeidet for å sikre et nasjonalt og offentlig eierskap til vannkraften. Dette arbeidet forener alle medlemmene.

Men Energiveteranene er også bekymret over mangelen på informert offentlig debatt om norsk kraftforsyning. Det er mange og kompliserte sammenhenger mellom mål og virkemidler i energipolitikken. Denne meldingen er først og fremst ment å diskutere og belyse slike sammenhenger.

Energiveteranene består av Hans O. Bjøntegård, Erling Diesen, Erik Fleischer, Hans Haakon Faanes, Jon Ingvaldsen, Finn Lied, Lars Thue og Jon Tveit

Mer om Energiveteranenes finner du på [www.energiveteranene.no](http://www.energiveteranene.no)

## Innhold

|  |    |
|--|----|
| Kapittel 1 Innledning.....   | 3  |
| Kapittel 2 Klimautfordringer.....  | 4  |
| Kapittel 3 Dagens kraftbalanse.....  | 7  |
| Kapittel 4 Fornybar kraft.....   | 8  |
| 4.1 Vannkraft.....   | 8  |
| 4.2 Vannmagasiner.....   | 9  |
| 4.3 Vindkraft.....   | 11 |
| 4.4 Bioenergi, en klimanøytral ressurs? .....                                | 12 |
| Kapittel 5 Kraftmarkedet.....  | 13 |
| 5.1 EUs CO <sub>2</sub> -kvotemarked.....                                    | 14 |
| 5.2 Mer fornybar energi.....   | 16 |
| 5.3 Elsertifikater .....   | 16 |
| 5.4 Opprinnelsesgarantier.....   | 17 |
| 5.5 Svensk kjernekraft .....   | 17 |
| Kapittel 6 Kraftledninger.....   | 19 |
| 6.1 Kraftledninger og naturlandskap .....                                    | 20 |
| 6.2 Utenlandsforbindelser.....   | 21 |
| Kapittel 7 Utvikling av CCS-teknologien .....                                | 22 |
| Kapittel 9 Strømpriser .....   | 27 |
| Kapittel 11 Kraftintensiv industri.....                                      | 31 |
| Kapittel 12 Naturvern kontra klimatiltak .....                               | 33 |
| Kapittel 13 Eierskap til vannkraftverkene.....                               | 34 |
| 13.1 Betydningen av offentlig eierskap for organiseringen av Statkraft ..... | 35 |

## **Kapittel 1 Innledning**

Energiprojekter er økonomisk tunge, de krever lang tid til planlegging og godkjenning og de ferdige produksjonsanleggene har som regel lang levetid. Det er derfor svært viktig at investeringene er riktige, og er tilpasset i tid. De er ikke lette å snu når prosessen først har kommet i gang. Her er noen problematiske spørsmål som Energiveteranene mener fortjener særlig grundig utredning og bred debatt, de fleste spørsmålene har en tilknytning til klimapolitiske målsettinger:

- Skal vi delta med våre vannmagasiner for støtte til vindkraften i Nord-Europa? Hvilken kapasitet kan vi avse uten å svekke vår egen forsyningsikkerhet?
- Er det samfunnsøkonomisk riktig å forsyne oljeplattformene med kraft fra land? Hva er de samfunnsøkonomiske kostnadene per redusert tonn CO<sub>2</sub>?
- Skal vi ta i bruk store områder med uberørt naturlandskap til mer enn 2000 vindkraftverk og 800 små vannkraftverk, eller skal vi satse på noen få gasskraftverk med fangst og lagring av CO<sub>2</sub>, CCS (Carbon Capture and Storage)?
- Tiltakene som er nevnt ovenfor vil kreve utbygging av mange og kostnadskrevende utenlandsforbindelser og sentralnettforbindelser.
- Er det riktig at forbrukerne skal betale det meste av kostnadene ved myndighetenes klimatiltak?
- Spørsmålet om i hvilken grad bioenergi er en klimanøytral ressurs bør revurderes.

### **Energiveteranene mener:**

Energipolitikken må balansere mellom flere hensyn som forsyningsikkerhet, klima, miljø- og naturvern og akseptable strømpriser for husholdninger og næringsliv. Vanskelige avveininger må også gjøres mellom lokale og nasjonale interesser på den ene side og internasjonale forpliktelser og globale hensyn på den andre.

## Kapittel 2 Klimautfordringer

Mange av våre energipolitiske utfordringer er knyttet til klimatiltak. Uten et klimaproblem trenger ikke energi-Norge å drive med annet enn godt vedlikehold og å bygge ut for en liten vekst. De fleste av oss erkjenner imidlertid at vi har et klimaproblem, eller i det minste at vi bør handle etter føre-var-prinsippet. En videreføring av dagens praksis med CO<sub>2</sub>-utslipp kan bli katastrofale.

Energiveteranene slutter seg til føre-var-prinsippet. Siden det er vårt store forbruk av energi med CO<sub>2</sub>-utslipp som antas å være den viktigste årsaken til problemet, så bør også energi-Norge være med på tiltak for redusere utslipp av CO<sub>2</sub>. Norge er en rik energinasjon som eksporterer mye olje og gass som gir store utslipp av CO<sub>2</sub> både når den produseres og brukes.

Norges største klimaforurensninger er vårt utslipp av CO<sub>2</sub> fra vår olje- og gassindustri og vår bilpark. Ser vi bort fra olje- og gassvirksomheten, er energisektoren bare en liten del av de totale utslipp, men de er økende pga gasskraftverkene på Kårstø og Mongstad. Vi produserer ca 60 TWh fra 174 gassturbinanlegg på olje- og gassinstallasjonene. Det representerer ca 27 % av våre totale CO<sub>2</sub>-utslipp. Transport inklusive vår bilpark representerer ca 30 % av utslippene og industrien ca 22 %. Totalt slipper Norge ut ca 54 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per år eller ca 10,8 tonn per person per år. (Se også kapittel 5.1 EUs CO<sub>2</sub>-kvotemarked).

Spørsmålet er hvilke tiltak som skal prioriteres og hvordan de skal finansieres, hvordan byrdene skal fordeles mellom produsenter, forbrukere og det offentlige. De samme spørsmålene kan knyttes til de tiltakene som inngår i det klimaforliket Stortinget, med unntak av Fremskrittspartiet, vedtok 17. januar 2008. Klimaforliket inneholder følgende momenter:

- Overoppfylle Kyoto-avtalen med 10 % innen 2012.
- 30 prosent reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp innen 2020.
- 2/3 av kuttene skal tas hjemme når skog inkluderes, det vil si en reduksjon på 15-17 millioner tonn CO<sub>2</sub> per år innen 2020.
- Bli karbonnøytral innen 2030 som del av en global klimaavtale. Det vil si å sørge for at utslippreduksjoner er lik det totale norske utslippet.
- Bygge ut fornybar energi samt å energieffektivisere for totalt 30 TWh i perioden 2001-2016.
- Støtte demonstrasjonsanlegg for havvindkraftverk.
- Forhandle med Sverige om grønne elsertifikater.
- Realisere målene for fangst og lagring av CO<sub>2</sub> i Norge. Partene mener at det er et stort behov for teknologiutvikling og demonstrasjon for å kunne realisere målene om fangst og lagring av CO<sub>2</sub> i Norge.

- Arbeidet med å frembringe utslippsfri kraft til petroleumsindustrien intensiveres, og med bakgrunn i tekniske, økonomiske og forsyningsmessige forhold skal kraft fra land/utslippsfri kraft vurderes ved nye utbygginger og større utviklingsprosjekter.
- Effektivisere nett og kraftverk med 20 prosent innen 2020.
- Øke diesellavgiften og bensinavgiften med hhv 10 og 5 øre/l.
- Øke bevilgningene til jernbane.
- Offentlig bilpark klimanøytral innen 2020.
- Sette krav om at nye personbiler skal ha et gjennomsnittlig utslipp på under 120 g/km fra 2012.
- Øke bevilgningene mot avskoging i u-land til 3 milliarder kroner per år.

Norge ligger etter planen om å redusere utslippene i henhold til klimaavtalen. Ulike tiltak vurderes, blant annet et forslag om å opprette et klimafond. Forslaget går ut på å etablere et fond som skal finansieres av oljeindustrien med CO<sub>2</sub>-avgiften, kanskje med noe økning av denne og med noen penger fra staten. Fondets midler skal gå tilbake til oljeindustrien ved gjennomføring av klimatiltak og utvikling av ny teknologi, kraft fra land til plattformene, til kraftproduksjon med CCS og til andre sektorer i samfunnet. Forslaget begrunnes med at CO<sub>2</sub> – avgiften i dag er for lav, omtrent halvparten av hva den var for 12 år siden, slik at ingen tiltak blir igangsatt. Motstandere av forslaget argumenterer med at oljeindustrien også er med i EUs CO<sub>2</sub> – kvotemarked (se kapittel 5.1 EUs CO<sub>2</sub> - kvotemarked), og der vil rammene strammes inn mot 2020. Klimakur 2020- rapporten anslår en kvotepris i 2020 på ca 40 euro/tonn CO<sub>2</sub> fra dagens ca 15 euro/tonn.

Uten et fond vil alle CO<sub>2</sub> -avgifter og kvotekostnader gå rett i statskassen og ikke til klimatiltak..

Oljeindustrien er en av våre største utslippskilder av CO<sub>2</sub>, og tiltak her ville monne for å nå vårt utslippsmål. Energiveteranene mener derfor at vi først må få fram de samfunnsøkonomiske kostnadene ved å forsyne oljeindustrien med kraft fra land, inklusive anleggsbidrag for bygging av nye sentralnettledninger som en slik kraftforsyning vil nødvendiggjøre. De samfunnsøkonomisk billigste tiltakene bør kunne finansieres over et klimafond.

Klimaforliket tilsier at 2/3 av kuttene på 15-17 millioner tonn CO<sub>2</sub> innen 2020 skal tas her hjemme. Da er det vanskelig å komme utenom CO<sub>2</sub> -reduksjoner i oljeindustrien uten å bryte forliket. Den andre store utslippskilden er altså transport. Her vil omleggingen til elbiler, hybridbiler og mer effektive bensin- og dieseldrevne biler antakelig gå raskt. Bilindustrien er i god gang med å utvikle denne teknologien, og det vil koste forbrukerne lite ekstra å ta den i bruk.

**Energiveteranene mener:**

Det bør etableres et klimafond som kan være med å finansiere de samfunnsøkonomisk billigste tiltakene.

Løsningen på Norges klimautfordringer ligger i å

- bruke mindre energi ved å effektivisere bruken, enøk
- bruke mer fornybar energi som har null-utslipp av CO<sub>2</sub>
- bruke energi med minst mulig CO<sub>2</sub>-utslipp
  - a) CCS kan være et alternativ hvis kostnadene blir akseptable
  - b) elektrifisere bilparken
  - c) forsyne oljeindustrien med kraft fra land hvis de totale samfunnsøkonomiske kostnadene er akseptable. Synliggjør kostnadene.

### **Kapittel 3 Dagens kraftbalanse**

Norge har de siste seks årene i gjennomsnitt hatt et kraftoverskudd på ca 5 prosent. Da er gasskraftverket på Kårstø med 420 MW inne med sin produksjon i kun ca ett år. I tillegg kommer gasskraftvarmeverket på Mongstad, som står klart med 140 MW og som senere skal utvides til 280 MW. De to siste årene har vært tørre og uvanlig kalde og vi måtte importere ca 7.5 TWh. Det må også tas i betraktning at kjernekraften i Sverige har sviktet betydelig de to siste vintrene. I hvert av årene 2007, 2008 og 2009 eksporterte vi imidlertid mer enn vi importerte i 2010. Uten et klimaproblem å bekymre seg om ville det ikke vært økonomisk forsvarlig å bygge ut så mye at vi har tilstrekkelig kapasitet også i et tørrår. Det er en av fordelene med det nordiske og europeiske kraftsamarbeidet at vi kan utveksle kraft i tørre og våte år. Med økt produksjon kan vi redusere vår import i tørre år. All ny produksjon vil derfor måtte eksporteres i normalår.

I tørrår har vi importert 8 TWh i 2003, 12 TWh i 2004 og 7,5 TWh i 2010. Til tross for at vi i gjennomsnitt har et overskudd, har vi hatt flere år med underskudd. Med det nordiske markedet og forbindelser til Kontinentet vil hele overskuddet i våte år bli eksportert. Vi har derfor ikke den samme reserven i vannmagasinene som vi hadde tidligere, men baserer oss nå mer på økt import i tørrår. Med de nye gasskraftverkene i drift vil imidlertid importen i tørrår bli redusert.

Norge har et kraftfordelingsproblem blant annet ved at områder med olje- og gassvirksomhet offshore har blitt tilknyttet nettet på land etter vedtak i Stortinget, men uten at det er tilstrekkelig lokal produksjon eller overføringskapasitet til å dekke behovet. En vesentlig årsak til de regionale problemene er at myndighetene har manglet en samordnet planlegging mellom etablering av kraftintensive sluttforbrukere og krafttilgang i form av ledninger og/eller ny kraftproduksjon. Krafttilgangen må være sikret før ny kraftintensiv industri startes opp. Her er det en fundamental svikt i konsesjonsvilkårene for både ny produksjon, tilknytning av nye større forbrukere og nettet.

Myndighetenes motiv for å forsyne oljeindustrien med elektrisitet fra land har vært ønsket om redusert CO<sub>2</sub>-utslipp. Forbrukerne, spesielt i Midt-Norge, har allerede måttet betale for dette med høye strømpriser, noe de kanskje må fortsette med i 4-5 år til. Dette kan kalles en planleggingsvikt av norske myndigheter, som nå forsøkes rettet opp med ledningsbygging i Hardanger og mellom Sogn og Fjordane og Sunnmøre. Når denne svikten kommer på toppen av svikten i den svenske kjernekraften og i et tørrår, blir stemningen av gode grunner amper. Mange forbrukerne mister tilliten til hele kraftmarkedet, og ønsker seg tilbake til gamle dager med forutsigbar pris og nasjonal kontroll.

#### **Energiveteranene mener:**

Beslutninger om nye industrietableringer må ikke tas før ny krafttilgang er sikret, enten ved etablering av ny produksjon eller nye overføringsforbindelser.



## Kapittel 4 Fornybar kraft

Norge har i juli kommet til enighet med EU om hvordan EUs fornybardirektiv skal implementeres i Norge. I utgangspunktet krevde EU at Norge måtte øke sin andel av landbasert produksjon av fornybar energi fra dagens ca 60 prosent til ca 72 prosent. Forhandlingsresultatet ble en økning til 67,5 prosent. Inkluderes gassturbinproduksjonen offshore med ca 60 TWh, blir vår andel fornybar energi redusert til ca 50 prosent. Norges forpliktelser etter fornybardirektivet innebærer dermed en økning av el- eller varmeproduksjonen med knapt 14 TWh fra fornybare energikilder. Dette må sees i sammenheng med at vi allerede har et eksportoverskudd av kraft, ca 5 prosent i et midlere år, og at elsertifikatavtalen med Sverige innebærer vel 13 TWh fornybar energi, altså omtrent det samme..

I dag har EU kun en fornybarandel på ca 8 prosent, men de planlegger å øke andelen til 20 prosent innen 2020 og til hele 80 prosent innen 2050.

Den økte kraftproduksjonen i Norge kan vi bruke til å

- forsyne mer av olje- og gassindustrien fra land. Statnett forventer at olje- og gassindustrien vil øke sitt behov for landbasert kraft fra 4 til 12 TWh innen 2020. Spørsmålet blir: Hva koster en slik elforsyning fra land? Er den bedriftsøkonomisk lønnsom for oljeselskapene bare fordi marginals-katten er 78 prosent og at de i tillegg sparer CO<sub>2</sub>-avgift og CO<sub>2</sub>-kvotekostnad? Men er den samfunnsøkonomisk lønnsom? Dersom Statnetts anslag over det økte behovet til olje- og gassindustrien er riktig og det er et samfunnsøkonomisk riktig tiltak, har vi et stort marked for den økte produksjonen bare i eget land.
- eksportere den til EU hvis det ikke er samfunnsøkonomisk riktig å benytte den til olje- og gassindustrien. Vår innsats for mer fornybar energi må derfor ses som et bidrag til mer fornybar energi i EU.
- dekke den forventede veksten på ca 0,8 prosent i alminnelig elforsyning, det vil si ca 7 TWh innen 2020.

### 4.1 Vannkraft

Dagens vannkraftverk har produsert ca 128,8 TWh i snitt de siste 6 årene, og produksjonen har variert i perioden mellom 116,8 og 140,6 TWh. Statistisk midlere års produksjon er ca 123 TWh basert på tilsigene for perioden 1970-1999. NVE har gitt konsesjon til ca 300 stk småkraftverk de siste fem årene, ca 3 TWh, og har til behandling ca 700 stk småkraftverk, ca 6 TWh. I tillegg kommer noen større kraftverk og utvidelser av eksisterende kraftverk. Ytterligere ca 30 TWh kan vurderes for utbygging, mens vassdrag med et utbyggingspotensial på 48,6 TWh er vernet.

De nye prosjektene er en blanding av noen middels store og mange små kraftverk og ingen av disse har noe reguleringsmagasin av betydning. Ca 70 stk blir godkjent hvert år. Mye ny uregulert kraft vil derfor komme inn i markedet, og lite av den vil bli produsert i den kaldeste

perioden av vinteren. Fram til 2020 kan derfor vannkraften bidra med min.ca 10 TWh fornybar kraft. Utbyggingskostnadene ligger i dag på fra 3-5 kr/kWh årsproduksjon og vil derfor være marginalt lønnsomme med en markedspris på 30-40 øre/kWh. Med elsertifikater på 20-30 øre/kWh i tillegg til markedsprisen vil de fleste prosjekter være lønnsomme, og mange vil få god økonomi hvis ikke utbyggingstakten blir så stor at utstyrsleverandørene og entreprenørene vil ha en større del av kaka.

Mange eldre konsesjoner kommer nå opp for revisjon, etter 50 år for gamle konsesjoner og 30 år for nyere konsesjoner. Energiveteranene mener at Olje- og energidepartementet/NVE bør være åpne for revisjon etter dagens praksis og etter EUs vanddirektiv som vil kreve økt minstevannføring i mange elver. Dette kan redusere Norges produksjonskapasitet med ca 10 TWh eller nesten like mye som produksjonen allerede har økt på grunn av økt avrenning som følge av klimaendringene. Prognosene tilsier at avrenningen vil øke ytterligere 5-30 prosent og mest på Vestlandet.

### **Energiveteranene mener:**

Verneplanen for vassdrag må ligge fast, selv om verning av denne naturressursen ikke harmonerer med CO<sub>2</sub> - problematikken.

Med vellykket utvikling av ny teknologi med akseptabel økonomi for både vindkraft til havs og gasskraftverk med CCS-teknologi vil Norge ha mulighet til å bidra betydelig i klimakampen. Det er derfor ikke nødvendig før vi ser resultatene av denne utviklingen, å ta i bruk de ressursene som vil utgjøre en belastning for vårt miljø og naturlandskap, det vil si en fortsatt hard utnyttelse av vassdrag med gamle konsesjoner.

### **4.2 Vannmagasiner**

Norge har ca 50 prosent av Europas vannmagasiner. Disse har som sin viktigste oppgave å regulere vanntilslaget fra sommer til vinter og en viss grad bidra til å utjevne våte og tørre år i det norske markedet for å sikre vår egen elforsyning. Hvis magasinene har kapasitet utover dette, kan de være med på å regulere ny uregulert kraft i Norge eller i utlandet fra vindkraftverk eller småkraftverk. Hvilken ekstra kapasitet vår vannkraft har utover primæroppgaven, må derfor snarest analyseres før planleggingen av flere utenlandsforbindelser og pumpeanlegg kommer for langt.

Det bør helst være vannkraftverk med et vannmagasin eller havet i utløpet som benyttes til slik regulering. Miljøet i magasinene vil få en økt belastning med slik regulering. En omfattende vindkraftstyrt drift av vannkraftverk med utløp til elv vil være uheldig for våre vassdrag og bør ikke tillates uten begrensninger. Vindkraften kan også samkjøres med gasskraftverk, men den økte produksjonen vil da ikke være CO<sub>2</sub>-fri før CCS er innført. Vannkraftverkene er de som raskest og rimeligst kan utføre de nødvendige starter og stopper som samkjøring med vindkraften vil kreve.

Installasjon av pumpeturbiner og nye effekturbiner i vannkraftverk krever magasin som tåler variabel drift i både overvann og utløp.

Uregulert kraft fra vindkraftverk og små vannkraftverk vil når kraftbehovet er lite, produsere mye billig kraft, som kan benyttes til å pumpe vann opp i magasinene eller alternativt å la den billige kraften gå til forbruk slik at tapping fra magasinene kan reduseres. Når det blir kaldt eller vindstille, stiger kraftprisene og magasineierne får betalt for sitt reguleringsarbeid ved å selge med høyere kraftpriser.

For å øke reguleringsvevnen ytterligere utover å investere i eksisterende kraftverk kan det bygges rene pumpekraftverk nær ilandføringsstedet for utenlandskablene. På Sørvestlandet hvor kablene kommer inn, har landskapet relativt høye fall med kort avstand ned til kysten, og det vil være mulig å bygge passende store vannmagasiner oppstrøms og nedstrøms pumpene/turbinene. Disse vil kunne gi mer lønnsomme pumpekraftverk i Norge enn i andre land på grunn av våre topografiske forhold, men kan bli stoppet av naturvern hensyn. En skal dessuten huske på at ved pumping og senere produksjon tapes ca 30 prosent av energien, men med tilstrekkelig kraftprisforskjell mellom pumpekraft og toppkraft kan slike prosjekter bli lønnsomme.

Vannmagasinene kan også utnyttes til et regelmessig døgnbasert effektsalg til utlandet. Da vil kullkraftverkene, så lenge de er lønnsomme, kunne driftes mye jevnere over døgnet med en bedre virkningsgrad, med mindre CO<sub>2</sub>-utslipp og med færre kostbare start-stopp operasjoner.

Sett i forhold til det meget store behovet for slik regulerkraft på Kontinentet, vil kapasiteten i norske vannkraftverk være liten i dette markedet. Videre er det et spørsmål om kraftprisen kan bli høy nok til å forsvare de nye investeringene i pumper, turbiner, vannveier og ledninger. Det er også et spørsmål om gasskraft med CO<sub>2</sub>-kvotekostnader kan gi billigere regulerings tjenester. Tatt i betraktning det store volumet som skal reguleres, 80 000 MW vindkraft i Nord-Europa med en brukstid som varierer mellom 2000 og 3000 timer, vil selv all vår vannkraft være for liten for oppgaven, og det vesentlige av reguleringen må tas med gasskraftverk og helst med CCS. En snakker ikke her bare om noen timers regulering, men det kan være vindstille i flere dager. Det må bli eierne av vindkraftverkene som må bygge disse gasskraftverkene.

### **Energiveteranene mener:**

Den økte interessen for bruk av vannmagasinene våre øker behovet for å sette noen restriksjoner i bruken av dem, eller å sette noen krav til leveringssikkerhet slik at forbrukerne får den kraften som de har behov for til akseptabel pris. Effekten av en slik annerledes bruk av magasinene bør simuleres for ulike volumer av vindkraftsamarbeid før det gis tillatelse til slikt samarbeid.

Konsekvenser for kraftpris og leveringssikkerhet for det norske markedet må vurderes. Det er ved konsesjonsbehandlingen av nye utenlandsforbindelser, pumper og effektinstallasjoner at disse vurderingene må tas. I konsesjonssøknaden og i konsesjonen for den nylig godkjente

Skagerrak 4 kabelen finnes ingen slik konsekvensvurdering, selv om siktemålet med kabelen er å regulere mer vindkraft i Danmark.

Tatt i betraktning det store volumet som skal reguleres vil selv all vår vannkraft være for liten for oppgaven, og det vesentlige av reguleringen må derfor tas med gasskraftverk og helst med CCS.

### **4.3 Vindkraft**

NVE har nå gitt konsesjon for bygging av ca 10 TWh vindkraft eller ca 2000 stk vindkraftverk. Til behandling hos NVE ligger vindkraftprosjekter på til sammen ca 66 TWh eller ca 9800 vindkraftverk. Det betyr i snitt ca et godkjent vindkraftverk for hver kilometer av kysten fra Lindesnes til Vardø (2000 km), og ca 5 vindkraftverk til behandling per km.

En slik utbygging vil være en stor belastning på vårt kystlandskap med vegbygging og nettutbygging i tillegg. Hvor mye som vil bli bygget med nåværende markedsforhold, er usikkert. Vindkraft har hatt økende utbyggingskostnader de siste årene, men nå rapporteres det fallende kostnader. I dag koster ny vindkraft fra 4-6 kr/kWh årsproduksjon og havvind kanskje 6-8 kr/kWh. For eksempel havvindprosjektet Havsul I på Mørkekysten vil produsere 1 TWh/år og forventes å koste 6-7 milliarder kroner.

Det store potensialet for vindkraft ligger offshore, men aktører som Statoil rapporterer at med dagens kraftmarked og selv med nye elsertifikater vil ikke havbasert vindkraft være lønnsomt. Men havbasert vindkraft er i en startfase. Nye konsepter forskes ut og aktører tror på sikt at havbasert vindkraft vil bli rimeligere å bygge ut enn vindkraft på land. Norge bør gi betydelig støtte til denne forskningen.

EU er helt avhengig av havbasert vindkraft for at de skal nå sine klimamål. I Nord-Europa er det nå bygget ut ca 3300 MW havvind. Målet til disse landene er å bygge ut 80 000 MW eller ca 240 TWh årsproduksjon innen 2020, og det vesentlige av dette til havs med hele ca vanvittige 30 000 stk vindkraftverk. Dette vil kreve en omfattende nettutbygging, og et samarbeid mellom alle disse landene og Norge for regulering av dette enorme volumet med uregulert kraft.

Spørsmålet er om disse store utbyggingsvolumene er realistiske. Strandområdene og havet utenfor Nord-Europa vil bli pepret med vindkraftverk. Hele EU har planer om hele 205 000 MW innen 2020. Kan vindkraften erstatte alle dagens kullkraftverk og kjernekraftverkene i Tyskland? Det at alle 17 kjernekraftverk i Tyskland er vedtatt nedlagt gradvis fram til 2022, medfører bortfall av ca 160 TWh eller ca 25 prosent av Tysklands kraftproduksjon. Det vil legge et ytterligere press på mer utbygging av vindkraft. Grunnen til at denne avgjørelsen kom nå, var først og fremst kjernekraftulykken i Japan. Nye gasskraftverk med CCS må komme som et betydelig alternativ. I Norge vil 2 gasskraftverk med CCS kunne erstatte alle de godkjente vindkraftverkene, og denne kraften vil bli produsert når vi trenger den. Selv om vi skulle bygge ut det dobbelte av dagens godkjente antall vindkraftverk, 4 000 stk, ville det kun dekke ca 1 prosent av EUs behov for 2000 TWh fornybar energi innen 2050. En slik utbygging vil ødelegge hele kyst-Norge og til svært liten nytte for EU.

**Energiveteranene mener:**

Norge bør vente med å godkjenne flere landbaserte vindkraftverk inntil vi ser hva økonomien blir for havvind og gasskraftverk med CCS. Norge bør gi betydelig støtte til utviklingen av havvind.

**4.4 Bioenergi, en klimanøytral ressurs?**

Bioenergi som et klimanøytralt energialternativ bygger på den forutsetning om at når man hugger et tre og brenner veden, så står det der et tre med like stort CO<sub>2</sub>-lager dagen derpå. Treslag med slike egenskaper finnes ikke. Bioenergi fra granskog blir ikke klimanøytral før etter 90-200 år. Så lang tid tar det før "CO<sub>2</sub>-gjelden" fra forbrenningen er tilbakebetalt, viser beregninger utført av både SSB og Klif. Forbrenning av biomasse gir momentant like store CO<sub>2</sub>-utslipp som forbrenning av kull, og vesentlig større utslipp enn forbrenning av gass. Fotosyntesen medfører at biomassen fornyes, men det krever tid ut over horisonten for klimaproblemet. Siden en viktig del av klimaproblemet har en horisont på 50 -100 år, mener Energiveteranene at bioenergi fra norsk skog med lang voksetid eller fra torv ikke er en klimanøytral ressurs, og at økt bruk av slik energi ikke er et klimatiltak. Målet om 15 TWh/år med ny bioenergi fra brenning av pellets og flis og støtte til slik utbygging bør derfor revurderes. Kraft fra brenning av torv blir godkjent som fornybar energi i Sverige, men er utenfor vår felles elsertifikatorrdning. Bioenergi fra hurtigvoksende planter som sukkerrør og mais må derimot kunne betraktes som klimanøytral energi. Men den delen som kan bli brukt til mat, bør ikke benyttes til bioenergi da det fører til dyrere mat i verden.

Avfall som ikke kan materialgjenvinnes, bør energigjenvinnes. Mest rasjonelt kan det skje i varmesentraler for nær- eller fjernvarmeanlegg, slik tilfelle allerede er i noen av våre byer og tettsteder. En fordel med slike anlegg – der energien distribueres ved hjelp av varmt vann – er at de er fleksible med hensyn til energikilde. Det kan brukes søppel, biomasse, overskuddsvarme fra prosessindustri og avløpsanlegg, omgivelsesvarme fra fjellgrunn og sjø ved hjelp av varmepumper, fossile energikilder eller elektrisitet fra nettet. Avgjørende for valg av kilde må være økonomi og miljøpåvirkning.

I Sverige produseres det over 100 TWh bioenergi hvert år og sannsynligvis vesentlig fra granskogen. Det er neppe en bærekraftig politikk.

Skogen er en stor lagerplass for CO<sub>2</sub>, og den kapasiteten kan økes med aktiv behandling av skogen og utvidelse av skogarealene. Trelast som erstatning for andre bygningsmaterialer som gips, tegl eller betong vil være et klimatiltak.

**Energiveteranene mener:**

Siden en viktig del av klimaproblemet har en horisont på 50 -100 år, mener Energiveteranene at bioenergi fra norsk skog med lang voksetid eller fra torv ikke er en klimanøytral ressurs, og at økt bruk av slik energi ikke er et klimatiltak. Målet om 15 TWh/år med ny bioenergi fra brenning av pellets og flis og støtte til slik utbygging bør derfor revurderes.

## Kapittel 5 Kraftmarkedet

Som første land i Norden etablerte Norge et kraftmarked etter innføring av Energiloven i 1991. Markedet ble utvidet med Sverige i 1995, med Finland i 1999 og Danmark 2001. Et nordisk marked på hele ca 370 TWh årsproduksjon ble etablert. I dag består det av ca 206 TWh vannkraft, 73 TWh kjernekraft, 80 TWh kull-, gass- og oljekraft og 11 TWh vindkraft.. Systemprisen bestemmes for hver time kommende døgn på grunnlag av etterspørsel og tilbud. Den dyreste tilbyderer som trengs for å møte etterspørselen, bestemmer prisen for alle de andre tilbyderne i den aktuelle timen. Dette gir stor fortjeneste til vannkraftprodusentene som har den laveste kostprisen. Ved en svikt i produksjonen vil børsen bidra til å forsterke problemet ved at dyreste tilbyder bestemmer prisen for alle de andre produsentene, ulikt alle andre børser der man kan la være å kjøpe inn fra dyreste leverandør. I kraftmarkedet må imidlertid alltid et forbruk hvert sekund møtes med en tilsvarende stor produksjon, hvis ikke vil spenningen og frekvensen falle i hele nettet, og i verste fall føre til nettsammenbrudd. I tørre perioder og ved svikt i den svenske kjernekraften har markedet de siste årene akseptert tilbud fra de dyreste produsentene som for eksempel oljekraftverk med store CO<sub>2</sub> – utslipp, som må tas ut av møllposen, eller aluminiumsverk som selger sin kraft tilbake til markedet. Da kan vi oppleve priser over 10 kr/kWh. Slike tilstander og markedsregler bør myndighetene ikke akseptere (se kapittel 5.5 Svensk kjernekraft).

Uten flaskehals i sentralnettet i Norden ville alle i dette området hatt samme kraftpris før lokaldistribusjon. Flaskehalsene medfører at markedet inndeles i flere prisområder, og at prisen i hvert område justeres opp eller ned avhengig pristilbudene fra produsentene i området. Like priser i hele Norden er et allment politisk mål. Det blir et prioriteringsspmål om hvor mye det skal satses gjennom økt nettutbygging og/eller økt lokal produksjon for å unngå store prisforskjeller i en for stor del av tiden. De store prisforskjellene som er erfart de siste årene er imidlertid et resultat av dårlig overordnet planlegging og uakseptable markedsregler.

Etableringen av et kraftmarked med en børs har løftet kraftprisen for de forbrukerne som tidligere hadde en strømpris basert på selvkost fra til dels nedbetalte vannkraftverk. For forbrukere i fylker med nye kraftverk ble ikke den nye strømprisen vesentlig høyere i starten. Med kraftmarkedet økte verdien av alle de gamle vannkraftverkene og dermed verdien av kraftselskapene. Eierskapet til kraftselskapene og forsvar av dagens konsesjonslover er blant annet av denne grunn, et meget viktig tema (se kapittel 13 Eierskap til vannkraften).

Det planlegges mange flere utenlandsforbindelser til kraftmarkedene i Tyskland, Nederland, og Storbritannia. Disse markedene har normalt ligget noe høyere i pris enn det nordiske markedet, og økt samarbeid med dem vil også løfte kraftprisen i Norden. Spesielt gjelder dette etter at Tyskland har vedtatt at innen 2022 skal de nedlegge alle sine kjernekraftverk, ca 20 prosent av deres kraftproduksjon. En slik grunnlast kan ikke bare erstattes med vindkraft.

Det har blitt reist spørsmål om vi burde etablere et eget nasjonalt kraftmarked bare for Norge, slik som vi hadde i perioden fra 1991 til 1996. En slik løsning kan ikke forutsette at vi kople ut utenlandsforbindelsene. Det måtte gjøres avtaler med EU, enkelte land eller bedrifter om

hvordan transaksjonene gjennom utenlandsforbindelsene skulle prises og ordnes. Det er vanskelig å tenke seg at det kan oppnås avtaler som er bedre for Norge gjennom slike avtaler hvor vi skal fravike prinsippet om at kraft skal flyte fra områder med lav pris til områder med høy pris. Det går også an å tenke seg større eller mindre innslag både av planøkonomi og marked innenfor et nasjonalt forankret kraftsystem.

### **Energiveteranene mener:**

En omfattende omorganisering av dagens kraftmarked vil være uheldig. Forslagene i denne Energimeldingen tar derfor utgangspunkt i de eksisterende rammebetingelsene gitt gjennom Energiloven og det deregulerte kraftmarkedet. Hele energisamarbeidet i Europa er markedsbasert. Skal vi nå klimamålene, må det samarbeides effektivt over grensene, men volumet for vårt samarbeid må avpasses vår egen forsyningssikkerhet og hensynet til natur og miljø i Norge. De store prisforskjellene i Norden som er erfart de siste årene er et resultat av dårlig overordnet planlegging og uakseptable markedsregler. Dette må det ryddes opp i.

### **5.1 EUs CO<sub>2</sub>-kvotemarked**

Kraftmarkedet har så langt bestemt hva som har vært lønnsomt å investere i Norge. Andre land har hatt ulike type ordninger som ”feed- in” (direkte økonomisk investeringstilskudd) eller grønne sertifikater i tillegg.

For å begrense utslipp av CO<sub>2</sub> i EU og etterkomme kravene i Kyoto-avtalen har EU etablert et CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet (Cap and Trade) fra 2005. Norge er på grunn av EØS-avtalen med i dette markedet. I Kyoto-avtalen forplikter 37 i-land seg til utslippsreduksjoner. Men disse landene står bare for 30 prosent av de globale utslipp, og fremtidig vekst forventes å komme fra de andre landene i verden. EU som står for ca 15 prosent av de globale utslippene, forplikter seg til å redusere sine CO<sub>2</sub>-utslipp med 8 prosent i forhold til 1990 nivå innen 2012.

Norge forpliktet seg til utslipp som i 2012 ikke skal være mer enn 1 prosent høyere enn 1990 nivå. I klimaavtalen i Stortinget ble det oppnådd enighet om at Norge skulle overoppfylle denne avtalen med 10 prosent, det vil si komme ned til et årlig utslipp på ca 47 millioner tonn CO<sub>2</sub>. Videre skulle Norge bli klimanøytral innen 2030, og 2/3 av utslippene, 15-17 millioner tonn, skulle tas innen 2020 og i Norge. I 2010 hadde vi et utslipp på ca 54 millioner tonn CO<sub>2</sub>. Målet i 2020 kan nås bl.a. ved å finansiere tiltak i u-land., ved elektrifisering av bilparken og mer kraft fra land til petroleumsindustrien offshore.

EU ønsket å gå foran i verden med et godt eksempel ved å starte et europeisk kvotemarked for CO<sub>2</sub> – utslipp. Det betyr at alle større industribedrifter, kraftprodusenter og petroleumsindustrien i EU som slipper ut CO<sub>2</sub>, må ha utslippsrettigheter. Fra 2012 inkluderes også flyselskaper som lander på europeiske flyplasser. En total ramme for slike utslipp for hele EU ble fastlagt og fordelt på hvert land ut fra historiske utslipp. I dag må kraftprodusenter med CO<sub>2</sub>-utslipp kjøpe utslippsrettighetene, da de ikke har global konkurranse, mens industribedrifter og flyselskap får rettighetene delvis gratis ut fra historiske rammer. Alle kan handle med rettighetene i et kvotemarked. De som vil øke

produksjonen, må kjøpe utslippskvoter fra dem som reduserer sine utslipp pga mindre produksjon eller tiltak for mindre utslipp. Det skal føre til at de billigste reduksjonene blir tatt først. I slutten av forsøksperioden frem til 2008 ble det klart at rammene for hvert enkelt land og totalt ble for store, slik at prisene på CO<sub>2</sub>-kvoter falt mot null. Men i ca 1 ½ år førte kvotemarkedet til at strømprisen ble løftet med 10-15 øre/kWh, og norske forbrukere betalte i perioden frem til 2008 inn ca 20 milliarder kroner til kraftprodusentene. Siden omtrent all kraften i Norge kommer fra vannkraft uten CO<sub>2</sub> utslipp, førte de økte strømprisene i denne perioden til ca 20 milliarder i netto inntekter for eierne, fylkeskommuner, kommuner og mest til staten som er både eier og skatteinngrever. Fra 2008 startet kvotemarkedet opp med nye og mye trangere rammer for utslipp fram til 2012. Prisen for kvotene steg og løftet strømprisene opp igjen. Men på grunn av finanskrisen stupte kvotekostnadene raskt i slutten av året, da det ble et overskudd på kvoter. For perioden etter 2005 har norske forbrukere antagelig betalt inn 30-40 milliarder kroner via strømgjengen pga kvotemarkedet.

Kvotemarkedet i EU er nå avtalt forlenget fram til 2020, og EU har som mål å redusere utslippene med 20 prosent for hele EU i forhold til 1990 nivå. Fra 2013 og fram til 2020 vil derfor rammene strammes gradvis inn med 1,74 prosent i året. Det ble anslått at kvoteprisen vil gå opp til ca 40 euro/tonn innen 2020. På grunn av finanskrisen som førte til redusert industriproduksjon, fikk industrien overskudd på kvoter. Det ble tidligere vedtatt at disse kvotene kunne overføres til perioden etter 2013. Dette overskuddet fører derfor til at prisanslaget ikke holder. For å kompensere for dette har EU-kommisjonen foreslått å øke reduksjonen til 25 prosent innen 2020. Så langt har derfor kvoteprisen vært lav og ikke utløst de store reduksjonstiltak.

Innen 2050 har EU som mål å redusere utslippet med 80 prosent. CO<sub>2</sub>-kvotekostnaden er i dag på ca 15 Euro/tonn. Det øker kostnaden for hver kWh produsert i et kullkraftverk med ca 10 øre og ca det halve i et gasskraftverk.

Når strømprisen løftes på denne måten, blir investeringer i fornybar energi gunstigere og gir incitament til økt energiøkonomisering i bygninger og industri. Når utslippsrammene strammes inn ytterligere, vil utslippsrettighetene øke i verdi. De som slipper ut mest CO<sub>2</sub> som kullkraftverkene, vil til slutt bli utkonkurrert i markedet. For at disse skal klare å beholde sin verdi, kan de investere i CCS, hvis den teknologien blir økonomisk.

For å få til investeringer i et stort volum fornybar energi har ikke markedsprisen inklusive CO<sub>2</sub>-kvotekostnader vært høy nok, spesielt ikke for landbasert vindkraft. Mange små vannkraftverk vil kunne realiseres hvis ikke anleggsbidraget for nettilknytning blir for stort.

Utbyggere av både småkraftverk og vindkraft har derfor sett frem til at det nye elsertifikatmarkedet for Sverige og Norge blir operativt fra 2012 (se kapittel 5.3 Elsertifikater).



**Energiveteranene mener:**

CO<sub>2</sub>-kvotekostnadene har hittil ikke vært høye nok til å få realisert store nok utslippskutt. Tvert imot, utslippene har aldri vært så høye som i 2010. CO<sub>2</sub>-kvotekostnadene forhindrer ikke at man ser for seg en økning av flytrafikken, som medfører planer om utvidelse av kapasiteten på Gardermoen. Kvotekostnadsregimet bør derfor suppleres med direkte tiltak og påbud innen enøk og transport.

**5.2 Mer fornybar energi**

Økonomer i SSB hevder at eksport av fornybar kraft til Europa ikke vil redusere utslipp der. Eksporten frigjør CO<sub>2</sub> – kvoter som kan selges videre til for eksempel en sementprodusent som da kan slippe ut mer CO<sub>2</sub>. Så lenge rammene er faste, er dette riktig. Men utslippsrammene for EU strammes gradvis til. Den frigjorte kvoten vil da bli gradvis dyrere, og den økte sementproduksjonen må produseres utenfor EU. Med et kvotemarked vil EU bli renere, men ikke verden før avtalene blir globale. Det må de bli før eller senere.

Disse økonomene foreslår heller at Staten kjøper opp kvoter og kaster dem. Det vil gi et strammere marked og høyere priser på kvoter og kraft. Et strammere marked kan enklest skapes ved administrativt å redusere rammene, noe som også skal skje fram til 2020, og sikkert videre mot 2050 da utslippsmålet er 80 prosent reduksjon. Norge trenger ikke overstyre EU i dette arbeidet.

**Energiveteranene mener:**

Det må forutsettes at kvoteregimet etter hvert strammes inn. Da vil mer fornybar energi redusere utslippene av CO<sub>2</sub>

**5.3 Elsertifikater**

Norge og Sverige har inngått en avtale om et felles sertifikatmarked fra 2012 til produsenter av fornybar kraft, fordi produsentene må få mer økonomisk støtte dersom vi skal nå målet om mer fornybar kraft. Målet i forslaget til avtale om felles elsertifikater for Norge og Sverige ligger på et realistisk nivå, 26,4 TWh årsproduksjon til sammen for begge landene innen 2020. Hvor investeringene kommer, er avhengig av markedet.

Sertifikatene vil bli gitt til produsenter som starter bygging etter 7/9-2009, og med en overgangsordning for dem som startet bygging av småkraftverk under 1 MW etter 1/1 2004. Kraftprodusentene kan selge sertifikatene over en periode på 15 år, og nåverdien av disse vil ligge på 2-3 kr/kWh i utbyggingskostnad. Dette er en betydelig støtte for et småkraftverk, hvorav mange er bedriftsøkonomisk lønnsomme selv uten støtte. Vindkraften er dyrere og spesielt den havbaserte. Kun de beste prosjektene på land vil med denne støtten bli realisert. Elsertifikatene vil få fram ny produksjon, mesteparten uten reguleringsevne, og den er derfor avhengig av støtte fra vannkraftverk med tilstrekkelig effektinstallasjon og magasiner. Effekten fra disse anleggene kan ikke påregnes i høylastperioder. Den nye kraften er derfor av en lavere verdi enn kraft fra vannkraftverk med magasiner.

I høringsnotatet fra Olje- og energidepartementet foreslås det at sertifikatene betales av vanlige forbrukere, som har et totalforbruk på 73 TWh. Det vil si at kraftprodusentene skal subsidieres av sluttbrukerne, unntatt industri som i dag også er fritatt for eller har redusert elavgift. Sertifikatene vil koste forbrukerne fra 1-6 øre/kWh inklusive mva over avtaleperioden. For et normalt husholdningsforbruk på 20 000 kWh/år utgjør dette 200-1200 kr/år.

Det hevdes av Olje- og energidepartementet og kraftbransjen at økt produksjon av fornybar energi vil styrke kraftbalansen og derfor senke prisene, slik at det ikke blir noen prisøkning på grunn av elsertifikatene. Konsulentselskapet Econ Pøry har beregnet at kraftprisen synker med 8 øre/kWh for hver tiende TWh økt produksjon.

#### **Energiveteranene mener:**

Forbruket vil øke, både ved at mer av offshoreindustrien blir forsynt fra land og at flere nye utenlandsforbindelser skal legges. Fornybardirektivet forutsetter at økt fornybar produksjon skal eksporteres og hjelpe EU med en høyere fornybarandel, ikke å skape et overskudd i Norge som vil presse prisene. Større samhandel med Kontinentet og Storbritannia vil heller øke prisene enn senke dem da disse markedene over tid har hatt høyere kraftpriser enn Norden, spesielt vil dette bli situasjonen når Tyskland nedlegger sine kjernekraftverk.

#### **5.4 Opprinnelsesgarantier**

I arbeidet for mer fornybar energi har EU kommet opp med ideen om å selge opprinnelsesgarantier for el. For en liten betaling får forbrukerne god samvittighet for at energien de bruker er fornybar. Norske kraftselskap har solgt det meste av sin produksjon med fornybargaranti, og over halvparten er solgt til utlandet med en garantipris på ca 1 øre/kWh. Ordningen betyr minimalt til bygging av mer fornybar energi. Det følger ingen forpliktelse med om å bygge ut ny fornybar kraft til den som selger slike garantier. Etter vår mening er ordningen forfeilet. I stedet for at ordningen burde føre til redusert bruk av energi, sier garantien kun at forbruket er fornybart, og skal gi forbrukeren god samvittighet. Norske forbrukere deltar derfor lite i denne handelen, fordi de vet at kraften i Norge er fornybar uten ekstra betaling. Men etter denne ordningen er nå ca halvparten av kraften som brukes i Norge, definert som ikke fornybar, selv om den fysisk er det.

#### **Energiveteranene mener:**

Denne ordningen bør avskaffes. Med elsertifikatene vil vi få en ordning hvor forbrukeren betaler for faktisk produsert fornybar kraft

#### **5.5 Svensk kjernekraft**

En viktig forutsetning for at kraftmarkedet i Norden skal fungere, er at hvert av landene i samarbeidet har en oppegående kraftproduksjon og over tid en tilnærmet kraftbalanse. Det var det som lå til grunn da Stortinget i 1994 vedtok at vi kunne ha et felles kraftmarked med Sverige. Sveriges kjernekraftverk var vedtatt nedlagt i 2010, men levetiden er nå politisk bestemt å kunne forlenges ytterligere. Alle 10 kjernekraftaggregatene har fått politisk

godkjenning for et forlenget liv etter en oppgradering. En slik stor prosess med å ombygge/fornye alle disse kraftverkene vil ta lang tid, og alle de gamle anleggene må holdes ved like i byggetiden. De svenske kjernekraftverkene har i dag, som følge av denne rehabiliteringen, fått den dårligste regulariteten av alle kjernekraftverk i Europa.

I de siste 2 årene har dette vedlikeholdsarbeidet kostet norske forbrukere flere milliarder kroner ved høye strømpriser over lengre perioder, og spesielt med ekstrempriser i korte perioder. Norske myndigheter bør ta dette opp med Sverige og komme til ordninger som demper skadevirkningen av denne situasjonen. For eksempel kan det skje ved at utfall av kjernekraft ikke kan erstattes med ekstremt dyr kraftproduksjon som inngår i kraftbørsenes systemprisberegninger, men dekkes av Svenska Kraftnät og senere av kjernekratteierne.

Tilsvarende svikten i Sverige er situasjonen i Midt-Norge. I begge områder er svikten en ”politisk” planleggingssvikt. I Midt-Norge har Statnett montert 2x150 MW gassturbinaggregater som reserve. De skal brukes hvis kraftmarkedet ikke kan balansere etterspørsel og tilbud. Kostnaden med reserven og bruken av den skal ikke inngå i beregning av strømprisen i prisområdet og løfte prisen på alle kWh i området, men betales av Statnett og belastes deres regnskap.

Kjernekraftsvikten i Sverige har allerede ødelagt mye av troverdigheten til kraftmarkedet, og situasjonen kan ikke fortsette slik inn i en lang ombyggingperiode. Denne svikten kan ikke ses på som en normal risiko som partene i dette kraftsamarbeidet må akseptere. Den kan ikke sammenlignes med naturens svingninger som fører til at vi i Norge i perioder er avhengige av våre naboer. Denne svikten mer enn kompenseres i våte år. Svikten har fått størst virkning i Midt-Norge og Nord-Norge med ekstrempriser opp i 14 kr/kWh, da de ikke har hatt noen flaskehals i nettet mot det svenske prisområdet som har dekket hele Sverige. Med nye prisområder i Sverige fra i 2012 etter de reelle flaskehalsene i nettet der, vil ikke effekten av kjernekraftsvikten få så stor virkning for Midt-Norge, men kanskje nå mer for Øst-Norge.

#### **Energiveteranene mener:**

Ordningen i Midt-Norge, hvor svikt i forsyningen blir dekket av reservekraftverk uten å inngå i beregning av strømprisen, burde innføres for annen ”politisk” planleggingssvikt, slik at ikke ekstremt dyr reservekraft setter prisen for all kraft i markedet.

## Kapittel 6 Kraftledninger

Klimautfordringen for energi-Norge har ført til behov for nye 420 kV ledninger i sentralnettet. Dessuten en oppgradering av eksisterende 300 kV ledninger til 420 kV, noe som vil øke overføringskapasiteten i disse fra ca 800 MW til ca 2500 MW. De nye og oppgraderte ledningene skal dekke ulike behov, forsyning av olje- og gassindustrien med elektrisitet fra land for redusert CO<sub>2</sub> – utslipp fra denne industrien og gi nettutløsning for mange småkraftverk og vindkraftverk.

I første rekke skal Trollplattformene knyttes til nettet på land, og også kraftbehovet til gassanlegget på Kolsnes utenfor Bergen skal dekkes fra nettet. Bergensområdet har derfor fått en anstrengt forsyningssituasjon, som Statnett skal forbedre med en ny kraftledning gjennom Hardanger. Det er ikke innbyggerne i Bergen som er årsaken, men olje- og gassindustriens og myndighetenes ønsker om redusert CO<sub>2</sub> -utslipp som først og fremst skaper problemet. Alminnelig forsyning bruker kun ca 50 prosent av kapasiteten i området, og hadde før industrien ble koblet til, god overkapasitet. Videre skal en ny ledning fra Fardal i Sogn til Ørskog på Sunnmøre dekke kraftbehovet for gassanlegget på Aukra utenfor Molde for gassen fra Ormen Lange. Mer kraft er også tatt i bruk til kraftintensiv industri på Sunndalsøra og en bergverksbedrift i området. Det planlegges også en ny ledning på 530 kilometer fra Narvik til Hammerfest for kraft til Snøhvit, LNG prosjektet og Goliatplattformen 85 kilometer ut i havet. I tillegg har Statnett kartlagt et økt behov for kraft fra land for andre offshoreprosjekter på hele 8 TWh for også der å redusere CO<sub>2</sub> –utslippet.

Disse ledningene har skapt store konflikter. Totalt har Statnett beregnet kostnadene til 40 milliarder kroner inklusive utenlandskabler fra Sørvestlandet til Kontinentet. Myndighetene har bestemt at kostnadene skal betales over sentralnettstariffen, hvor alminnelig forsyning tar en betydelig andel. Energiveteranene mener det hadde vært rimelig at oljeindustrien betaler anleggsbidrag for sine tilknytninger, og at produsentene dekker resten av kostnadene til ledningene siden de med disse ledningene kan øke sine investeringer i nye kraftverk og ny økt produksjon, og også har gleden av de høyere strømprisene som disse forbindelsene medfører.

Statnett har allerede økt nettleien i sentralnettet med 6 øre/kWh fra 1. januar 2010 fra tidligere 2 øre/kWh. Investering i utenlandskabler har så langt vært en god butikk, og overskuddet fra prosjektene går til fradrag på nettleien til forbrukerne.

Alminnelig forsyning har lite behov for de nye ledningene. Norge har i normalår kraftoverskudd, og økt produksjon må eksporteres eller sendes ut til offshoreindustrien hvis det er samfunnsøkonomisk lønnsomt som et klimatiltak. Prinsippet bør være at den som har behov for ledningene og vil tjene på investeringene, også bør betale for investeringene. De aktuelle olje- og gassprosjektene som er forsynt fra land, selger gass for over 100 milliarder kroner i året og burde ha evne til å betale for sin egen elforsyning. Disse ledningene burde vært dekket med anleggsbidrag fra industrien. Det er urimelig at disse ledningene skal subsidieres av forbrukerne.

Det er ikke vanlig at produsenter og industrien betaler anleggsbidrag for masket nett, det vil si nett inne i et større nettsystem. NVE avventer forhandlinger med svenske energimyndigheter om et felles direktiv for betaling av anleggsbidrag siden det blir et felles marked for elsertifikater. Et slikt nytt direktiv vil gjelde ny produksjon av fornybar kraft, og det burde ikke forhindre NVE fra å pålegge store og kraftintensive industribedrifter å betale for sin egen energiforsyning. I tillegg fører offshoreindustrien opp kraftforsyningen som en driftsutgift, og med 78 prosent marginalsatt ville det være staten som tar mesteparten av regningen.

Krisen i elforsyningen i Midt-Norge og Bergensområdet viser hvor viktig det er at lokal kraftproduksjon, utbygging av sentralnettet og etablering av nye store kraftforbrukere blir samordnet. I begge områder skulle stor lokal kraftproduksjon etableres. Selv om dette ikke ble noe av, ble ikke etableringen av det store forbruket stoppet eller andre løsninger funnet, før det fikk konsekvenser for leveringssikkerheten og strømprisene for hele samfunnet i området.

### **Energiveteranene mener:**

NVE må derfor gis et klart mandat til å samordne konsesjoner for krafttilgang og store sluttforbrukere. Krafttilgang fra ny lokal kraftproduksjon eller nye sentralnettledninger må være på plass når store sluttbrukere starter virksomheten. Det tar som regel lengre tid å skaffe ny krafttilgang enn å etablere ny industri.

Oljeindustrien bør betale anleggsbidrag for sine tilknytninger som vil føre til redusert CO<sub>2</sub>-utslipp fra deres virksomhet og produsentene bør dekke resten av kostnadene til ledningene siden de med disse ledningene kan øke sine investeringer i nye kraftverk og ny økt produksjon, og også har gleden av de høyere strømprisene som disse forbindelsene medfører

### **6.1 Kraftledninger og naturlandskap**

Utbygging av sentralnett og lokal kraftproduksjon krever som nevnt tidligere god koordinering og langsiktig planlegging, slik at en unngår å måtte velge kortsiktige og dårlige løsninger. Kraftledningsdebatten de siste årene har også fått fram problemstillingen om en bør ta estetiske hensyn når en skal løse klimaproblemet? Stortinget har sagt det slik: *«Kabling skal også alltid vurderes når nye kraftledninger i regional- og sentralnettet skal bygges, men bruken skal være gradvis mer restriktiv med økende spenningsnivå. Jord- eller sjøkabel er mest aktuelt på begrensede strekninger med betydelige verneinteresser eller store estetiske ulemper på 66 kV- og 132 kV-ledninger, men kan også være aktuelt på strekninger der det gir særlige miljøgevinster på 300 kV og 420 kV.»* Den forrige energistatsråden formulerte det slik: *”Den som vil ha fornybar energi, kan ikke ta estetiske hensyn.”*

### **Energiveteranene mener:**

Dette bør ikke være et styrende prinsipp. En politiker bør også ha en visjon om å ta best mulig vare på vårt naturlandskap. Hvis det finnes andre økonomisk akseptable løsninger, bør disse løsninger utredes først før vedtak fattes. Og hvilken verdi har naturen?

## 6.2 Utenlandsforbindelser

Norge har i dag en rekke forbindelser til utlandet, både kabelforbindelser og luftledninger:

- 7 luftledninger til Sverige med en samlet kapasitet på ca 3500 MW eksport, og ca 3800 MW import.
- 2 mindre luftledninger fra Finnmark til Finland og Russland med kapasitet på til sammen ca 100 MW.
- 3 kabelforbindelser til Danmark med samlet kapasitet på 1000 MW.
- 1 kabelforbindelse til Nederland med kapasitet på 750 MW.

Dette utgjør til sammen en utvekslingskapasitet med utlandet på ca 5500 MW.

En fjerde kabel til Danmark med overføringskapasitet 700 MW fikk konsesjon i fjor sommer. Videre planlegges en kabel til Tyskland og en til Storbritannia, hver med en overføringskapasitet på 1400 MW. I tillegg planlegges ny luftledning til Sverige med kapasitet på 1600 MW. Vår eksportkapasitet vil om alt dette blir realisert, få en økning på 5100 MW, det vil si omtrent fordoblet fra dagens nivå.

De nye utenlandsforbindelsene vil kreve betydelige forsterkninger på land. Det må dokumenteres gode begrunnelser for denne store økningen i eksportkapasitet. Det må grundig utredes hvor mye vårt vannkraftsystem tåler av utveksling med utlandet før det går ut over vår egen forsyningssikkerhet og vårt miljø.

Med overproduksjon i et normalår og to nye gasskraftverk trenger vi mindre kapasitet for import i tørrår. Vi klarte i 2004 å importere 12 TWh selv før Nederlands-kabelen kom i drift.

### **Energiveteranene mener:**

I konsesjonsbehandlingen av nye utenlandsforbindelser må alle konsekvenser for vårt eget kraftsystem og eventuelle naturinngrep utredes. De samfunnsøkonomiske begrunnelsene for konsesjonene og hvilke konsekvenser prosjektene får for kraftpriser og vår forsyningssikkerhet må klargjøres.

Statnett bør være den eneste som får konsesjon på utenlandsforbindelser, av hensyn til å holde konkurranse- og monopolvirksomhet adskilt.

## Kapittel 7 Utvikling av CCS-teknologien

Et alternativ til de nye konsesjonsgitte og omsøkte sentralnettledningene kunne ha vært lokal gasskraftproduksjon med CCS. Regjeringen har gått inn for utforsking av CO<sub>2</sub> - rensing på Mongstad og lagring. Formålet er ikke bare norske behov, men kanskje viktigst å forske fram ny teknologi for det globale markedet. Et teknologisenter, TCM, er under oppbygging og er ferdig om ca et år. Deretter skal ulike renseteknologier fra Aker-Sintef og Alstom utprøves i en 5 års tid. Staten tar seg god tid mens leverandørindustrien er utålmodig og vil i gang med fullskalaprosjekter nå.

Ideen om å utforske CCS-teknologien er god, og Norge har lang erfaring med CO<sub>2</sub> - lagring på Sleipner-feltet. For 2030 har IEA beregnet at ca 75 prosent av verdens kraftproduksjon vil være basert på fossilt brensel. Skal vi lykkes med å redusere CO<sub>2</sub> utslippene i henhold til IPCC's (FNs klimapanel) anbefalinger, må noe gjøres med eksisterende kraftverk. Mer enn 5000 kullkraftverk over hele verden slipper daglig ut ca 3 millioner tonn CO<sub>2</sub>. Verden vil ikke klare å løse CO<sub>2</sub> problemet teknisk eller finansielt uten fortsatt å bruke eksisterende kull- eller gasskraftverk, men heretter i tillegg med rensutstyr for CO<sub>2</sub> og lagring.

Staten burde ikke latt Statoil velge Mongstad som sted for det første fullskala rensaneanlegget. Brannfaren nær raffineriet krever ekstra hensyn, noe som vil bli meget fordyrende for rensaneanlegget. Statoils foreløpige kostnadsoverslag ligger langt over hva andre mener det skal koste. Prosjektet kan derfor risikere å ikke bli et godt eksempel for bruk av slik ny teknologi.

Hvis vi lykkes med å utvikle en CCS-teknologi med akseptabel økonomi, vil vi kunne bygge et gasskraftverk med CCS på Kolsnes eller rett utenfor gjerdet til Mongstad uten brannfare for raffineriet, og dermed dekke behovet i Bergensområdet. I Aukra utenfor Molde kunne en bygge et rensed gasskraftverk med Ormen Lange-gassen for kraftbehovet til industrien i dette området og for Midt-Norge. En slik lokal kraftproduksjon ville sikre leveringssikkerheten for Ormen Lange-prosjektet som forsyner Storbritannia med 20 prosent av deres gassbehov. Storbritannia er meget engstelig etter flere driftsavbrudd. En slik lokal kraftproduksjon vil redusere behovet for en ny sentralnettledning gjennom Sogn og Fjordane og Sunnmøre, men ikke møte utfordringene med å tilknytte lokal vind- og vannkraft.

Om noen få år vet vi om CCS- teknologien har svaret. Mere haster det ikke.

Andre selskap enn Statoil mener allerede i dag at de vet at slike rensaneanlegg kan bygges for en mye rimeligere sum enn den Statoil foreløpig viser til. Statoils styring av prosessen og ikke minst valg av sted bør gjennomgås av uavhengige eksperter, før Statoil har brukt for mye tid på feil utviklingsmodell på feil sted. Statoil har valgt en modell hvor firmaene er invitert inn til en åpen utvikling hvor alle får kjennskap til alle patenter og hemmeligheter hos hverandre. De færreste industriselskap er interessert i en slik prosess. Statoil burde heller ha invitert til konkurranse om levering av utstyr på gitte spesifikasjoner eller gitt utviklingsstøtte til ideer uten å avdekke industrihemmeligheter. TCM kan derfor bli et blindspor.

Det norske selskapet Sargas og deres store internasjonale partnere mener også at Statoil har satset på feil metode, en kjemisk prosess uten trykk. Når prosessen settes under 12 bars trykk,

går den raskere og bruker mindre energi, og renseanlegget blir mye mindre og billigere. I tillegg velger Statoil et medium som kan være kreftfremkallende og som er prøvet og forkastet av andre for flere år siden. Det finnes et alternativt medium som ikke er farlig og som fungerer meget bra, fremholder de. Sargas har foreløpig bare et lite pilotanlegg i Stockholm å vise til, men testresultatene var gode og er verifisert av IFE. De har derfor ikke behov for å delta i prosessen på TCM og dele sine tekniske løsninger gratis med andre. Sammen med sine partnere hevder de at de kan levere et gasskraftverk inklusive rensing som produserer en kWh for ca 30 øre med en total virkningsgrad på 51 prosent hvis gassprisen er 1 kr/Sm<sup>3</sup> og ca 50 øre/kWh hvis gassprisen er 2 kr/Sm<sup>3</sup>, men eksklusive lagring. Hvis anlegget ble bygget nær Bergen by, ville de kunne utnytte deler av kjølevannet til fjernvarme, og virkningsgraden kunne økes betraktelig. For et kullkraftverk vil virkningsgraden være 32 prosent med rensing og 35 prosent uten rensing ifølge Sargas. I renseprosessen tas også ut NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub>.

På Melkøya ved Hammerfest skilles CO<sub>2</sub> fra naturgassen og injiseres tilbake i feltet. Den gjenværende metangassen fryses ned for eksport med LNG-tankere. Kraft produseres på stedet i et gasskraftverk med gassturbin og dampturbin, og eksosen med CO<sub>2</sub> slippes urensset ut. Her ligger det derfor godt an for et CO<sub>2</sub>-renseanlegg med røret klart for injisering tilbake i feltet. Her kunne det være god anledning til å prøve ut Sargas sin teknologi og muligens spare bygging av 500 kilometer med ny kraftledning fra Narvik til Hammerfest, hvis det ikke av andre grunner er et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt. Men NVE har etter råd fra Sintef avslått Sargas sitt forslag. CCS-teknologien kan også benyttes på plattformene offshore da utstyret er kompakt og har lav vekt, i følge Sargas.

Hele 234 CCS-prosjekter er under planlegging verden over, og de fleste i USA. Foreløpig er ingen bygd, da det hverken i EU eller i USA er avklart hvem som skal betale. Ingen vil gå foran, da økte energipriser vil redusere konkurransekraften hos egen industri, før vi har en global avtale. EU har satt av 300 millioner CO<sub>2</sub>-kvoter for teknologiutvikling innen CCS, sol, vind og smart grid. I mai i år ble det gitt støtte til åtte fullskala CCS-prosjekter, men ingen norske prosjekt søkte om støtte.

For å takle klimautfordringen planlegges det i dag flere hundre kjernekraftverk rundt omkring i verden, også i mange u-land med svak infrastruktur og kompetanse. Russland planlegger å bygge mange flytende kjernekraftverk som skal seile rundt i verden til dem som ønsker seg ekstra energi. Sikkerhetsmessig er en slik utvikling meget betenkelig. Etter ulykken ved kjernekraftverket i Fukushima blir det nå reist sterk tvil om bygging av kjernekraft er en farbar vei å gå, med tanke på å oppnå et betydelig bidrag til CO<sub>2</sub>-fri elektrisitetsproduksjon. Denne ulykken har også satt fokus på at lagring av atombrenselavfallet ennå er et uavklart problem.



**Energiveteranene mener:**

Bare CCS – teknologien kan gi verden en utslippsfri kraftproduksjon som i volum kan erstatte dagens forurensende produksjon og være et alternativ til en kjernekraftutbygging. Utvikling og utbygging av denne teknologien er derfor meget viktig, og vi bør få en prosess hvor de store industriselskapene i verden så raskt som mulig blir interessert i å delta i å bygge storskala anlegg også Norge.

## Kapittel 8 Kostprisen for kraft levert i Norge

Nesten all kraft produsert i Norge kommer fra vannkraftverk. Utbyggingen hadde en topp rundt 1980 og med liten utbygging fra 1984 og senere. Det betyr at dagens kraftverk har små kapitalkostnader da lånene ofte var på ca 20 år for de kommunale og fylkeskommunalt eide kraftselskapene, som har bygget ut ca 60 prosent av kraftverkene.

De oppgitte kostpriser er beheftet med en del usikkerhet.

**For nedbetalte store vannkraftverk** blir kostprisen:

|                        |           |                |
|------------------------|-----------|----------------|
| Kapitalkostnad         | 0         | øre/kWh        |
| Drift og vedlikehold   | 5         | ”              |
| Rehabilitering         | 2         | ”              |
| Konsesjonskraft+avgift | 3         |                |
| <b>Total kostnad</b>   | <b>10</b> | <b>øre/kWh</b> |

I dagens kraftmarked vil kraftverkene få skatt på grunnrente og inntekt.

|                      |           |                |
|----------------------|-----------|----------------|
| Skatt                | 11        |                |
| <b>Total kostnad</b> | <b>21</b> | <b>øre/kWh</b> |

For et nytt vannkraftverk i dag med en utbyggingskostnad på 4 kr/kWh får kraftverket en kapitalkostnad på ca 30 øre/kWh med et lån over 20 år med 4 prosent rente, men inntektskatten reduseres og grunnrenteskatten bortfaller de første årene.

For nye vannkraftverk blir kostpris totalt ca **43 øre/kWh**.

### Vindkraft på land

|                          |           |                |
|--------------------------|-----------|----------------|
| Kapitalkostnad           | 45        | øre/kWh        |
| Drift og vedlikehold     | 10        | ”              |
| Skatt, 28 %              | 0         |                |
| Eiendomskatt, 7 promille | 5         |                |
| <b>Total kostnad</b>     | <b>60</b> | <b>øre/kWh</b> |

I tillegg kommer arealleie.

### Gasskraftverk

Kostprisen for disse varierer sterkt med gassprisen

|                                |           |   |
|--------------------------------|-----------|---|
| Kapitalkostnad:                | 10        | øre/kWh (6000 timer årlig driftstid)            |
| Gasspris                       | 15        | ” (1 kr/Sm <sup>3</sup> )                       |
| CO <sub>2</sub> – kvotekostnad | 5         | ”   |
| Drift og vedlikehold           | 5         |   |
| Skatt, 28 % av overskudd       | 0         |   |
| <b>Total kostnad</b>           | <b>35</b> | <b>øre/kWh for gasspris 1 kr/Sm<sup>3</sup></b> |
|                                | <b>50</b> | <b>øre/kWh for gasspris 2 kr/Sm<sup>3</sup></b> |

**Gasskraftverk med CCS**

| Tilbud fra Sargas:                                 | <u>Gasspris 1 kr/Sm<sup>3</sup></u> | <u>Gasspris 2 kr/Sm<sup>3</sup></u> |
|--|-------------------------------------|-------------------------------------|
| Gasskraftverket inkl. gass                         | 28 øre/kWh                          | 47 øre/kWh                          |
| Rensing av CO <sub>2</sub> og rørlegging           | 5 ”                                 | 5                                   |
| <b>Total kostnad eks lagring av CO<sub>2</sub></b> | <b>33 øre/kWh</b>                   | <b>52 øre/kWh</b>                   |

## Sintef oppgir:

|                                       |                   |                   |
|---------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Gasskraftverk inkl. gass              | 32 øre/kWh        | 52 øre/kWh        |
| Rensing og lagring av CO <sub>2</sub> | 20 ”              | 25 ”              |
| <b>Total kostnad</b>                  | <b>52 øre/kWh</b> | <b>77 øre/kWh</b> |

**Kullkraftverk**

|                                |  |
|--------------------------------|--|
| Kapitalkostnad                 | 10 øre/kWh ( 6000 timer årlig driftstid) |
| Kullpris                       | 25 (100 USD/tonn)                        |
| Drift og vedlikehold           | 5  |
| CO <sub>2</sub> – kvotekostnad | 10                                       |
| Skatt, 28 %                    | 0  |
| <b>Total kostnad</b>           | <b>50 øre/kWh</b>                        |

## Kapittel 9 Strømpriser

I dag betaler vi strømmen med to ulike fakturaer. En faktura fra strømleverandøren:

|   |               |               |
|---|---------------|---------------|
| • Engros kraftpris som bestemmes av børsen, NordPool    |               |               |
| inkluderer kostnadene til CO <sub>2</sub> -kvotekostnad | 30-60 øre/kWh |               |
| • Påslag fra strømleverandøren (Konkurransetsatt)       | 1- 3          | ”             |
| • Mva 25 %  | 8- 16         | ”             |
| Sum   |               | 39-79 øre/kWh |

Og en faktura fra nettselskapet:

|  |               |                       |
|--|---------------|-----------------------|
| • Nettleien (Naturlig monopol kontrollert av NVE)        | 24-35 øre/kWh |                       |
| • Elavgift til staten                                    | 11-11         | ”                     |
| • El-sertifikat fra 2012 til produsenter av fornybar el. | 1- 6          | ”                     |
| • Avgift til ENOVA                                       | 1- 1          | ”                     |
| • Mva 25 %   | 9- 13         | ”                     |
| Sum  |               | 46- 66 øre/kWh        |
| <b>Total strømpris</b>                                   |               | <b>85-145 øre/kWh</b> |

Statens og kommunenes andel av strømprisen som betales inn i skatter og avgifter:

|  |           |                |
|--|-----------|----------------|
| Konsesjonskraft og -avgift                 | 3 øre/kWh |                |
| Skatt på vannkraftproduksjon               | 11        | ”              |
| Skatt på nettleie                          | 1         | ”              |
| CO <sub>2</sub> -kvotekostnad              | 10        | ”              |
| Elavgift                                   | 11        | ”              |
| Avgift til ENOVA                           | 1         | ”              |
| Mva på kraftsalget, 40 øre/kWh i kraftpris | 10        | ”              |
| Mva på nettleie, 30 øre/kWh i nettleie     | 8         | ”              |
| <b>Totalt til staten og kommune</b>        | <b>55</b> | <b>øre/kWh</b> |

I tillegg må forbrukeren betale elsertifikatene til kraftprodusentene av fornybar kraft varierende fra 1-6 øre/kWh pluss mva over avtaleperioden for sertifikatene på 25 år. Totalt vil forbrukerne betale inn ca 50 milliarder kroner til produsentene frem til 2035 hvis midlere sertifikatpris i markedet blir på 25 øre/kWh.

Andelen av strømprisen som er begrunnet ut fra miljø- og klimatiltak:

|                                |            |                |
|--------------------------------|------------|----------------|
| CO <sub>2</sub> - kvotekostnad | 10 øre/kWh |                |
| Elavgift                       | 11         | ”              |
| Avgift til ENOVA               | 1          | ”              |
| El-sertifikat                  | 3          | ”              |
| Nye sentralnettledninger       | 6          | ”              |
| Sum                            | 31         | ”              |
| Mva                            | 8          | ”              |
| <b>Totalt til klimatiltak</b>  | <b>39</b>  | <b>øre/kWh</b> |

Oppstillingen viser at ny kraft koster 40-70 øre og at dagens markedspris er på nivå med hva ny kraft koster. Det har i mange år vært en god regel at forbrukeren skal betale hva en ny kWh vil koste. Tankekorset kommer her når vårt forbruk i et år med middels tilsig kun koster ca 10 øre/kWh å produsere, men øker vi behovet, går kostprisen kraftig opp til markedspris.

Oversikten sier oss også hvorfor kraftselskapene har god fortjeneste, at kraftverkene har fått stor verdi og at vår investering i vannkraftverk har vært en meget god investering.

Kraften kan kjøpes av kraftleverandørene etter tre ulike modeller, fastpris, standard variabel og spotpris. Ved de to siste modellene ligger prisrisikoen hos kunden/forbrukeren. Ved spotpris følges bare den børsbestemte prisen pluss et lite påslag for å administrere avtalen. Ved standard variabel er prisen fast i korte perioder og følger spotprisen. Prisendringer må varsles fjorten dager i forveien. Kunden skjermes dermed mot korte og raske prisøkninger. Prisen settes opp når spotprisen går opp, men er ofte sein med å gå ned igjen. Modellen har over tid vist seg å være noe dyrere enn spotprismodellen. Forskjellen er imidlertid ikke stor. Av oppstillingen ovenfor ser en at den andelen av strømprisen som forbrukerne blir invitert til å delta i konkurranse om, er en meget liten del av strømprisen. Å skifte kraftleverandør betyr derfor ikke mye i kroner per år. Forbrukerne bør imidlertid følge med slik at de ikke tillater leverandøren å ta mye mer enn som vist ovenfor. Det er engrosprisen som bestemmer om kraften blir dyr eller ikke, og der har forbrukeren liten innflytelse bortsett fra å slå av bryteren.

Med fastprisavtale for 2- 5 år har leverandøren hele ansvaret for prisutviklingen i avtaleperioden. I det ofte turbulente kraftmarkedet er det kun produsentene og leverandørene som er profesjonelle, og produsentene har midlene til å møte risikoen, både ved sin magasindisponering, utbygginger og prissikringsavtaler. De bør derfor også ta ansvaret for å vurdere fremtidig kraftpris. Leverandørene må sikre seg videre ved innkjøp direkte fra produsent eller med fremtidig handel på børsen. Dermed er det produsentene som har kontroll over vannmagasinene og som får det endelige ansvaret. Med de uoversiktlige markedsforholdene vi går inn i, med økt bruk av magasinene til samkjøring med vindkraften og svekket svensk kjernekraft vil ansvaret ved fastprisavtaler ligge der det bør ligge. Olje- og energidepartementet/NVE bør derfor anbefale mer bruk av fastprisavtaler så slike avtaler får et stort nok volum til at kraftprodusentene vil opptre med større ansvarlighet for kraftpriser og leveringssikkerhet i fremtiden. I Norge ble de gamle ettårs kontrakter fra før 1990 erstattet med den såkalte standard variabel pris uten at forbrukerne ble spurt. I Sverige, derimot, ble de gamle kontrakter videreført som fastprisavtaler. Det burde Norge også ha gjort. Det bør derfor vurderes om kraftavtalen, standard variabel pris, bør utgå.

Fordi det i en stor del av tiden er fosilfyrte kraftverk som bestemmer kraftprisen, vil det i norsk kraftpris ligge inkludert en CO<sub>2</sub>-avgift på ca 10 øre /kWh med dagens kvotepris på 15 euro/tonn CO<sub>2</sub> – utslipp. Dette vil totalt koste alminnelig forsyning ca 12 milliarder kroner inklusive mva per år.

Ved innføring av elsertifikater fra 2012 vil kraftprisen fra kraftleverandørene inneholde en kostnad på ca 1 øre/kWh i 2012 for statlig pålagt kjøp av elsertifikater fra produsenter av

fornybar kraft. Den kostnaden vil fram til 2020 øke til ca 6 øre/kWh. Elsertifikatene vil over en periode på 25 år koste norske kraftkunder ca 50 milliarder kroner.

Nettet i Norge er et naturlig monopol og nettleien for transport av kraften over sentralnettet, regionalnett og distribusjonsnett bestemmes av monopolleverandøren for området, men først etter kontroll og godkjenning av NVE. Ved overgang til egne nettselskap i 1991 ble de gamle nedskrevne bokførte verdier ført videre i de nye selskapene, og ikke en ny markedsverdi slik at kundene måtte ha betalt nettet en gang til. Imidlertid har prisen ved salg av nett, også nedbetalt, vært betalt med full markedspris.

I nettleien ligger det fra 1. januar 2010 en økning med 6 øre/kWh eller 7,5 øre/kWh inklusive mva for betaling av Statnetts investeringer i nye sentralnettledninger til 40 milliarder kroner.

Netteier har også fått i oppgave av Staten å kreve inn elavgiften på ca 11 øre/kWh eller ca 9 milliarder kroner inklusive mva per år. Økningen av elavgiften de siste 10-15 årene har blitt begrunnet med at kraften av hensyn til miljø og klima ikke må være for billig, da en høy pris vil redusere bruken og stimulere til mer effektiv bruk av kraften..

I alt vil norske kraftkunder betale hele ca 35 øre/kWh eller ca 35 milliarder kroner per år til Staten for klimatiltak uten at noe vesentlig av dette blir brukt til klimatiltak. Allerede før de siste påslagene for økt nettleie og elsertifikater ble det betalt inn ca 25 milliarder kroner per år. Energiveteranene mener derfor at disse 25 milliarder kronene per år bør brukes til økte nettinvesteringer og elsertifikater før forbrukerne må betale flere avgifter. Det kan gjennomføres ved at staten betaler for de økte nettinvesteringene og elsertifikatene ved å redusere elavgiften med et tilsvarende beløp.

En alternativ måte å møte de høye strømprisene på kan være at staten beholder de høye prisene med sine grønne avgifter, men gir skattelette for det meste av avgiftene som ikke benyttes til klimatiltak. En høy kraftpris blir av mange forsvart med at det fører til endret adferd, det vil si å spare på kraften og gi incitament til mer effektiv bruk av kraften. Men disse avgiftene må brukes til klimatiltak, hvis ikke vil de bare være en skjult skatt. Hvis vi skal beholde en høy kraftpris med høye avgifter, bør Staten kunne redusere den direkte skatten med et tilsvarende beløp som avgiftene, da en slik avgift er en lite sosial beskatningsform. En bør ikke øke skattene med strømmregningen. Ved en skattelette med sosial profil kan vi beholde de høye strømprisene som endrer forbrukernes adferd til beste for klimaet.

### **Energiveteranene mener:**

Det bør vurderes om kraftavtalen, standard variabel pris, bør utgå.

Energiveteranene mener at staten bør betale for de økte nettinvesteringer og elsertifikater med de eksisterende avgiftene på kraft før forbrukerne må betale flere nye avgifter. Det kan gjennomføres ved å redusere elavgiften med et tilsvarende beløp som de økte nettinvesteringene og elsertifikatene.

Å øke skattene med strømgjengen er en lite sosial beskatningsform. Hvis vi skal beholde en høy kraftpris med høye avgifter, bør Staten alternativt kunne redusere den direkte skatten med et tilsvarende beløp som avgiftene, Hvis ikke vil avgiftene bare være en skjult skatt.

## **Kapittel 10 Energieffektivisering**

En spart kWh er mye mer verdt enn en ny kWh fra uregulert produksjon. Den trenger ingen nye kraftledninger og den spares når det er kaldest og trengs mest.

I kampen for et bedre klima vil Norge i årene fremover satse store beløp på å øke produksjonen av fornybar energi og forsyne olje- og gassindustrien med kraft fra land. Mye uberørt naturlandskap vil bli berørt.

I avtalen om elsertifikater med Sverige forplikter Norge seg til å støtte utbyggingen av ca 13 TWh fornybar kraft. Det vil koste forbrukerne ca 50 milliarder kroner. Videre må det bygges flere sentralnettledninger og utenlandsforbindelser til 40 milliarder kroner. Men disse investeringene vil også ha andre nyttevirkninger. Nye regionalledninger må også bygges flere steder for å få fram kraften fra små vannkraftverk og vindkraftverk. Alminnelig forsyning er pålagt av myndighetene å betale for elsertifikatene og 2/3 av kraftledningene. Anslagsvis minst 60-70 milliarder kroner vil satsningen på mer fornybar kraft koste forbrukerne, det vil si 4-5 kr/kWh årsproduksjon.

Hvis ny energi støttes med 4-5 kr/kWh i utbygningskostnad, bør også en spart kWh gis tilsvarende støtte, og det bør ikke være et argument for ikke å gi støtte at tiltaket er lønnsomt i seg selv. Et slikt krav gjelder heller ikke for støtte til etablering av fornybar produksjon. I dag støttes etterisolering av eksisterende bygningsmasse med fra 0-1 kr/kWh. Det gis for eksempel ingen støtte til skifte til nye energiglass, hvor tapet av varme kan halveres. Sparepotensialet er stort hvis støtten ble hevet til for eksempel 3 kr/kWh. I alt bruker vi ca 40 TWh til oppvarming. I bygningsmassen er sparepotensialet anslått til ca 10 TWh. I en undersøkelse av industrien i Trøndelag og Møre fant en ut at industrien kunne redusere forbruket med hele 25 prosent.

Hvis det fram til 2020 ble spart 5 TWh, ville det kreve ca 15 milliarder kroner i støtte. Til sammenligning vil forbrukerne i samme periode betale inn ca 350 milliarder kroner begrunnet i klimatiltak med mva, hvorav det meste går rett i statskassen som en skjult skatt.

ENOVA vil savne arbeidsoppgaver etter at elsertifikatene blir innført. Her er nok av nye arbeidsoppgaver.

### **Energiveteranene mener:**

Støtte til reduksjon av energibruk bør være minst på nivå med støtte til etablering av ny produksjon.

## Kapittel 11 Kraftintensiv industri

Kraftintensiv industri i Norge forbruker ca 35 TWh per år og eksporterte produkter for ca 121 milliarder kroner i 2008. Dette sysselsetter ca 20.000 mennesker inklusive treforedling og sement. Denne industrien er ikke bare en råvareindustri, men også en kunnskapsindustri med store ringvirkninger i det industrielle miljø i Norge. Før oljealderen var industrien også viktig for å skaffe Norge utenlandsk valuta. Alternativet til denne virksomheten er som flere ledende økonomer i Norge i mange år har ivret for, at industrien nedlegges og kraften selges til utlandet. Produktene måtte da produseres utenfor EU, og Norge måtte eksportere kraften med mindre foredling.

Fram til i dag har industrien fått kjøpe kraften til politisk fastlagte priser som har ligget på mellom 15-20 øre/kWh de siste årene. Alle slike kraftkontrakter avsluttes i 2011. Et argument tidligere for lave priser til denne industrien var at en ønsket å tiltrekke seg denne industrien. Derfor fikk de kraften til kostpris ofte fra anlegg som var billige å bygge ut (Aura, Røssåga, Røldal-Suldal, oa.). Norge trengte valutainntektene og en ønsket å industrialisere landet. De lave prisene ble også forsvart med at industriens forbruk hadde en brukstid på ca 8000 timer, og et vannkraftverk bygget ut for en slik brukstid kostet ca 30 prosent mindre enn et kraftverk som skulle betjene vanlige forbrukere med en brukstid på ca 3000 timer. Det forholdet er like gyldig i dag, men i et marked betyr ikke produksjonskostnadene for kraften noe.

Før Energiloven i 1991 hadde forbrukere i fylker eller kommuner med nedbetalte kraftverk også priser i det området, da de den gang fikk kraften til kostpris. Med Energiloven med markedsprising av kraften gikk kraftprisen raskt opp i 20-30 øre/kWh, og er i dag oppe i 40-50 øre/kWh inklusive CO<sub>2</sub>-kvotekostnader. Med EØS-avtalen fra 1994 er det ikke lenger lovlig å tildele kraft til industrien til ikke markedsbaserte priser. Men industrien tillates å trekke fra CO<sub>2</sub>-kvotekostnaden på ca 10 øre/kWh i kraftprisen som en driftskostnad. Ved en eventuell nedlegging av hele eller deler av denne industrien ville kraft frigjøres i markedet, og kraftprisen ville falle før det ble bygget ledninger nok for eksport av kraften. Industrien sies ikke å kunne leve med kraftpriser over ca 25 øre/kWh. Flere bedrifter har undertegnet nye kommersielle kraftkontrakter med ukjent pris. Volumet er relativt lite og avtaleperioden er kort, 8-12 år. Det tyder på at kraftselskapene har noe interesse av at industrien fortsatt kjøper kraft, om ikke til full markedspris.

Med en tenkt nedleggelse av deler av denne industrien og frigjøring av for eksempel 15 TWh ville vi kunne stoppet all ny kraftutbygging med vindkraft og vannkraft og likevel tilfredsstillende EUs fornybardirektiv. Eksporten av denne vannkraften ville økt verdien av kraften med ca  $15 \text{ TWh} \times 0,20 \text{ kr/kWh} = 3$  milliarder kroner per år. Spørsmålet er om det ville dekket de samfunnsmessige tapene av nedlagte ensidige industrisamfunn med få alternative arbeidsplasser og en kompetansemessig svekkelse av vårt industrimiljø. Hvilken effekt ville det hatt for klimaet globalt? Den eksporterte vannkraften ville erstattet forurensende kraft i andre land. Men metallene måtte blitt produsert i land uten et kraftmarked og uten forbud mot kraftpriser på ikke-kommersielle betingelser eller uten en klimapolitikk. Dette ville ikke kompensert for tapte arbeidsplasser og for det industrielle miljø på ensidige industristeder, og



det ville ikke gagnet miljøet globalt. Denne industrien er en langsiktig, stor og viktig kunnskapsbasert industri med mange arbeidsplasser og store ringvirkninger i vårt industrielle miljø.

**Energiveteranene mener:**

Kraftintensiv industri har en fremtid i Norge. Vi anbefaler derfor at kraftprodusentene og denne industrien finner fram til kraftavtaler som er samfunnsøkonomiske.

## **Kapittel 12 Naturvern kontra klimatiltak**

Å følge opp klimautfordringen med produksjon av mer fornybar energi vil gi en økt belastning på vårt naturlandskap og -miljø med utbygging av flere hundre små vannkraftverk, flere tusen vindkraftverk med veger og nett. Nye kraftledninger i sentralnettet, regionalnettene og 22 kV- nettene må bygges. I tillegg vil våre vannmagasiner bli driftet ned og opp både raskere og oftere enn før dersom det installeres pumpeturbiner i kraftverkene, og vannføringen i elvene ville variere sterkt over tid. Det er ikke sikkert at all økt effektkjøring vil bli fra kraftverk med et magasin eller med havet i utløpet. Summen av alt dette kan bli betydelige naturskader. Det er derfor viktig at NVE behandler søknadene strengt på vegne av landskap og naturmiljø.

Gass- eller kullkraftverk med CCS fordelt på kystbyene Stavanger, Bergen og Molde med fjernvarme fra kjølevannet ville kunne erstatte all denne utbyggingen. Det viser hvor viktig en rask og god prosess er for utvikling av CCS – teknologien. Her må regjeringen ta et nytt grep for å komme på rett spor. I stedet ser vi at staten har inngått en avtale med Statoil som medfører en langsom utvikling av denne teknologien, tidligst ett fullskala anlegg i drift om 8-10 år og med usikker pris. Mens resten av verden er på hugget og antagelig vil ha et anlegg i drift mye tidligere, om 2-3 år.

Hvis de kostnadene ved kraftforsyning av olje- og gassindustrien fra land vi har sett så langt er riktige, er det kanskje andre prosjekter i verden som bør tas først. Det ville i så fall redusere behovet for utbygging i Norge. Men behovet for mer fornybar energi i EU er enormt, og vi kan bli presset til å bidra med så mye vi kan. (Se også kapittel 4.1 Vannkraft.)

### **Energiveteranene mener:**

Konflikten mellom klimatiltak og naturmiljø krever gode planleggingsprosesser. Enøktiltak er de beste klimatiltak og medfører ikke miljøproblemer. Gass- eller kullkraftverk med CCS vil også medføre små miljøproblemer.

## Kapittel 13 Eierskap til vannkraftverkene

Etter mange års strid om konsesjonslovene, og etter at EFTA-domstolen avgjorde at forskjellsbehandlingen mellom offentlige kraftverkseiere, som fikk evigvarende konsesjoner, og private, som fikk tidsbegrensede konsesjoner med hjemfall til staten, var i strid med EØS-avtalen, fant regjeringen ut at dommen ikke var til hinder for fullt offentlig eierskap. Det ble da vedtatt av Stortinget at private eiere kan beholde sine kraftverk til konsesjonstiden utløp, eller de kan selge dem til offentlige, men ikke til private. Bare offentlige får nye konsesjoner. Unntatt er småkraftverk. Private aktører kan være medeiere inntil 33prosent.

Den forrige regjeringen arbeidet med en helt annen modell etter at de oppga sitt opprinnelige standpunkt om at spørsmålet lå utenfor EØS-avtalens virkeområde. Deres forslag gikk ut på å gjøre alle konsesjoner tidsbegrensede regnet fra lovendringstidspunktet, også allerede gitte evigvarende konsesjoner. Dette ville etter hvert ha ført til et massivt utvalg, først og fremst til utenlandske interesser pga de store summer det her ville blitt tale om.

Energiveteranene vil sterkt understreke viktigheten av fortsatt offentlig eierskap ut fra følgende argumenter

- Vannkraften er fornybar og forurensningsfri
- Vannkraftverkene er nærmest evigvarende fordi hovedtyngden av investeringene i et vannkraftverk – konstruksjoner i stein og betong – har meget lang teknisk levetid, flere hundre år. Ved salg stipuleres prisen ut fra nåverdien av antatt framtidig årlig inntektsstrøm. Med vanlig diskonteringsrente har inntekter lengre fram i tid enn ca 30 år meget liten nåverdi. Det vil si at inntektene etter denne tiden tilfaller kjøper ved et eventuelt salg. Svakheterne her er flere. Man har ikke klart å fastsette hva strømprisen, og derved inntektene, kommer til å bli i fremtiden, ei heller rentene. Men den viktigste svakheten er at beregningen bare tar hensyn til de nærmeste årene, og innebærer at verdien av verkene er omtrent null etter 30 år. Det er selvfølgelig galt. Det er beskjedne investeringer og vedlikeholdskostnader som skal til for at et vannkraftverk kan vare evig. Markedsøkonomien er helt enkelt ikke i stand til å behandle et evigvarende gode på en balansert måte. Problemstillingen blir selvfølgelig den samme om man skal delprivatisere eierselskaper av vannkraftverk ved å ta det på børs, slik enkelte politiske partier har signalisert for Statkraft.
- Våre vannkraftverk samkjører med bl.a. fossilfyrte varmekraftverk i Europa. Disse har høyere produksjonskostnad enn vannkraftverkene. I det felles kraftmarkedet som etter hvert er etablert, blir all kraft omsatt til en pris som dekker driftskostnad inkl. fortjeneste for de dyreste verkene. Nedbetalte vannkraftverk har en driftskostnad inklusive skatter og avsetninger til rehabilitering på ca 21 øre per kWh. Prisen i markedet varierer stort sett i området 30-50 øre per kWh, men med utslag både opp og ned.

I tillegg til dette kommer de miljø/klimakrav i form av stadig økende avgifter fra CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet som blir pålagt fossilfyrte kraftproduksjon. Det vil føre til økende

markedspriser. Derved vil de forurensningsfrie og evigvarende ”pengemaskinene” få stigende framtidig verdi. Ved et eventuelt salg kommer også denne verdistigningen kjøper til gode.

- I Europa vil det i de kommende år bli bygget mye vindkraft. Den produserer når det blåser, ikke nødvendigvis når kraftetterspørselen et størst. Her vil vannkraftens enestående reguleringssegenskaper bli enda mer verdt enn de hittil har vært i samkjøring med kull- og atomkraft. Vannkraftens ytelse kan raskt og omtrent kostnadsfritt reguleres opp og ned i takt med etterspørselen, og vil kunne kjøre når kraften er mest verd.
- Langsiktige klimaprognoiser indikerer økt nedbør i våre kystnære områder. Det er nettopp i slike områder våre største vannkraftverk ligger, på Vestlandet og i Nordland. Dette betyr økt årlig produksjon uten en eneste krone i investering. Også denne fremtidige fordel vil tilfalle eventuell kjøper.
- Vannkraftproduksjon dreier seg om økonomisk utnyttning av våre felles naturressurser. For mange vil også det være et argument for at det økonomiske utbyttet skal tilfalle fellesskapet gjennom offentlig eierskap.
- Ut over disse økonomiske betraktningene ser vi gode eksempler på at de offentlig eide regionale kraftselskapene virker som en næringsmessig drivkraft i sine områder.
- Endelig har Sårbarhetsutvalget, ledet av Kåre Willoch, og Sikkerhetsutvalget, ledet av Svein Ullring, påpekt den sikkerhetsmessige betydning av offentlig kontroll over kraftforsyningen, som samfunnets kanskje viktigste infrastrukturensystem.

### **Energiveteranene mener:**

Det er av overordentlig stor betydning at det offentlige norske eierskap av våre vannkraftverk beholdes.

### ***13.1 Betydningen av offentlig eierskap for organiseringen av Statkraft***

For å unngå utenlandsk deleierskap i statens vannkraftverk må Statkraft være et heleid statlig selskap. Organisering av Statkraft som et statsforetak vil kunne understreke at selskapets formål vil kunne være bredere enn bare å tjene mest mulig penger. Statkrafts internasjonale virksomheter og virksomheter som ikke er knyttet til utbygging, kjøp og drift av norske vannkraftverk, kan derimot legges i underliggende hel- eller deleide aksjeselskap.

Ved Stortingets behandling av St.prp.nr.53 (2003-2004) og Ot.prp. nr.63 (2003-2004) ble Statkrafts virksomhet og eiendeler overført fra Statkraft SF til underliggende aksjeselskap og organisert etter en konsernmodell. Statsforetaket ble beholdt som et selskap over det nye aksjeselskapet begrunnet ut fra midlertidige praktiske forhold knyttet bl.a. til betingelser i Statkrafts låneportefølje. Statsforetaket måtte derfor opprettholdes ”frem til lånene er nedbetalt eller reforhandlet over i aksjeselskapet”.

I St.prp. nr.53 fremholdt den daværende regjering at det ved organisering gjennom aksjeselskap vil være enklere å bringe samarbeidspartnere inn på eiersiden gjennom forhandlinger eller fusjoner. I proposisjonen heter det blant annet: *”Regjeringen åpner for at Statkraft kan delta i den videre restruktureringen av kraftmarkedet i Europa gjennom industrielle løsninger, og der staten ikke lenger er eeneier.”* Videre fremgår det at Statkraft ved stiftelsen i 1991 ble organisert som statsforetak, for at det også skulle være mulig å benytte selskapet som et sektorpolitisk instrument. Dette var etter den forrige regjeringens mening ikke lenger aktuelt.

På denne bakgrunn foreslo regjeringen i 2004 overfor Stortinget at statsforetaket opprettholdes som morselskap i konsernet som ellers omorganiseres etter en konsernmodell hvor produksjon og nettvirksomhet mv. legges i separate aksjeselskaper.

Energiveteranene er uenig i de begrunnelser som ble lagt til grunn for omdanningen av Statkrafts hovedvirksomhet fra statsforetak til aksjeselskap i 2004.

Etter Energiveteranenes syn var erfaringene med Statkraft som statsforetak meget gode. Statsforetaksformen var heller ingen hindring for at forretningsvirksomheten kunne organiseres i en rasjonell konsernmodell under statsforetaksmodellen. Det synes som om begrunnelsene for omdanningen først og fremst har vært å kunne åpne for nye eiere og vanskeliggjøre bruk av Statkraft i sektorpolitisk sammenheng.

Det er blitt innvendt at statsforetaksformen er ukjent i lånemarkedene og at det kan vanskeliggjøre låneopptak. Stort sett kjenner alle aktuelle långivere den juridiske status til et AS. Slik sett er et AS å foretrekke, ble det hevdet.

Det er imidlertid et hovedpoeng at selskapsformen SF viser at foretaket har en spesiell viktig rolle for staten. Selskapsformen garanterer for at virksomheten er av stor betydning for den norske stat og for samfunnet - ellers kunne selskapet vært organisert som AS. I utgangspunktet bør et SF derfor få mer aktiv støtte av staten i en vanskelig situasjon enn et AS. Dette gir en tilleggssikkerhet og tilsier gunstigere lånebetingelser enn et AS vil få.

Det er reist innvendinger mot staten som eeneier bl.a. ut fra statens disponering av overskuddet i Statkraft. Inntjeningen i Statkraft er imidlertid i høy grad resultat av at Statkraft innhøster en stor del av kraftverkernes grunnrente. Denne grunnrenten er i det alt vesentlige et resultat av forhold som ligger utenfor Statkrafts innflytelse. Det er derfor ikke rimelig at noen stor del av grunnrenten blir liggende igjen i Statkraft. Staten er derfor i sin fulle rett til å disponere inntjeningen ut fra sitt eget eierperspektiv. Ved uttak av høyt utbytte får staten mulighet til å vurdere selskapets investeringsstrategi og eventuelt gjennomføre kapitaltilførsel.

Det er hevdet at den aktuelle utbyttepolitikk kan virke demotiverende på ledelsen, og at det utvilsomt kan være krevende å overbevise særlig Finansdepartementet og enkelte politiske partier om fordelene ved kapitaltilførsel.

Statkrafts finansieringsevne er økt betydelig som følge av verdiøkning på anleggene og at regnskapsførte avskrivninger normalt har vært høyere enn fornyelsesbehovet. Til tross for høyt utbytte har Statkraft således i dag en betydelig kredittverdighet og finansieringsevne. Vi kan ikke forestille oss at Statkraft ikke er i stand til å gjennomføre betydelige investeringer uten ny egenkapital. Erfaringen viser at staten som eier har fulgt opp Statkrafts forretningsmessige muligheter gjennom kapitaltilførsel, for eksempel i forbindelse med kjøp av selskapsandeler i regionale kraftselskaper og ved utbygginger.

Det argumenteres for børsnotering av Statkraft for å få fastsatt verdien gjennom markedsvurderinger. Energiveteranene er av den oppfatning at børsverdiene reflekterer kort-siktige og til dels feilaktige vurderinger, og ikke fullt ut gjenspeiler verdien av en så langsiktig virksomhet som Statkrafts vannkraftproduksjon.

Børsnotering begrunnes også med Statkrafts ønske om å gå inn i risikofylte prosjekter internasjonalt. Børsnotering ville innebære at nye prosjekter vil måtte presenteres for investorer og analyseres av finansanalytikere. Et salg av inntil 30 % av Statkraft eller ca 15% av norsk vannkraft vil bli en særdeles kostbar fremgangsmåte med sikte på å oppnå en risikovurdering av nye prosjekter. Det finnes andre miljøer som kan analysere nye prosjekter på en mye rimeligere og bedre måte og som også kan vurdere de samfunnsøkonomiske konsekvenser prosjektene måtte ha, noe finansanalytikere ikke ville befatte seg med.

Vi vil for øvrig vise til at Statkrafts virksomhet har vært drevet på en meget effektiv måte i den tid selskapet var organisert som statsforetak. Det foreligger bench-marks fra nasjonale og internasjonale sammenligninger som viser at Statkraft har god produktivitet, inntjening og verdiutvikling. Statkraft har fremragende kompetanse innen krafthandel og er i verdenstoppen innen utvikling, produksjon og drift av vannkraft.

Vi kan ikke se at aksjeselskapsformen vil bidra til mer effektiv virksomhet, men er enig i at statsforetaket Statkraft organiseres som konsern med underliggende enheter organisert i egne selskaper, normalt aksjeselskaper som den mest praktiske formen. Dette skulle også ivareta Regjeringens ønske om at Statkraft skal kunne samarbeide med en industriell partner ved investeringer utenfor Norden og utenfor Statkrafts kjernevirksomhet. Det overordnede holdingselskapet må imidlertid organiseres som statsforetak for bedre å sikre statens eierinteresser.

### **Energiveteranene mener:**

Det vil være riktig at statens vannkraftverk eies direkte av Statkraft SF, og at det aksjeselskapet, som ble opprettet i 2004 som nytt holdingselskap under statsforetaket, blir sløyfet og at underliggende selskaper eies direkte av statsforetaket. Disse selskapene kan vær hel- eller deleide og organiseres som aksjeselskap.

Børsnotering vil være en meget kostbar og lite egnet måte å vurdere Statkrafts nye prosjekter i inn- eller utland på.