



Rapport 0809

*Maria Sandsmark og Arild Hervik*

# **Investeringer i kraftmarkedet**

Muligheter og utfordringer for Midt-Norge



**MØREFORSKING**  
Molde AS

*Maria Sandsmark og Arild Hervik*

*INVESTERINGER I KRAFTMARKEDET*

*Muligheter og utfordringer for Midt-Norge*

Rapport 0809

ISSN 0806-0789  
ISBN 978-82-7830-133-3  
Møreforskning Molde AS  
Desember 2008

---

Tittel: Investeringer i kraftmarkedet  
Forfattere: Maria Sandsmark og Arild Hervik  
Rapport nr.: 0809

Prosjektnr.: 2064  
Prosjektnavn: Utfordringer ved økt energibehov i en region med betydelig underdekning  
Prosjektleder: Arild Hervik  
Finansieringskilde: Økonomisk og administrativt forskningsfond i Midt-Norge

Rapporten kan bestilles fra: Høgskolen i Molde, biblioteket,  
Boks 2110, 6402 MOLDE.  
Tlf.: 71 21 41 61,  
Faks: 71 21 41 60,  
epost: biblioteket@himolde.no - [www.himolde.no](http://www.himolde.no)

Sider: 30  
Pris: Kr 50,-

ISSN 0806-0789  
ISBN 978-82-7830-133-3

#### Kort sammendrag:

Midt-Norge har siden 2002 hatt en vekstperiode innen kraftkrevende industri. Det var kjent på forhånd at de store investeringene ville skape alvorlig ubalanse i det regionale kraftmarkedet om ikke lokal produksjonskapasitet ble etablert, eller omfattende linjebygging ble iverksatt. Høsten 2005 var det innrapportert investeringsplaner med angitt ferdigstilling i 2010 med energipotensial på til sammen 16,5 TWh og ytterligere planer tilsvarende 11,5 TWh innen 2015. Få prosjekter har latt seg realisere foreløpig. Ved utgangen av 2008 synes det som om Ørskog-Fardal-linjen er det eneste realistiske alternativet for å oppfylle regional forsyningssikkerhet. Den globale finanskrisen, som nå også påvirker norsk økonomi, vil for øvrig redusere behovet noe på kort sikt.

Uansett er det et paradoks at Statnett kan komme til å bruke mer enn 4 milliarder kroner på nye overføringslinjer og mobile gasskraftverk i en region så rik på energiressurser som Midt-Norge. Sett i etterkant, er de disse kraftverkene neppe det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme alternativet som er realisert.

Til tross for en demping av kraftforbruket på kort sikt, er det fortsatt viktig å forstå incentivene til regulator og markedsaktørene for at gode beslutninger skal ble fattet fremover. Nytt-kostnadsanalyser som tar tilstrekkelig hensyn til irreversibilitet, opsjonsverdier og imperfekte markeder, vil kunne bidra til en mindre ressurskrevende utvikling av det regionale og nasjonal markedet for energi. For å gi de rette incentivene til markedsaktørene, bør også Statnetts SAKS-tiltak være markedsbaserte.

---

## **Forord**

Dette er den tredje og siste delrapporten utarbeidet i prosjektet "Utfordringer ved økt energibehov i en region med betydelig kraftunderskudd" finansiert av Økonomisk og administrativt forskningsfond i Midt-Norge. Hovedmålsettingen med prosjektet er å øke kunnskapen om nye markedsforhold og rammebetingelser knyttet til kraftmarkedet og konsekvensene disse har for kraftkrevende industri i Midt-Norge, en region med betydelig kraftunderskudd. Tema for denne tredje delrapporten er regional forsyningssikkerhet og offentlig inngripen. Vi skal diskutere regulatoriske tiltak i Midt-Norge, bruken av samfunnsøkonomisk nytte-kostnadsvurderinger som beslutningsverktøy for investeringsprosjekt, samt forslag til mulige utvidelser for bedre å sikre en samfunnsøkonomisk lønnsom utvikling av det regionale kraftmarkedet.

Rapporten er utarbeidet av professor Arild Hervik, Høgskolen i Molde, og forsker Maria Sandsmark, Møreforskning Molde.

Molde, desember 2008

Arild Hervik  
prosjektleder

## INNHOLDSFORTEGNELSE

Sammendrag .....	6
1. Innledning.....	8
1.1 Bakgrunn .....	8
1.2 Problemstillinger .....	9
2. Kraftsituasjonen i Midt-Norge – status og prognoser .....	10
2.1 Status 2007/2008 .....	10
2.2 Utvikling i kraftsituasjonen .....	15
2.2.1 Nord-Trøndelag .....	15
2.2.2 Sør-Trøndelag .....	16
2.2.3 Møre og Romsdal .....	16
2.2.4 Nye overføringsforbindelser .....	17
2.2.5 Prognose på kort sikt .....	18
2.2.6 Utvikling i kraftsituasjonen på lengre sikt.....	19
3. Beslutningsverktøy for investeringer i kraftmarkedet .....	21
3.1 Samfunnsøkonomiske nytte-kostnadsanalyser .....	21
3.2 Realopsjonsanalyser .....	23
3.3 Realopsjoner og strategisk atferd .....	24
4. Forsyningssikkerhet og offentlig inngripen.....	26
Referanser.....	29

## Sammendrag

Midt-Norge har siden 2002 hatt en vekstperiode innen kraftkrevende industri, eksempelvis utvidelsen av Hydro Aluminium på Sunndalsøra og ilandføringen av gass fra Ormen Lange feltet til Nyhamna på Aukra. Det var også kjent på forhånd at de store investeringene ville skape alvorlig ubalanse i kraftmarkedet i Midt-Norge om ikke lokal produksjonskapasitet ble etablert, eller omfattende linjebygging ble iverksatt.

Høsten 2005 var det innrapportert investeringsplaner med angitt ferdigstillelse i 2010 med energipotensial på til sammen 16,5 TWh. Av dette var 12,4 TWh gasskraft, 2,8 TWh vindkraft og 1,3 TWh småskala vannkraft. I tillegg var det planer for ytterligere ferdigstillelse av ny kapasitet tilsvarende 11,5 TWh innen 2015. Av ulike årsaker har få prosjekter av betydning for kraftbalansen latt seg realisere foreløpig. Irreversibilitet, effekten som sprangvise investeringer kan få for den regionale spotprisen og virkninger av rekkefølgen på prosjektgjennomføringer, bidrar til å skape et kompleks investeringsmiljø. Kombinert med stokastiske tilslag til vannkraftverkene, miljøkonflikter og usikre rammebetingelser, kan verdien av å vente på mer sikker informasjon være betydelig for potensielle investorer i denne regionen. I 2008 synes det som om den konsesjonssøkte Ørskog-Fardal-linjen er det eneste realistiske alternativet for å oppfylle regional forsyningsikkerhet. Den globale finanskrisen vil nå føre til at prognosene for alminnelig forsyning og deler av kraftkrevende industri vil nedjusteres på kort sikt. Hovedkonklusjonen vil likevel ikke endres som følge av de konsekvensene vi ser av denne krisen.

Statnett har i perioden fra 2002 investert betydelige beløp i nettforsterkninger og det pågår og planlegges store investeringer i nye og fornyede overføringsforbindelser i og inn til regionen. Den anstrengte kraftsituasjonen i Midt-Norge utløste høsten 2006 tiltak på Statnetts SAKS-liste, blant annet innføring av eget prisområde for Midt-Norge, kjøp av energiopsjoner og beslutning om investering i bygging av to mobile gasskraftverk på Tjeldbergodden og på Nyhamna til bruk ved svært anstrengte situasjoner. Det er imidlertid et paradoks at Statnett kan komme til å bruke mer enn 4 milliarder kroner på nye overføringslinjer og mobile gasskraftverk i en region så rik på energiressurser som Midt-Norge. Sett i etterkant, er disse kraftverkene neppe det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme alternativet som er realisert.

Siden delingen til tre elspotområder november 2006, har de gjennomsnittlige månedsprisene (engros) for Midt-Norge og Nord-Norge, dvs henholdsvis NO2 og NO3, fulgt hverandre jevnt frem til høsten 2007. Deretter har forskjellene vært betydelig større frem til tilbakeføringen til to prisområder november 2008. Merkostnaden for forbrukerne innen alminnelig forsyning i Midt-Norge for et nivå tilsvarende årsforbruket i 2007, var på 900 mill kroner sammenlignet med engrosprisen i Sør-Norge (NO1), 400 mill kroner sammenlignet med Systemprisen og 100 mill kroner sammenlignet med engrosprisen i Nord-Norge (NO3), noe som tilsvarer relative merkostnader på henholdsvis 30 %, 15 % og 3 %. Etablering av eget prisområde for Midt-Norge var med andre ord ikke årsak til de høye regionale engrosprisene. Når regionen nå igjen utgjør et prisområde med Nord-Norge, er det derfor ingen garanti for lavere kraftpriser. De underliggende flaskehalsene i overføringsnettet er der fortsatt.

Spørsmålet om omfang og form på offentlig inngripen i en region med alvorlig kraftunderdekning er tema for denne rapporten. Vi drøfter blant annet om myndighetenes beslutningsverktøy for energiinvesteringer er tilstrekkelig fleksible og om Statnetts investeringsavgjørelser kan ha medvirket til ytterligere usikkerhet omkring rammebetingelsene i markedet og slik utsatt markedsaktørenes investeringer.

Sannsynligheten er stor for at vi får ny ilandføring av naturgass i regionen og sannsynligheten er også stor for at det blir krav om elektrifisering av nye installasjoner i Norskehavet. For å sikre god fremtidig ressursutnyttelse, er det grunn til å se på beslutningskriteriene for investeringer i kraftmarkedet på nytt. I praksis vil det si en avveining eller samordning mellom investeringer i kraftoverføring, ny kraftproduksjon, fjernvarme- og gassinfrastruktur eller energisparingstiltak. I menyen av ulike investeringsalternativ vil enkelte tiltak være komplementære, som naturgassinfrastruktur og gasskraftverk, eller supplementere, som ny kraftproduksjon og ny overføringskapasitet. I tillegg kan energiinvesteringer karakteriseres som sprangvise, samt at det finnes betydelige eksterne effekter (positive og negative) og muligheter for strategisk bedriftsattferd. Dette gir utfordringer for myndighetene med hensyn til å legge til rette for samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringsincentiver og for gjennomføringen av nytte-kostnadsanalyser i konsesjonsprosessene. Det er viktig å identifisere og analysere regulators og markedsaktørenes incentiver og bruke kunnskapen til å løse fremtidige utfordringer. Nytte-kostnadsanalyser som tar tilstrekkelig hensyn til irreversibilitet, opsjonsverdier og imperfekte markeder, vil kunne bidra til en mindre ressurskrevende utvikling av det regionale og nasjonal markedet for energi. For å gi de rette incentivene til markedsaktørene, bør også Statnetts SAKS-tiltak være markedsbaserte, og et hvert tiltak for å endre balansen mellom tilbud og etterspørsel bør inkludere alle alternative faktorer (etterspørsel/tilbud/overføringsforbindelser). Dagens situasjon med potensiell høy regional kraftpris og dyre reservekraftverk, skyldes i stor grad utilstrekkelig risikoforståelse og incentivproblemer.

# 1. Innledning

Utgangspunktet for denne rapporten er utfordringer næringsliv og myndigheter står overfor i en region som Midt-Norge, der det finnes et betydelig innslag av kraftkrevende industri og et økende underskudd i tilgangen på elektrisk kraft. Rapporten er den siste av i alt tre som sammen dokumenterer arbeidet med prosjektet "Utfordringer ved økt energibehov i en region med betydelig kraftunderskudd" finansiert av Økonomisk og administrativt forskningsfond i Midt-Norge.

## 1.1 Bakgrunn

I teorien skal deregulerte kraftmarkeder sørge for hensiktsmessige investeringsincentiver til markedsaktørene. I praksis innskrenkes det forventede utbyttet av dereguleringsprosesser imidlertid ofte av imperfekte markeder og tilfeldigheter som skyldes politiske avgjørelser, økonomiske konjunkturer eller værforhold. Et eksempel som illustrerer dette er kraftmarkedet i Midt-Norge.

Midt-Norge har siden 2002 vært inne i en vekstperiode for kraftkrevende industri, eksempelvis utvidelsen av Hydro Aluminium på Sunndalsøra og ilandføringen av gass fra Ormen Lange feltet til Nyhamna på Aukra. Planene for ny produksjon – innenfor så vel vindkraft, vannkraft og gasskraft – er mange, men av ulike årsaker har få prosjekter av betydning for kraftbalansen latt seg realisere foreløpig, se Sandsmark og Hervik (2006, 2007) for en oversikt. Totalt kraftunderskudd i regionen er på 6,3 TWh i 2008 og inntil den globale finanskrisen fikk innvirkning på norsk økonomi, var det forventet at underskuddet skulle øke til 8 TWh i 2010. Redusert forbruk i deler av kraftkrevende industri og alminnelig forsyning som følge av finanskrisen, vil dempe denne prognosen noe. I en normal situasjon er importkapasiteten tilstrekkelig til å dekke et underskudd på 8 TWh, men siden vannkraft utgjør ca 90 % av produksjonskapasiteten, har fare for tørrår eller perioder med tilsigssvikt gitt grunn til stor bekymring.

Den betydelige økningen i kraftteterspørselen, spesielt i Møre og Romsdal der økningen har vært på 86 % fra 2002 til 2007, jf. Istad (2008), har ikke kommet som noen overraskelse. Investeringsplanene ved Hydro Aluminium på Sunndalsøra ble initiert så tidlig som i 2000. Statnett, som både er systemoperatør og ansvarlig for nasjonal forsyningssikkerhet, har da også planlagt og fullført betydelige forsterkninger i sentralnettet i regionene siden 2002. Det ble imidlertid også tidlig kommunisert at disse tiltakene ikke var tilstrekkelige for å sikre forsyningssikkerheten i år med lavere enn normalt tilsig til vannkraftverkene etter Ormen Lange utbyggingen. Det ble advart om at det uten betydelige investeringer i ny lokal kraftproduksjon, ville bli nødvendig med omfattende linjebygging for å sikre import av kraft. Videre konkluderte Statnetts egne analyser, se Statnett (2005), at ny kraftproduksjon nær de største kraftforbrukerne i regionen ville være et samfunnsøkonomisk bedre alternativ fremfor linjebygging. Det mest aktuelle linje-alternativet som ble fremhevet var Ørskog-Fardal, en 250-300 km lang 420 kV-linje som passerer gjennom 19 kommuner på Vestlandskysten. Linjen, om den blir realisert, vil krysse flere fjorder og berøre områder som er viktige for reiseliv, friluftsliv, biodiversitet og verdensarvområdet Geirangerfjorden. Følgelig har planene vekket mye motstand i lokalsamfunnene og også nasjonale miljøorganisasjoner har vært



kritiske. Naturvernforbundet har for eksempel bedt om utredninger av alternative tiltak. De totale kostnadene av den nye linjen er estimert til 2 milliarder kroner.

Før linjen ble konsesjonssøkt i 2007, var det imidlertid betydelige planer for ny kraftproduksjon i Midt-Norge. Høsten 2005 var det innrapportert investeringsplaner med angitt ferdigstillelse i 2010 med energipotensial på til sammen 16,5 TWh. Av dette var 12,4 TWh gasskraft, 2,8 TWh vindkraft og 1,3 TWh småskala vannkraft. I tillegg var det planer for ytterligere ferdigstillelse av ny kapasitet tilsvarende 11,5 TWh innen 2015, jf. Sandsmark og Hervik (2006).

Investeringsplanene var fundert på grunnlag av at regionen har to lokaliseringer for ilandføring av naturgass, et betydelig potensial for vindkraft og en del vannkraft. Lav prosjektlønnsomhet, bedriftsøkonomisk utilstrekkelige støtteordninger for fornybare investeringer og andre rammebetingelser, samt lokal motstand har så langt stått i veien for realisering av brorparten av planene om ny produksjonskapasitet in Midt-Norge. Spørsmålet som mange stiller seg er derfor hvordan en region så rik på energiressurser kan erfare landets høyeste kraftpriser og trussel om regional spenningskollaps. Hensikten med denne rapporten er å diskutere dette spørsmålet og drøfte mulige regulatoriske forbedringer.

## 1.2 Problemstillinger

Problemstillingene som vil bli drøftet i denne rapporten er:

- *Hva kjennetegner kraftsituasjonen i Midt-Norge i 2008 og hvilken fremtidig utvikling kan en se for seg?*
- *I lys av eksisterende og fremtidig kraftsituasjon i Midt-Norge, hva er den optimale balansen mellom laissez-faire og offentlig inngripen i det regional kraftmarkedet?*
- *I hvilken retning kan samfunnsøkonomisk nytte-kostnadsanalyser videreutvikles for å bidra til en samfunnsøkonomisk lønnsom utvikling av kraftmarkedet i Midt-Norge?*

I kapittel 2 gjennomgås status for kraftsituasjonen i Midt-Norge og mulig fremtidig utvikling. I kapittel 3 presenteres dagens offentlige analyseverktøy for investeringer i kraftmarkedet og i Kapittel 4 diskuteres forsyningssikkerhet og offentlig inngripen, samt regulatoriske muligheter og utfordringer gitt kraftsituasjonen i Midt-Norge.

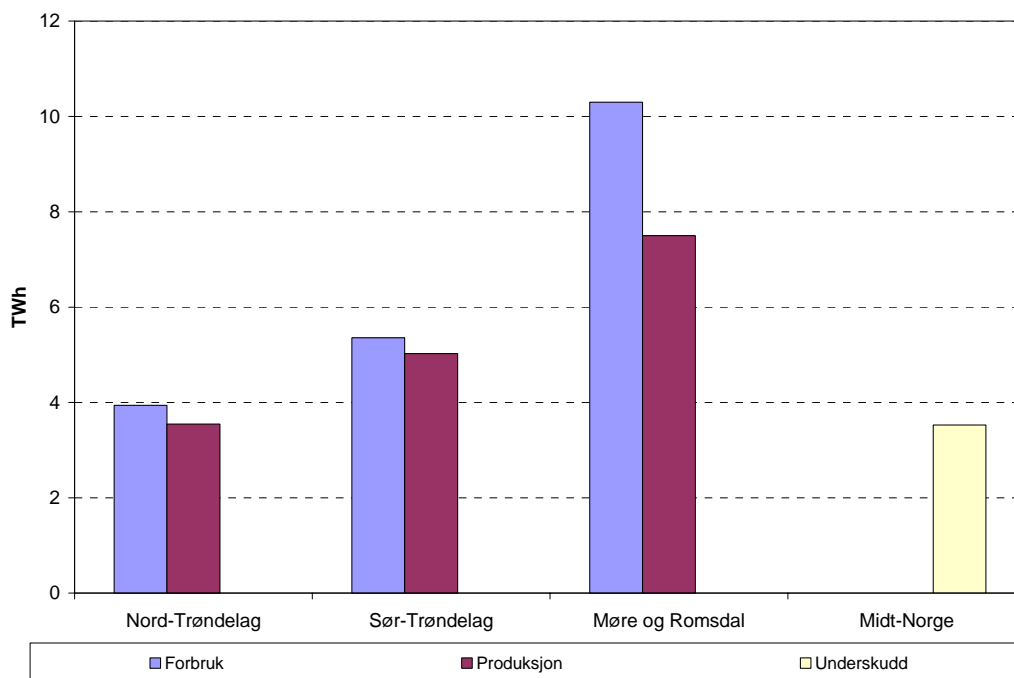
## 2. Kraftsituasjonen i Midt-Norge – status og prognoser

Først i dette kapitlet rekapituleres status for kraftsituasjonen i Midt-Norge i 2007/2008. Dernest følger en drøfting av situasjonen fremover med utgangspunkt i planer fremlagt i de respektive fylkenes kraftutredningsrapporter for 2008. Med dette som bakteppe, diskuteres i neste kapittel aktuelle og mulige regulatoriske virkemidler, samt videreutvikling av samfunnsøkonomisk nytte-kostnadsanalyser som beslutningsverktøy for energiinvesteringer.

### 2.1 Status 2007/2008

I henhold til de siste regionale kraftsystemutredningene, jf. NTE (2008), TrønderEnergi (2008) og Istad (2008), var det totale energiforbruket i Midt-Norge på 19,6 TWh og produksjonen på 16,1 TWh i 2007. Det regionale underskuddet dette året var dermed på 3,5 TWh. Figur 1 nedenfor illustrerer faktisk kraftforbruk (energi) og produksjon for henholdsvis Nord- og Sør-Trøndelag og Møre og Romsdal i 2007, samt tilhørende regionalt kraftunderskudd.

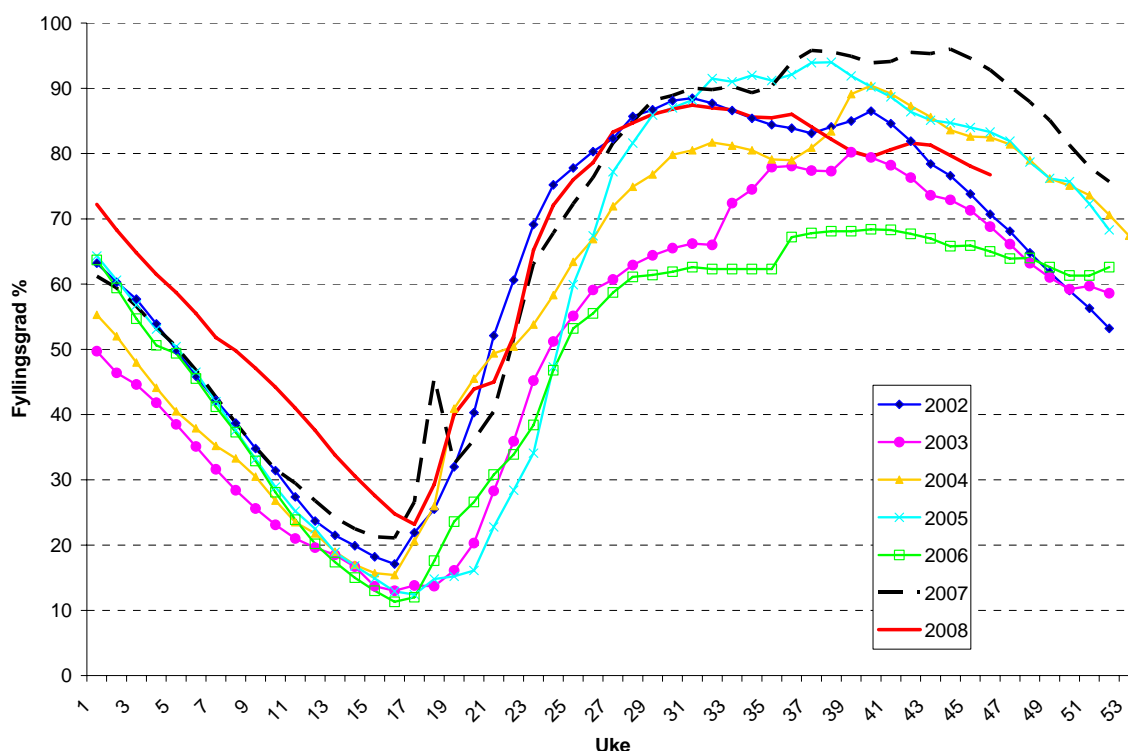
Figur 1 Faktisk forbruk og produksjon fylkesvis og energiunderskudd totalt, TWh, 2007



Kilde: NTE (2008), TrønderEnergi (2008), Istad (2008)

For alle tre fylkene gjelder det at faktisk produksjon i 2007 lå over nivået for middelproduksjonen – det vil si produksjonen i et år med normale tilsig til vannkraftverkene. Variasjonen i tilgjengelig vann til kraftproduksjon kan illustreres ved hjelp av grafen for fyllingsgraden i magasinene, jf. Figur 2. Der viser vi utviklingen over året i Midt-Norge (området som i perioden 20.11.06-17.11.08 har gått under betegnelsen Elspotområde NO2), fra 2002 og frem til og med uke 46 i 2008. Reservoarkapasiteten pr 11. november 2006 for dette området er på 6,9 TWh.

Figur 2 Fyllingsgrad for magasinene i Midt-Norge- "Elspotområde NO2", 2002-uke 46 2008



Kilde: NVE

Vi ser at magasinfyllingen varierer betraktelig mellom vårsesong og høstsesong og mellom år. I tallmaterialet illustrert ovenfor, er det størst årlig spredning i magasin-nivåene i perioden fra juli og frem til desember. Pr uke 46 2008 ligger fyllingsgraden over nivåene som tilsvarende uke i 2002, 2003 og 2006 og under nivåene som tilsvarende uke i 2004, 2005 og 2007. Vi ser også at fyllingsgraden på denne tiden i 2007 var den høyeste for disse sju årene.

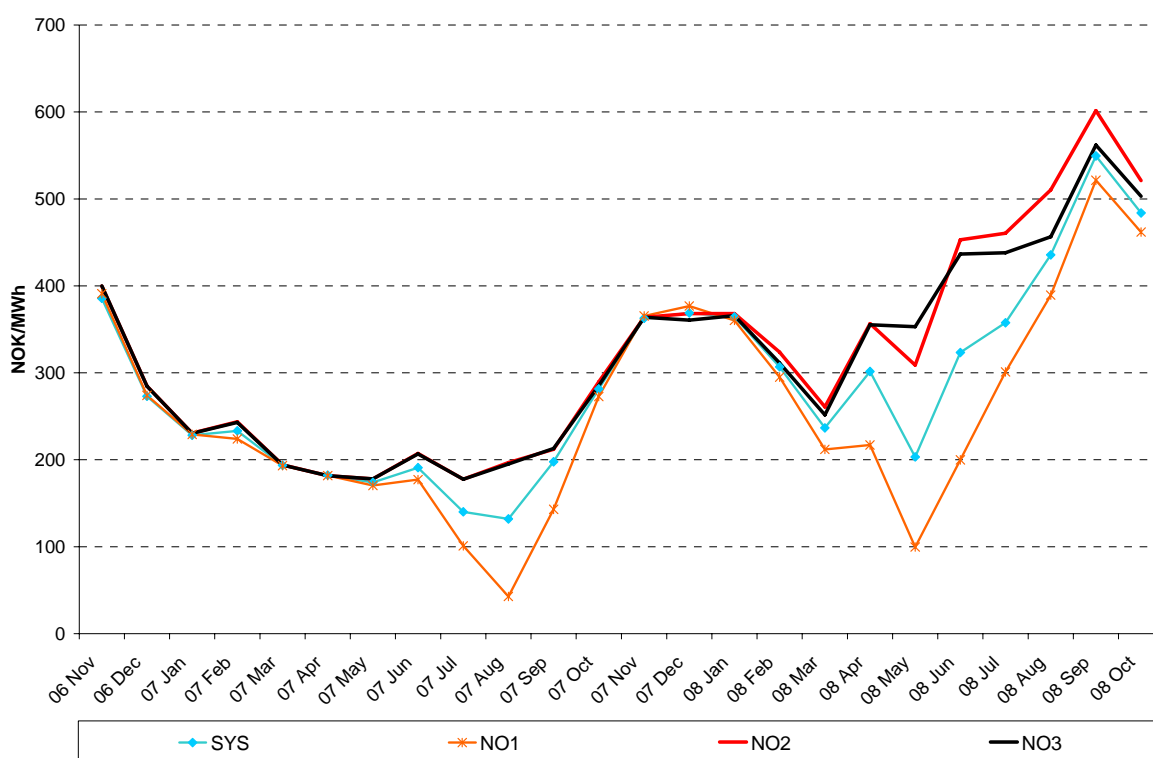
Endringer av betydning for energibalansen i 2007 siden status for kraftsituasjonen for Midt-Norge ble presentert i Sandsmark og Hervik (2006), er innføringen av eget prisområde høsten 2006, idriftsettelse av noe ny produksjon av vann og vind, oppstarten av prosesseringsanlegget for gassen fra Ormen Lange feltet på Aukra høsten 2007 og ferdigstilling av Statnetts mobile gasskraftverk på Tjeldbergodden.

Det Nordiske kraftmarkedet er et integrert system med felles kraftbørs NordPool. Denne børsen består blant annet av en implisitt auksjon for kapasitet på overføringskablene mellom de geografiske prisområdene – Elspot. Den spotprisen som gir likhet mellom tilbud og etterspørsel innen børsområdet uten kapasitetsbegrensninger i overføring av kraft, er Systemprisen. På grunn av variasjon i tilsig, vind, brenselpriser og vedlikehold kan prisene og kraftflyten i prinsippet variere fra time til time og flaskehalser i nettet kan oppstå. En felles kraftbørs betyr dermed ikke at det alltid er en felles nordisk kraftpris. Det Norske kraftmarkedet er vanligvis inndelt i to prisområder, Sør-Norge og Nord-Norge, men ved store langvarige flaskehalser i regional- eller sentralnettet, kan Statnett definere mer hensiktsmessige prisområder. Den hydrologiske situasjonen i Midt-Norge høsten 2006 tilsa derfor at Statnett skilte ut Midt-Norge som eget prisområde fra 20. november 2006.

Hensikten med innføringen av eget prisområde for Midt-Norge er at markedsaktørene skal få prissignaler som gjenspeiler den fysiske knappheten på energi i området og slik styrke forsyningssikkerheten i regionen. Når etterspørselen etter en knapp ressurs øker, og forbruksøkningen tillates å slå ut i høyere prisnivå, vil dette også bidra til å gjøre det mer attraktivt å etablere ny produksjon, og det gir forbrukerne et incentiv til å redusere sin etterspørsel. Med etablering av et eget prisområde i Midt-Norge påvirkes i tillegg kraftflyten på overføringsforbindelsene mellom regionene, slik at relativt mer kraft flyter inn til Midt-Norge enn ut.

Med to elspotområder i Norge, som i perioden før november 2006, er Midt-Norge del av NO2 sammen med Nord-Norge. Konsekvensen av at det ble etablert et eget prisområde i Midt-Norge, er at spotprisene i Nord-Norge og Midt-Norge ikke lenger behøver å være like. Siden delingen til tre elspotområder november 2006, har de gjennomsnittlige månedsprisene for Midt-Norge og Nord-Norge, dvs henholdsvis NO2 og NO3, fulgt hverandre jevnt frem til høsten 2007. Deretter har forskjellene vært betydelig større, se Figur 3, der vi viser utviklingen i prisene for elspotområdene NO1, NO2 og NO3 samt tilhørende systempris for perioden fra januar 2006 til og med oktober 2008.

Figur 3 Gjennomsnittlige månedspriser for elspotområdene NO1, NO2, NO3, samt Systemprisen fra november 2006 til og med oktober 2008



Kilde: NordPool

I tillegg ser vi at prisforskjellene mellom landsdelene kan bli svært store i perioder med unormalt store flaskehals i overføringsnett, som da det var betydelige eksportbegrensninger ut fra Sør-Norge til Sverige og Danmark i sommer. Uten den nyoppstartede Nord-Ned kablen mellom Sør-Norge og Nederland, ville forskjellen rimeligvis vært enda større denne sommeren.

For å studere nærmere effekten ulike kraftpriser har hatt for innbyggere, offentlig virksomhet, næringsliv og industri i regionen, har vi laget en tabell som viser gjennomsnittlig årlig spotpris for de ulike elspotområdene fra oktober 2006 til september 2008, se Tabell 1. Ved hjelp av denne informasjonen kan vi lage forenklete regneeksempler for å illustrere ulike energikostnader mellom landsdelene.

*Tabell 1 Gjennomsnittlig årspris for de ulike elspotområdene fra høst 06 til høst 08*

	<b>NO1</b>	<b>NO2</b>	<b>NO3</b>	<b>Systempris</b>
Gjennomsnitt øre/kWh okt 06 - sept 07	0,22	0,25	0,25	0,23
Gjennomsnitt øre/kWh okt 07 - sept 08	0,30	0,39	0,38	0,34

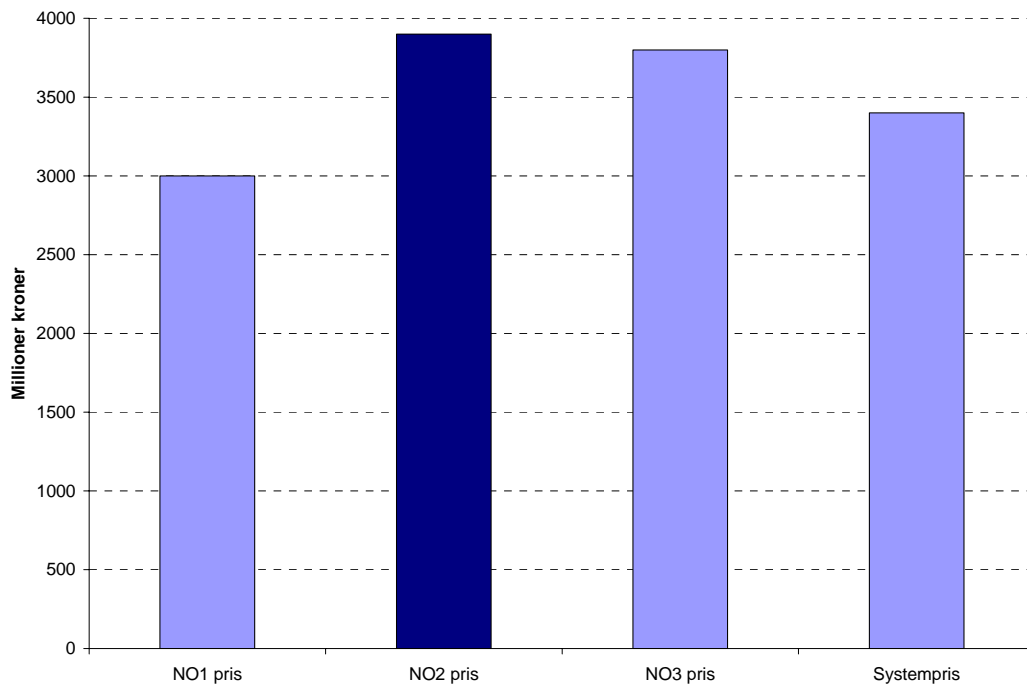
Kilde: NordPool

Individuelle priser vil imidlertid variere betydelig etter hvilke kraftleverandører og avtaler ulike aktører har, spesielt kraftkrevende industri, og slik informasjon har vi ikke tilgjengelig. Vi baserer derfor følgende regneeksempel på energimengden som tilsvarte forbruket til alminnelig forsyning i regionens fylker i 2007 og gjennomsnittlig årlig engrospris tilsvarende perioden fra oktober 2007 til september 2008, som vist i nederste rad i tabellen over.

Først illustrerer vi energikostnadene ved et forbruk tilsvarende alminnelig forbruk i Midt-Norge i 2007, priset med henholdsvis engrosprisen for NO1, NO2 og NO3, jf.

Figur 4. Energiforbruket til alminnelig forsyning i regionen var på 10 TWh dette året, dvs. 1,9 TWh i Nord-Trøndelag, 4,1 TWh i Sør-Trøndelag og 4,0 TWh i Møre og Romsdal.

*Figur 4 Energiforbruk på 10 TWh priset med gjennomsnittlig engrospris for hhv NO1, NO2, NO3, samt Systemprisen for perioden okt 07-sept 08*



Kilde: NordPool, NTE (2008), TrønderEnergi (2008), Istad (2008)

Fra figuren over ser vi at merkostnaden for forbrukerne innen alminnelig forsyning i Midt-Norge for et nivå tilsvarende årsforbruket i 2007, er på 900 mill kroner sammenlignet med engrosprisen i NO1, 100 mill kroner sammenlignet med engrosprisen i NO3 og 400 mill kroner sammenlignet med Systemprisen. I Tabell 2 viser vi tilsvarende merkostnader fylkesvis. Den relative merkostnaden er også notert.

*Tabell 2 Merkostnad fylkesvis for energiforbruk til alminnelig forsyning tilsv. 2007-nivå sammenlignet med spotpriser målt som gjennomsnitt i perioden okt 07 – sept 08*

	<b>Merkostnad sammenlignet med Systempris</b>	<b>Merkostnad sammenlignet med engrospris NO1</b>	<b>Merkostnad sammenlignet med engrospris NO3</b>
<b>Alminnelig forsyning N-Trøndelag</b>	95 mill kr	171 mill kr	19 mill kr
<b>Alminnelig forsyning S-Trøndelag</b>	205 mill kr	369 mill kr	41 mill kr
<b>Alminnelig forsyning Møre&amp;Romsdal</b>	200 mill kr	360 mill kr	40 mill kr
<b>Andel kostnadsøkning</b>	15 %	30 %	3 %

Kilde: NordPool, NTE (2008), TrønderEnergi (2008), Istad (2008)

Vi ser av tabellen at for det året vi har bak oss hadde vanlige forbrukere i Midt-Norge anslagsvis 3 % høyere energikostnader enn tilsvarende forbrukere i Nord-Norge og 30 % høyere energikostnader enn tilsvarende forbrukere i Sør-Norge. Det største kostnadsskillet går med andre ord mellom forbrukerne i NO1 og resten av landet.

Den 24. oktober i år kunngjorde Statnett at det fra 17. november igjen skal være ordinær inndeling av markedsområder i Norge. Det er tilfredsstillende magasinbeholdning i Midt-Norge og ferdigstillelse av vesentlige forsterkninger i overføringsnett i regionen i løpet av november som gir grunnlaget for beslutningen. Nettinvesteringene i sentralnettet i Midt-Norge og Nord-Norge, som har pågått i to år til rundt 500 millioner kroner, gir bedret stabilitet som dermed bidrar til å kunne holde høy kontinuerlig import ved behov. I meldingen fremgår det også at ved vesentlig endring i kraftsituasjonen, med behov for stor import fra Nord-Norge til Midt-Norge, vil det igjen kunne bli aktuell å etablere Midt-Norge som eget prisområde og risikoen for dette vil vedvare frem til ny kraftledning mellom Sogn og Sunnmøre er bygget. Som nevnt har prisene i Nord-Norge og Midt-Norge vært relativt like i perioden med tre prisområder. Derfor kan man ikke på kort sikt forvente at tilbakeføringen til to prisområder i seg selv vil gi betydelige prisreduksjoner for forbrukerne i Midt-Norge. Uansett, på grunn av fullføringen av investeringene i mobile gasskraftverk i regionen, har Statnett taklet den mest alvorlige trusselen mot forsyningssikkerheten i Midt-Norge på kort sikt.

Statnett mottok i 2007 godkjenning for bygging av to mobile gasskraftverk hver på 150 MW på Tjeldbergodden og Aukra. I planleggingsfasen var de totale kostnadene beregnet til 1,5 milliarder kroner og anleggene skulle stå ferdige tidlig i 2008. Nylig ble kraftverket på Tjeldbergodden klart, mens anlegget på Aukra skal stå ferdig tidlig 2009. Det har vært både betydelige forsinkelser og investeringsanslaget er oversteget med 53 %.

## 2.2 Utvikling i kraftsituasjonen

I det følgende gjennomgås kort forventet utvikling i energibalansen i regionen. Drøftingen er basert på kjente planer for ny produksjon og forbruk offentliggjort gjennom fylkenes kraftutredningsanalyser, NTE (2008), TrønderEnergi (2008), Istad (2008), samt offentlige dokumenter fra NVE og Statnett. Kraftsystemutredningene har 2023 som perspektiv, men det hersker stor usikkerhet rundt hvilke planer som blir realisert. Offentlige rammebetingelser, konsekvensene av EUs Fornybarhetsdirektiv, konsesjonsavgjørelser og generelle markedsutsikter er blant faktorene som på ulike måter vil spille inn på utviklingen.

### 2.2.1 Nord-Trøndelag

I Nord-Trøndelag er det forventet tilsvarende økning i energiforbruket som de siste årene, dvs. en gjennomsnittlig årlig økning på 0,7 %. Det er planer om utbygging av rundt 190 MW småkraft, samt ytterligere 68 MW fordelt på tre større vannkraftprosjekter. Av vindkraftprosjekter i fylket er Hundhammerfjellet III med effekt på 51 MW ferdigstilt og idriftsatt i år. Ytre Vikna har fått konsesjon på 249 MW, mens 2 238 MW er innmeldt eller konsesjonsøkt. Ytterligere 400 MW er meldt, men stilt i bero inntil videre. Kartet med inntegnede meldte vindkraftanlegg illustrerer omfanget av planene, se Figur 5.

Figur 5 Oversikt over meldte vindkraftanlegg (røde felt) i Nord-Trøndelag og Bindal



Kilde: NTE (2008)

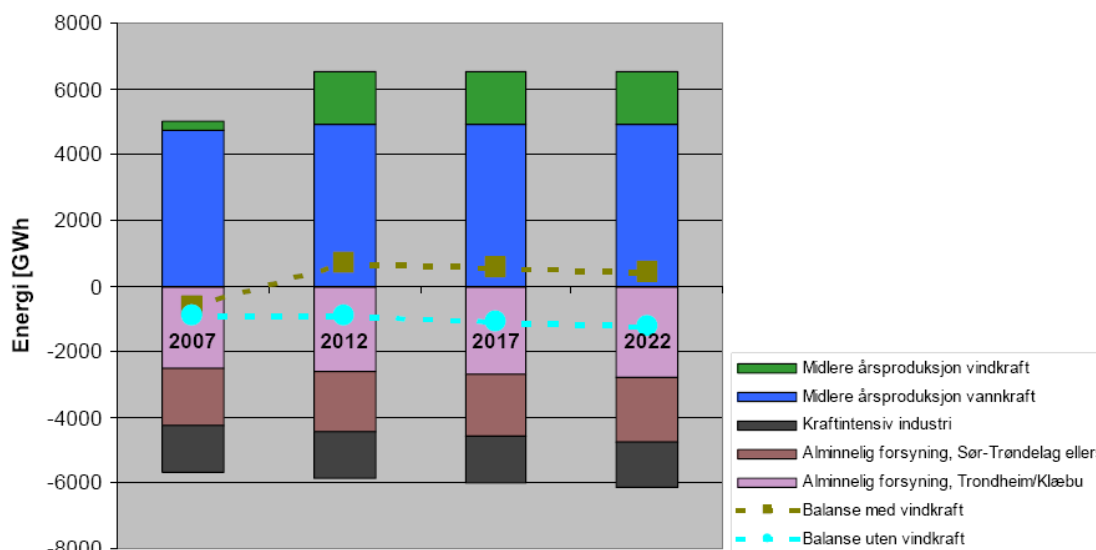
Det avgjørende for energibalansen i Nord-Trøndelag de nærmeste årene og frem mot 2023, er hvorvidt det blir bedriftsøkonomisk lønnsomt å bygge ut vindkraft i stor skala, noe det ikke har vært til nå. Med noe mer utbygd vannkraft vil fylket fortsatt ha et energiunderskudd på rundt 1 TWh i normalår, mens det med realisering av konsesjonsgitte vindkraftanlegg etter hvert vil bli balanse. En massiv vindkraftutbygging vil gi energioverskudd.

### 2.2.2 Sør-Trøndelag

Det forventes en årlig økning i energiforbruket i Sør-Trøndelag frem mot 2022 på mellom 0,7-1,4 %. På produksjonssiden er det forventning om noe ny småkraftproduksjon, men ellers er det de mange planlagte vindkraftanleggene som preger bildet. Spesielt i region Fosen, er det betydelige planer. Til sammen er det konsesjonssøkt installert effekt på over 900 MW og forhåndsmeldt tilsvarende mye. Bessakerfjellet med sine knappe 60 MW er under bygging og Harbarksfjellet har konsesjon for 91 MW.

Det forventes imidlertid ikke at alle vindkraftplanene blir realiserte, og med fortsatt stor usikkerhet rundt støttereimene for ny fornybar kraftproduksjon, vil få prosjekter bli igangsatt med det aller første. I Figur 6 gjengir vi prognosene for energibalansen i Sør-Trøndelag fra fylkets kraftsystemutredning, der kun vindkraftverk med innmating i regionalnettet er inkludert.

Figur 6 Energibalanse Sør-Trøndelag - prognoser



Kilde: TrønderEnergi (2008)

Vi ser at potensiell vindkraftutbygging utgjør den største usikkerheten i forhold til utviklingen av dagens kraftunderskudd på ca -1 TWh. Stor vindkraftutbygging gir positiv balanse, mens lite eller ingen vindkraft forsterker ubalansen noe mot 2022.

### 2.2.3 Møre og Romsdal

Den 24. juni i år offentliggjorde NVE at de avsto vindkraftsøknader som til sammen utgjorde 1 970 MW installert effekt eller 3,6 TWh årlig middelproduksjon i Møre og Romsdal. Samtidig fikk to vindkraftanlegg konsesjon, Haram vindpark med 66 MW og



Havsul I med 350 MW installert effekt. Det er imidlertid uklart når disse vil bli bygget ut. Daglig leder i Havgul AS, som står for Havsul-prosjektene, sier til Teknisk Ukeblad ([www.tu.no](http://www.tu.no), 25.06.08) at myndighetene må vedta gode nok rammebetingelser før de setter spaden i jorden. Havsul I, som er et havvind prosjekt, behøver for øvrig et betydelig høyere støttebeløp enn konvensjonell vindkraft på land, for å oppnå bedriftsøkonomisk lønnsomhet.

Aktuelle nye vannkraftprosjekter (meldt/planlagt) i Møre og Romsdal har et omfang på 333 MW, tilsvarende drøyt 1 TWh. Det største potensialet for ny vannkraft ligger i kommunene Stranda, Ørsta og Nesset og en betydelig andel av prosjektpotensialet burde ha gode forutsetninger for bedriftsøkonomisk lønnsomhet uten offentlig støtte.

Når det gjelder gasskraft, fikk Industrikraft Møre AS avslag hos NVE i mars i år på sin konsesjonssøknad for 400 MW kraftverk i Elnesvågen. Selskapet har anket vedtaket til OED, hvor saken nå ligger.

På forbrukssiden forventes det en økning i alminnelig forsyning på 0,57 % pr år. Utover dette foreligger det noen planer om økt forbruk innen kraftkrevende industri, der det største bidraget på kort sikt kommer fra prosesseringsanlegget for Ormen Lange på Nyhamna. Maksimalt uttak på Nyhamna er planlagt å øke fra det som ligger innenfor dagens ramme på 180 MW til rundt 210 MW i 2010. Den globale finanskrisen har siden i høst lagt en demper på forbruket både innen deler av kraftkrevende industri og alminnelig forsyning. Hydros aluminiumsverk på Sunndalsøra har for eksempel redusert sitt forbruk.

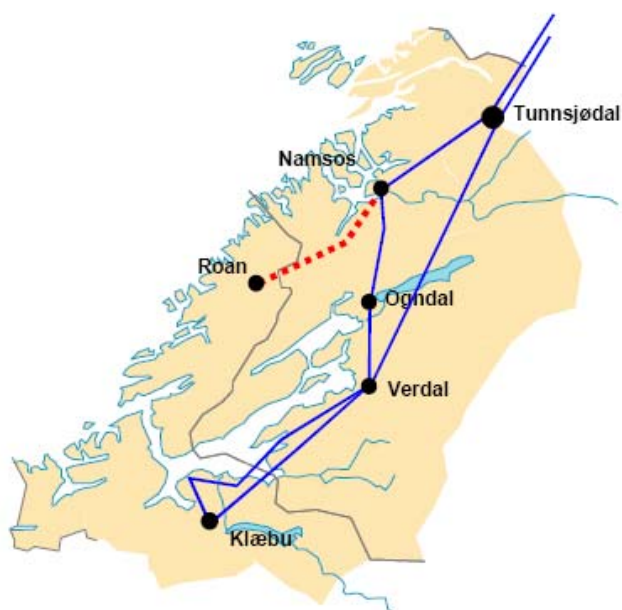
Uten ny produksjonskapasitet og med forbruksvekst som skissert ovenfor, tilsier prognosene at underskuddet i fylket øker til ca. 5,5 TWh i 2010. Innen dette tidsperspektivet vil imidlertid effekten av finanskrisen redusere den negative utviklingen noe. Det er for øvrig sannsynlig at noe av småkraftpotensialet vil bli realisert på kort sikt, så lenge kraftprisene holder seg på dagens nivå. Et eventuelt tidspunkt for realisering av vindkraftpotensialet og gasskraftverket, om anken tas til følge, er vanskelig å anslå, siden disse produksjonsteknologiene er avhengig av offentlige rammebetingelser som det pr i dag er høyst uklart hva vil være noen år frem i tid. Uansett vil underskuddet i fylket bli noe forverret de nærmeste årene, og det kan bli nødvendig å ta bruk reservekraftverkene på Tjeldbergodden og Aukra dersom det inntreffer et tørrår eller tilsiget svikter betydelig i en periode.

#### **2.2.4 Nye overføringsforbindelser**

Statnett startet arbeidet med byggingen av den norske delen av 420 kV forbindelsen Nea- Järpstrømmen i 2007, som skal erstatte dagens 300 kV ledning. Ved utgangen av 2008 skal mastene være ferdig monterte og linjene skal etter planen strekkes våren 2009. Linjen vil forbedre importkapasiteten til Midt-Norge og redusere flaskehalser i situasjoner med høye kraftpriser.

En storstilt vindkraftutbygging i Nord- og Sør-Trøndelag forutsetter omfattende investeringer i sentralnettet. Dette er utgangspunktet for Statnetts konsesjonssøknad for en 420 kV ledningen mellom Roan og Namsos sendt november 2007. Avhengig av om det blir betydelig vindkraftutbygging i Nord-Norge – som krever nettførsterkninger fra Nord-Norge og sørover til Møre og Romsdal – vil Roan-Namsos ledningen enten inngå i en slik nord-sør forsterkning eller bygges som en radial, se Figur 7.

Figur 7 Eksisterende overføringsnett og planlagt Roan-Namsos linje (stiplet)



Kilde: Statnett (2008)

Ytterligere utbygging av vindkraft på Fosen og i Sør-Trønderlag gir uansett et behov for å transportere kraft sørover, noe som vil utløse en ny 165 km lang 420 kV linje fra Roan til Trollheim/Orkdal. Statnett meldte en slik ledning til NVE i mars i år.

En ny ca. 300 km lang 420 kV ledning mellom Fardal og Ørskog ble av Statnett konsesjonssøkt våren 2007 med planlagt ferdigstillelse 2012. Høsten samme år ba NVE om en tilleggsutredning og Statnett leverte tilleggsutredning og tilleggssøknad om konsesjon i februar i år. Ytterligere en tilleggsutredning er etterspurt av NVE og den ble levert i slutten av oktober 2008. I pressemeldingen står de at dersom Statnett får alle tillatelser i løpet av 2009, vil ledningen stå ferdig i løpet av 2013. Bakgrunnen for investeringsplanene er å styrke importkapasiteten fra et overskuddsområde inn til Møre og Romsdal for å oppnå tilstrekkelig forsyningssikkerhet i perioder/år med tilsigssvikt, dersom ikke ny kraftproduksjon etableres i området. I tillegg argumenterer Statnett for at det med egnet lokaliseringer av nye transformatorstasjoner på denne ledningen vil gi rimeligere tilknytning av ny fornybar energi, i form av småkraftproduksjon i Sogn og Fjordane og på Sunnmøre, enn tilsvarende for mange andre steder i Norge. I tilleggssøknaden fra februar 2008 er det anslått at en utbygging av 50 % av småkraftpotensialet (jf. NVE, 2004) med investeringskostnader under 3 kr/kWh vil gi 2,7 TWh. Med et anslag for årlige drift- og vedlikeholdskostnader på 1 % av investeringskostnaden og 8 % avkastningskrav, er denne produksjonen lønnsom ved en kraftpris på drøyt 28 øre/kWh. Ledningen er for øvrig også med i Nordels Nordic Grid Master Plan 2008, jf. Nordel (2008).

### 2.2.5 Prognose på kort sikt

Før den globale finanskrisen fikk innvirkning på norsk økonomi, var prognosen for underskuddet i energibalansen på 7-8 TWh i 2010 til sammen for fylkene i Midt-Norge, under forutsetning om normale tilsig til vannkraftverkene. Dette tallet synes nå å være

noe høyt. Bedriftsøkonomisk lønnsomhet for vindkraft i stor skala, eventuelt etablering av gasskraftverk, vil kunne bedre kraftsituasjonen på sikt.

Prisfølsomheten i kraftforbruket til alminnelig forsyning ved vedvarende høye kraftpriser i området, kan trolig i liten grad bidra til å bedre balansen betydelig. Først og fremst skyldes dette at andelen energiforbruk til alminnelig forsyning kun er på ca 40 % av forbruket i Møre og Romsdal, som har det største underskuddet. Dernest gjelder det at deler av potensialet for forbruksreduksjon allerede kan være tatt ut i forbindelse med tidligere anstrengte perioder med høye kraftpriser – i form av investeringer i energieffektivisering og/eller alternative oppvarmingskilder.

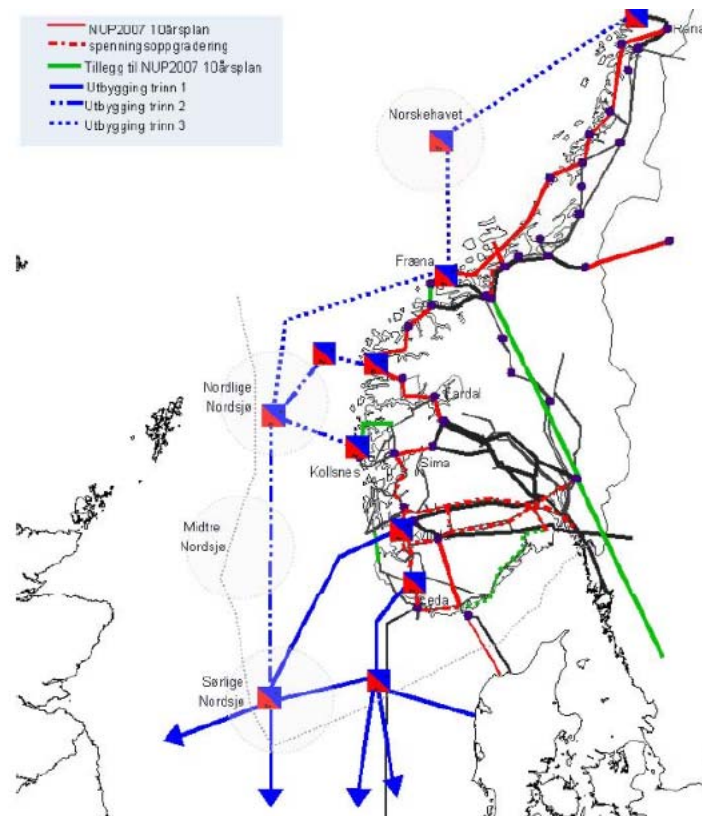
### 2.2.6 Utvikling i kraftsituasjonen på lengre sikt

Av nasjonale planer for energisektoren kan følgende fire satsingsområder komme til å berøre kraftmarkedet i Midt-Norge: Etableringen av et offshore kraftnett, elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner på sokkelen, ilandføring av gass fra nye felt og etableringen av en verdikjede for CO<sub>2</sub>.

#### *Etablering av offshore kraftnett?*

Statnett har vært med i planleggingen av et mulig Nordsjønett som del av leveranser til Energirådet, ledet av Olje- og energidepartementet. Viktige drivere for et slikt offshore kraftnett er EUs Fornybarhetsdirektiv, som blant annet har mål om 20 % fornybar energi av totalt energiforbruk i 2020. Fra nasjonal side er driverne klimaforliket, mulig krav om elektrifisering av oljeplattformer og utnyttelse av norsk vannkraft til effektregulering. En skisse for mulig fremtidig offshore kraftnett er gjengitt i Figur 8.

Figur 8 Skisse for mulig fremtidig kraftnett



Kilde: Statnett (2008)

Det ligger en rekke ambisiøse forutsetninger bak realiseringen av et offshore kraftnett og kostnadene er betydelige. Et eventuelt første utbyggingstrinn vil trolig inkludere en regional utbygging i den sørlige delen av Nordsjøen, med investeringskostnader i størrelsesorden 30-40 milliarder kroner. En storskala utbygging som inkluderer nordlig Nordsjø og Norskehavet, har i følge Statnett (2008) et grovt kostnadsanslag på 150 milliarder kroner. Nettet skal da kunne legge til rette for inntil ca. 8 000 MW ny vindkraftproduksjon.

### ***Elektrifisering av nye gassfelt i Norskehavet?***

I følge Statnett (2008) kan eventuell elektrifisering av oljeinstallasjoner i Norskehavet få ilandføring på Tjeldbergodden. Dette vil i så fall medføre behov for forsterkning av sentralnettet fra Tjeldbergodden til Trollheim, men Statnett antar at dette ikke vil bli aktuelt før tidligst 2020.

### ***Ilandføring gass fra nye felt?***

Det kan bli aktuelt å føre i land gass fra flere felt til Nyhamna. Teknisk Ukeblad opplyste i sin nettutgave ([www.tu.no](http://www.tu.no)) den 24. oktober i år at Shell vurderer å ta gassen fra Onyx, som ligger ca. 40 km vest for Draugenfeltet, inn til Nyhamna og at Olje- og energidepartementet er gjort kjent med planene. Det utelukkes heller ikke at det ved en slik løsning kan bli aktuelt å ta i land gass fra feltene Marulk (Eni), Victoria (Total) og Luva (StatoilHydro) på Aukra, men her er det stor usikkerhet. I følge oppslaget er det ikke ledig kapasitet i den eksisterende infrastrukturen for gass fra de ovennevnte gassfeltene, og Gassco er i ferd med å se på muligheten for felles transportløsninger for gass fra nye felt i Norskehavet. Utbyggingsløsningen blir valgt i 2011.

### ***CO<sub>2</sub>-infrastruktur?***

Gassco har fått i oppdrag å utarbeide løsninger knyttet til transport av CO<sub>2</sub> fra fangstanleggene på Kårstø og Mongstad, og i samarbeid med Gassnova SF og Oljedirektoratet etablere grunnlag for investeringsbeslutning for transport og lagring av CO<sub>2</sub> ([www.gassco.no](http://www.gassco.no)). Syv industriselskaper skal gjennomføre studier for å vurdere transport av CO<sub>2</sub> fra det enkelte selskap til oppsamlingssteder på Kårstø og Mongstad, samt transport og lagring av CO<sub>2</sub> i geologisk langtidslager på norsk kontinentalsokkel. De syv selskapene er Fortum, Haugaland Kraft, Industrikraft Midt-Norge, Industrikraft Møre, Naturkraft, Pohjolan Voima Oy og Sargas ([www.dn.no](http://www.dn.no) 13.05.08).

### **3. Beslutningsverktøy for investeringer i kraftmarkedet**

Nytte-kostnadsanalyser gir den metodiske tilnærming for å evaluere og vurdere økonomien i ulike investeringsalternativer jf. St.meld.nr. 47 (2003-2004). Neddiskontert nåverdi benyttes da som et kriterium for investeringsbeslutningen. De prosjekter som har en forventet nettonåverdi som er større enn null, vil være berettiget ut fra økonomiske vurderinger. Sentralt fastsatte veiledere for samfunnsøkonomiske analyser i Norge er NOU 1998:16 Nytte-kostnadsanalyser og FIN (2000, 2005). For en lærebokfremstilling av nytte-kostnadsteorien, se Boardman m. fl. (2006).

#### **3.1 Samfunnsøkonomiske nytte-kostnadsanalyser**

I teorien skal et marked som opererer etter frikonkurrans prinsippene sørge for at enkeltaktørers investeringsvalg – gjort ut fra bedriftsøkonomiske lønnsomhetskalkyler – også tilfredsstiller samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Dette skulle i prinsippet gjelde det norske kraftmarkedet etter liberaliseringen på begynnelsen av 90-tallet. Eksterne virkninger, miljørestriksjoner, asymmetrisk informasjon, omfattende konsesjonsprosesser, markedsrett og politiske vedtak bidrar imidlertid til brist i de teoretiske frikonkurransbetingelsene, slik at bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk lønnsomhet ofte ikke sammenfaller. Dermed kan det være hensiktsmessig at myndighetene pålegger at markedsaktørene analyserer sine investeringer i et samfunnsøkonomisk perspektiv.

Kort fortalt skal en samfunnsøkonomisk analyse evaluere om en investering eller et tiltak bidrar til å øke velferden for samfunnet. Alle verdier og kostnader som følger av investeringen skal tas med og kalkulasjonsrenten benyttes for å neddiskontere fremtidige virkninger. Usikkerhet håndteres gjennom bruk av forventningsverdier og kalkulasjonsrenten inkluderer en risikopremie. Verdsetting av virkninger tar utgangspunkt i ressursenes verdi i beste alternative anvendelse. Normalt benyttes markedspriser for å finne alternativverdien. En av de største utfordringene ved bruk av nytte-kostnadsverktøyet innefor energisektoren er dermed verdsetting av miljøvirkninger, som ikke har noen markedspris. For investeringer med samspillseffekter er det også en stor utfordring med hensyn til å avgrense analysene, noe som er spesielt komplisert for prosjekter innen kraftmarkedet.

NVE skal som forvaltningsmyndighet vurdere de samfunnsmessige virkningene av nye tiltak i energisektoren. Samfunnsøkonomiske analyser inngår som en del av denne vurderingen, og fremgangsmåten for dette arbeidet er dokumentert i "Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter, Håndbok 1 – 2003". Her deles energiprojektene inn i kategoriene kraftproduksjon, transport, varmeproduksjon og sluttbrukertiltak. Gitte behov kan imidlertid løses ved hjelp av tiltak innen ulike kategorier. Et lokalt knapphetsproblem kan for eksempel avhjelpest både gjennom linjeforsterkning og ved lokal energiproduksjon eller sluttbrukertiltak. Hvilket alternativ som velges bør tas ut fra hva som er samfunnsøkonomisk mest lønnsomt i det aktuelle tilfellet. Siden prosjektspesifikke variabler av økonomisk, teknisk og miljømessig art spiller inn, vil egenskaper ved hvert alternativ måtte vurderes i hver enkelt tilfelle. En av de største utfordringene ved vurdering av ulike investeringsalternativer i energisektoren er dermed eierskap til investeringen og tilgang til informasjon.

I praksis er mange aktører involvert i ulike deler av markedet, og aktørenes incentiver avhenger i betydelig grad av hvilke deler av verdikjeden de er engasjert i. Siden det vanligvis er nettselskapene som investerer i linjer, kraftselskapene i ny produksjon og sluttbrukerne i enøktiltak, kan det være et problem å få utløst det samfunnsøkonomisk beste tiltaket i en aktuell situasjon. Siden lønnsomheten i prosjekter innen ulike kategorier også i stor grad vil være gjensidig avhengige, kompliseres beslutningsgrunnlaget ytterligere. I tillegg er investeringer i gassnett, som kan være en komplementær investering til et gasskraftverk eller et substitutt til fjernvarme- eller elnett, ikke inkludert i NVEs formelle ansvarsområde.

Når det gjelder valg av kalkulasjonsrente for bruk i NVEs samfunnsøkonomiske analyser, er denne fastlagt i NVE (2001) basert på FIN (2000). NVE har klassifisert mindre prosjekter etter forhåndsdefinerte risikogrupper med tilhørende standardiserte satser, mens det for store eller viktige enkeltprosjekter foretas egne beregninger av kalkulasjonsrenten. Kalkulasjonsrenten vil variere mellom prosjekt med ulik risikoprofil (systematisk risiko), mens verdien av nyttetapet for utsatt konsum antas å ligge fast uansett prosjekt (risikofri rente). Risikoprofilen til hvert enkelt prosjekt vurderes ut fra tre kriterier: graden av samvariasjon mellom prosjektets inntekter og nasjonalinntekten, andel faste kostnader i prosjektet og grad av fleksibilitet i anvendelsen.

Valg av kalkulasjonsrente er ikke et trivielt spørsmål verken i samfunnsøkonomiske analyser generelt eller for investeringer i energisektoren. Bare de siste årene har det blitt gjennomført flere utredninger og analyser i relasjon til kraftproduksjon og nettutvikling, se Andersen og Skjeret (2003), ECON (2004), ECON (2005) og Vennemo m. fl. (2005), samt diskusjoner i økonomiske fagtidsskrift, jf. Jenssen m. fl. (2004) og Hervik (2004).

Nettplanleggingen i det norske sentralnettet foretas av Statnett og kravet er at disse skal gjøres ut fra samfunnsøkonomiske kriterier, jf. Statnett (2008). Beslutningskriteriet for investeringer er samfunnsøkonomisk lønnsomhet i Norge. Kvantifisering av kostnader og nyttevirksomheter er vanskelig, men skal forsøkes så langt det lar seg gjøre. De viktigste kvantifiserbare nyttevirkningene som lar seg verdsette gjelder reduserte flaskehalsener i nettet som følge av økt overføringskapasitet, reduksjon av tapsekostnader og reduksjon av avbruddskostnader. I tillegg vektlegges enkelte ikke-kvantifiserbare forhold i tilknytning til miljøkonsekvenser, forsyningssikkerhet og hensynet til et velfungerende kraftmarked. Nettet skal forsterkes dersom det er samfunnsøkonomisk lønnsomt eller dersom grensene for hvor store avbrudd kan aksepteres i sentralnettet er overtrådt. For øvrig kan ukoordinert utbygging av nettkapasitet og nyetableringer på forbruks- eller produksjonssiden føre til store samfunnsøkonomiske tap. Hovedutfordringen er at involverte aktører har ulike rammebetingelser og incentiver, samt at ulike investeringsprosjekt har forskjellig tidsmessig utbyggingsperspektiv. Statnetts økonomiske incentiver for gunstig nettmessig lokalisering er sentralnettstariffen, etablering av nye markedsområder i Elspot og ved ekstraordinære tilfeller kan anleggsbidrag være aktuelt.

For mange typer investeringer bygger nettonåverdikriteriet imidlertid på antagelser som ofte er uforenelige med virkeligheten. Først og fremst gjelder det den underliggende forutsetningen om at investeringen kan omgjøres og kostnadene dekkes inn igjen, dersom investeringen viser seg mindre verdifull enn først antatt. Derneft gjelder det forutsetningen om at investeringen ikke kan utsettes. Hvis disse forutsetningene ikke holder, dvs. at investeringen er irreversibel eller at investeringsbeslutningen kan utsettes til mer relevant informasjon er tilgjengelig, er nettonåverdikriteriet uegnet. Netto-

nåverdikriteriet tar ikke hensyn til at en investering i dag fjerner muligheten for å gjøre den samme investeringen på et senere tidspunkt.

### **3.2 Realopsjonsanalyser**

I den økonomiske faglitteraturen er det i dag stor enighet om at realopsjonsteorien er et bedre fundament for vurderingen av usikre, irreversible investeringer enn rendyrkede nytte-kostnadsvurderinger, men også mer komplisert, se Brekke (2004) eller Kjærland (2007).

Muligheten for å utsette en irreversibel investering vil introdusere en alternativkostnad ved å investere nå fremfor senere, i og med at en utsatt investering kan gi ny informasjon som har en verdi for investor. Dette gjør at investeringsteori kan sees på som en analog til opsjonsteori slik vi finner den for finansielle markeder, der investeringen oppfattes som en rett, men ikke en plikt til iverksettelse, jf. Hull (2006). For en bedrift vil opsjonsverdien av investeringen isolert sett være lik forventet nettonåverdi pluss tidsverdien av realopsjonen. Videre vil irreversibilitet, samt muligheten for å utsette en investering gi en langt mer dynamisk evaluering av verdifastsettelsen av investeringen enn hva tilfelle er ved bruk av tradisjonell nettonåverdi. Begge disse forhold vil ha konsekvenser for investor, og vil kunne gi sterkt avvikende resultater i forhold til tradisjonell investeringsteori. For en gjennomgang av realopsjonsteorien, se for eksempel Dixit og Pindyck (1994) eller Schwartz og Trigeorgis (2004).

NVEs veileder i samfunnsøkonomiske analyser drøfter ikke anvendelse av realopsjonsteori på energimarkedet. Statnett benytter imidlertid et opsjonsbasert perspektiv i sin siste nettutviklingsplan, jf. Statnett (2008). Begrunnelsen er at sentralnettsinvesteringer ofte tar lengre tid å planlegge, konsesjonssøke og bygge enn nyetablering av forbruk eller produksjon. I tillegg er investeringene i stor grad irreversible og økonomiske, miljømessige og politiske rammebetingelser er usikre og kan endre seg relativt raskt. For å unngå samfunnsøkonomisk ulønnsomme utbyggingsforløp, ser Statnett det som viktig å legge til grunn et opsjonsperspektiv i nettplanleggingen. Konkret innebærer det at flere prosjekt blir utredet og konsesjonssøkt, enn det selskapet mener er realistisk å gjennomføre. Det er imidlertid ikke lagt vekt på utregning av opsjonsverdier, noe som kan være svært krevende. Opsjonsperspektivet i planleggingen skal sørge for fleksibilitet og handlekraft når det trengs.

Av generelle empiriske analyser kan nevnes Kjærland (2007) som anvender realopsjonsmodellapparatet til Dixit and Pindyck (1994) på potensielle investeringer i ny vannkraft i Norge. Analysen kvantifiserer opsjonsverdier basert på langsiktige forwardkurver og vurderer optimalt tidspunkt for aggregert investeringsatferd i kraftmarkedet. Resultatene viser at en økning i volatilitetsnivået på forwardprisene øker opsjonsverdien. Dermed vil investorene nøle med å investere. Dette fordi nivået på alternativkostnaden for de irreversible investeringene blir høyere. Modellen angir et gjennomsnittlig nivå på forwardprisene på 32 øre/kWh før det er optimalt å foreta irreversible investeringer i ny vannkraftkapasitet. Dette er et historisk høyt nivå, som ikke ble oversteget før mot slutten av 2005. Volatilitetsnivået som ligger til grunn for den beregnede "triggerverdien" er basert på empirisk volatilitet i forwardprisene på NordPool etter 2002/2003 vinteren, en periode hvor både gjennomsnittlig prisnivå og volatilitet har økt.

En av de tidligere analysene av irreversible investeringsbeslutninger under usikkerhet og store aktører i denne næringen presenteres i Keppo og Lu (2003). Her utdypes problemstillingen for et marked hvor nye produksjonsenheter ofte er av en slik størrelse at kapasiteten øker betraktelig, og dermed kan bidra til å redusere spotprisen. I tillegg, hvis en stor investor også allerede har etablert produksjonskapasitet, vil nyinvesteringen kunne resultere i redusert inntjening fra eksisterende anlegg. Investeringsbeslutningen vil derfor bli tatt med utgangspunkt i verdien av hele selskapet i stedet for av nyinvesteringen. Dette innebærer at for en stor investor må nettonåverdien for en investering i ny produksjonskapasitet være betydelig mer enn bare positiv for å forsvare en realisering. Graden av informasjon i markedet og muligheten for å prissikre seg i det finansielle markedet vil for øvrig også spille inn. Med perfekt informasjon er det ingen arbitrasjemuligheter. Analysen inneholder imidlertid ikke elementer av strategisk tilpassning som følge av markedsmakt.

### **3.3 Realopsjoner og strategisk atferd**

Den eksisterende litteraturen rundt realopsjoner behandler hovedsakelig bedriften som en (liten) isolert enhet, eventuelt at det er perfekt konkurranse i markedet. Situasjonen for mange næringer kjennetegnes imidlertid av et fåtall aktører, hvor hver aktørs beslutning har innflytelse på de andre aktørene. Dette gjelder også i kraftmarkedet. Investeringen kan dermed bli et strategisk element for beslutningshaver. Feilaktig opprettholdelse av en frikonkurranse- (eller monopol-) forutsetning, når den reelle situasjonen er oligopol og markedsmakt, vil i svært mange tilfeller sette klare begrensninger i forhold til forståelsen for hvordan investeringsbeslutninger virker inn på en næring. Koblingen mellom spillteori og realopsjonsteori et forholdsvis nytt, men meget aktivt, fagfelt innenfor den økonomiske faglitteraturen, se for eksempel Grenadier (2000) eller Smit og Trigeorgis (2004). Det er imidlertid fremdeles et begrenset antall analyser med anvendelse på kraftmarkedet.

I en studie med fokus på investeringer i ny produksjonskapasitet i det nordiske kraftmarkedet, studerer Jensen og Meibom (2008) i hvilken grad produsentenes eksisterende produksjonskapasitetsbeholdning påvirker graden av nyinvesteringer i gasskraftverk. Utgangspunktet for analysen er det samme som Kjærland (2007) – en stadig strammere energi- og effektbalanse uten tilsvarende økning i nyinvesteringer. I teorien skal spotprisen gi aktørene tilstrekkelige investeringssignaler, men forfatterne trekker frem flere forhold som på ulike måter gjør bildet mer sammensatt. For det første, investorer kan være risikoaverse og volatiliteten i fremtidig inntekt kan fremstå som for risikofylt til at investeringsprosjekter blir realisert, noe som gjelder spesielt for investeringer i toppplastkapasitet hvor eierne er avhengig av svært høye priser i få timer. I tillegg nevnes realopsjonsverdier, der det for investeringer i produksjonskapasitet basert på fossile brennstoff vil være en verdi i å vente på mer informasjon med hensyn til fremtidig CO<sub>2</sub>-kvoteregimer og -priser. Dernest nevnes problemer i forlengelsen av strategisk atferd, hvor aktørene i et marked kjennetegnet av få store produsenter, kan underinvestere for å presse prisen opp for sine eksisterende produksjonsenheter, mens etableringshindringer bidrar til å redusere konkurransen fra potensielt nye aktører. Modellen som presenteres i analysen simulerer investeringsbeslutninger i det nordiske kraftmarkedet i en stokastisk, dynamisk kontekst hvor det først er investerings-tidspunktet som avgjøres med utgangspunkt i realiseringen av ny informasjon vedrørende sentrale usikre variabler, før nyinvesteringens påvirkning på inntjeningen på eksisterende kapasitet vurderes. Resultatene viser at siden nye produksjonsenheter



konkurrerer med allerede etablert kapasitet, er nyinvesteringer svært sensitive overfor investorenes eksisterende produksjonsportefølje.

## 4. Forsyningssikkerhet og offentlig inngripen

Tilbakevendende anstrengte forsyningssituasjoner i deregulerte kraftmarkeder maner til forbedrede offentlige tiltak eller mer effektive incentiver til markedsaktørene, eller en kombinasjon. Velkjente kraftkriser inkluderer Chile (1998/1999), California (2000/2001) og Brasil (2001). Situasjonen i Midt-Norge – en region rik på energiresurser, men likevel truet av kraftunderdekning – setter problemstillingen på spissen. Det kan likevel sies at de norske myndighetene unnlot å introdusere pris-tak på sluttbrukerprisene, som var tilfelle i California, men “fristilte” den regionale kraftprisen for at den skulle tillates å stige i takt med synkende magasinnivå og begrenset importkapasitet. På den annen side kan man stille spørsmålet om Statnetts implementering av tiltakene på den offentlig godkjente SAKS-listen, og spesielt kjøpene av energiopsjoner og de mobile gasskraftverkene, kan ha dempet markedsaktørenes vilje til å investere i permanent regional kraftproduksjon.

Statnett har forsikret at energiopsjonene og de mobile kraftverkene kun vil bli satt i verk dersom sannsynligheten for rasjonering overstiger 50 %. Estimering av denne sannsynligheten er imidlertid verken enkel eller lett gjennomskuelig, jf. ECON (2007), og effektene på markedsprisene er også usikre. Nå som de mobile kraftverkene er i ferd med å ferdigstilles, har det i tillegg kommet opp krav fra enkelte aktører (NTE, jf. [www.tu.no](http://www.tu.no) 12.11.08) om at disse kraftverkene må produsere allerede når det er avvik i prisene mellom NO1 og NO2, for å hindre prisforskjeller mellom landsdelene. Selv om NVE har avvist kravet, kan muligheten skape usikkerhet for om pristopper som følger av produksjonsknapphet vil bli dempet av myndighetene. Denne usikkerheten kan virke negativt inn på investeringsincentivene, fordi investorer er avhengig av relativt høye priser i enkelte timer for å dekke både driftskostnader og investeringskostnadene, jf. Joskow (2007). I tillegg burde ressursene som Statnett bruker på å endre kraftbalansen gjennom å kjøpe energiopsjoner fra store kraftforbrukere samtidig blitt gjort tilgjengelig for utvideleser i produksjonskapasiteten og i el-nettet, jf. Ruff (2002), som kritiserer subsidiering av etterspørselsrespons i USA.

Godkjennelsen til bygging av de mobile gasskraftverkene ble gitt uten krav om CO<sub>2</sub>-håndtering, og avgjørelsen har vært upopulær blant miljøverngrupper. Også eierne av investeringsprosjektet for permanent gasskraftverk i Elnesvågen, Industrikraft Møre AS, har argumentert mot Statnetts investeringer i de mobile kraftverkene. De mener at det er samfunnsøkonomisk ulønnsomt å bruke betydelige økonomiske ressurser på en midlertidig reserveproduksjonsløsning i stedet for permanente tiltak. Det har i den forbindelse for eksempel blitt foreslått å gjennomføre en tilsvarende anbudsordning for ny elektrisitetsproduksjon som CADA (Capacity and Differences Agreements) i Irland, et tiltak som er godkjent av EU, jf. European Commission (2003).

EUs Elektrisitetsdirektiv krever at tiltakene som systemoperatøren benytter er markedsbaserte. Således kan ikke systemoperatørene i medlemslandene være involvert i kraftproduksjon, som å eie mobile kraftverk for reserveformål. Direktivet gir imidlertid anledning til å gjennomføre tilbud for å bygge ny produksjonskapasitet når konsesjonsprosessen viser seg å være utilstrekkelig for å sikre forsyningssikkerheten, som i tilfellet for Irland nevnt ovenfor. Spørsmålet om når investeringsbeslutningene skal overlates til markedsaktørene og når reguleringsmyndighetene skal blande seg inn for å hjelpe frem investeringer, har for øvrig ikke noe enkelt svar, se diskusjonen i Bjørnebye (2007). Det kan for eksempel være slik at underinvesteringene i ny produksjonskapasitet er et

resultat av usikre offentlige rammebetingelser og regulatorisk risiko eller opprettholdes av for streng praktisering av konsesjonskravene.

Økonomisk teori og dens utgangspunkt i perfekte markeder gir begrenset råd i praktiske saker, som her, der spørsmålet er hvordan man i en situasjon med regional tiltagende fare for brist i forsyningssikkerheten skal velge den rette balansen mellom et fritt marked og offentlig inngripen. Basert på utviklingen i Midt-Norge synes det imidlertid som om offentlige myndigheter kan forbedre nytte-kostnadsverktøyet som ligger til grunn for konsesjonsprosessene, ved å utvide gyldighetsområdet for analysene. Mer konkret kan det gis rom for kvalitative vurderinger av realopsjonsverdier og strategisk bedriftsattferd. Metoder for å inkludere eller å diskutere realopsjonsverdier – annet enn muligheten for å utsette et investeringsprosjekt – er i dag ikke inkludert i NVEs samfunnsøkonomiske veileder. Noen investeringsprosjekt kan forenkle (eller blokkere) påfølgende prosjekt og slike realopsjonsverdier (eller tap av verdier) bør bli evaluert – om ikke annet så på en kvalitativ måte. Analyser av samfunnsøkonomisk nytte og kostnader av en investering sett i sammenheng med sitt miljø kan også bidra til mer robuste utbyggingsløsninger. Et prosjekts egenskaper kan for eksempel være positivt eller negativt korrelert (i tilknytning til naturforhold, økonomiske forhold, klima etc.) med ulike andre investeringsalternativ. Ulike prosjekt kan ha forskjelling innvirkning på sårbarheten i kraftsystemet og for forsyningssikkerheten: En jordkabel har en annen sannsynlighet for feil gitt variasjoner i temperatur sammenlignet med en luftlinje, og et termisk kraftverk har mer stabil produksjonskapasitet i et tørrår enn et vannkraftverk. Tilsvarende kan verdien av et vinkraftanlegg være høyere dersom det er lokalisert i det samme området som et vannkraftverk med magasinkapasitet. Det foreligger imidlertid ingen oppskrift på hvordan en slik utvikling bør organiseres.

Det finnes noen alternative tilnærminger for behandling av usikkerhet og forsikringsaspektet i teoretisk reguleringsteori. Et eksempel er Joskow og Tirole (2005), som peker på fordelingen av en diversifiseringsgevinst fra en el-nettsinvestering ved å hensepile på CAPM-prinsippet: En investerings som gir avkastning når andre investeringer fungerer mindre bra bør belønnes, for eksempel gjennom kalkulasjonsrenten i en nytte-kostnadsanalyse. Et annet eksempel er Sandsmark og Vennemo (2007) som argumenterer for at investeringer som reduserer risiko skal ha en lavere internrente enn den risikofrie renten. Selv om inkludering av slike aspekter vil være mer ressurskrevende, vil gjennomføringen kunne gi reguleringsmyndighetene en bedre forståelse for komplekse aktørrelasjoner i markedet og utfordringer ved trinnvise investeringer, i tillegg til at konsesjonsprosessene vil bli mer fleksible.

Den åpenbare hensikten med å pålegge markedsaktørene samfunnsøkonomisk lønnsomhetskrav er å sørge for at det ikke realiseres prosjekter som genererer negative eksterne effekter uten at de tilhørende kostnadene er medregnet i den bedriftsøkonomiske analysen. I forhold til utviklingen av energisektoren – hvor innenlands anvendelse av gass, elektrifisering av sokkelen, mulig utbygging av offshore kraftnett og fangst og lagring av CO<sub>2</sub> bidrar til å øke kompleksiteten – kan det imidlertid etter hvert bli vel så viktig at myndighetene legger til rette for at prosjekter som er samfunnsøkonomisk, men ikke bedriftsøkonomisk lønnsomme, blir realisert. Slike situasjoner oppstår når et prosjekt bidrar til samfunnsnytt på en måte som ikke gjenspeiles i markedet. Virkningen kan både være utenfor kraftsystemet og innenfor, som nettverksvirkninger ved produksjonsøkning innenfor et flaskehalsområde. I prinsippet skal positive eksterne effekter tillegges prosjektets nytteside, men i praksis skal det i dagens regime svært gode grunner til å inkludere slike virkninger, da NVE

vanligvis regner med at nyttesiden fullt og helt fanges opp ved beregning av konsumentoverskuddet.

## Referanser

- Andersen, C. og F. Skjeret (2003) Valg av diskonteringsrente ved nettinvesteringer, SNF-rapport 01/2003, Samfunns- og næringslivsforskning, Bergen
- Bjørnebye, H. (2007) Electricity generation capacity tenders in the security of supply interest: It's all wrong, but it's all right, EUI Working Papers, RSCAS 2007/06, Florence School of Regulation, European University Institute
- Boardman m. fl. (2006) *Cost-Benefit Analysis: concepts and practice*. Pearson Prentice Hall
- Brekke, K. A (2004) Realopsjoner og fleksibilitet i store offentlige investeringsprosjekter, Rapport 8/2004, Frisch-senteret, Oslo
- Dixit, A. K. og R. S. Pindyck (1994) *Investment Under Uncertainty*, Princeton University Press, Princeton
- ECON (2004) Discount rates for transmission investments, ECON-rapport 2004-103, ECON Analyse, Oslo
- ECON (2005) Kalkulasjonsrenta for vannkraftforvaltning på lang sikt, ECON Notat 2005-052, ECON Analyse, Oslo
- ECON (2007) Decision criteria for the use of SAKS-measures, ECON-Report 2007-113, Oslo
- European Commission (2003) State aid N 475/2003 – Ireland, Public Service Obligation in respect of new electricity generation capacity of security of supply, [http://ec.europa.eu/community\\_law/state\\_aids/comp-2003/n475-03.pdf](http://ec.europa.eu/community_law/state_aids/comp-2003/n475-03.pdf)
- FIN (2000) Veiledning i samfunnsøkonomiske analyser, Finansdepartementet
- FIN (2005) Veiledning i samfunnsøkonomiske analyser, Finansdepartementet
- Grenadier, S. (2000) *Game Choices: The Intersection of Real Options and Game Theory*, Risk Books
- Hervik, A. (2004) Justering av diskonteringsrenten, *Økonomisk Forum*, nr 6. 2004
- Hull, J. C. (2006) *Options, futures and other derivatives*, 6.oppl., Prentice Hall, NJ
- Istad (2008) Kraftsystemutredning Møre og Romsdal Hovedrapport 2008, Istad Nett, Molde Mai 2008
- Jensen, S. G. og P. Meibom (2008) 'Investments in liberalised power markets. Gas turbine investment opportunities in the Nordic power system' *Electrical Power & Energy Systems*, 30, 113-124
- Jenssen, Å. E. B. Lilledahl og H. Vennemo (2004) Helt kabelaktig: Kalkulasjonsrente for kabelinvesteringer, *Økonomisk Forum* nr. 6, 2004
- Joskow P. L. (2007) Competitive electricity markets and investment in new generating capacity, *The New Energy Paradigm* (Helm D. ed.), Oxford University Press, Oxford
- Joskow P. L., og Tirole J. (2005) Merchant transmission investment *Journal of Industrial Economics*, 53, 233-264
- Keppo, J. og H. Lu (2003) Real options and a large producer: the case of electricity markets, *Energy Economics*, 25, 459-472

- Kjærland, F. (2007) A real option analysis of investments in hydropower – The case of Norway, *Energy Policy*, 35, 5901-5908
- Lous, K. V. (2007) Et anstrengt kraftmarked i Møre og Romsdal. Hva er problemet og hvordan vil markedet fungere? SSB Rapport 2007/39
- Nordel (2008) Nordic Grid Master Plan 2008, Organisation for the Nordic Transmission System Operators, March 2008,
- NTE (2008) Kraftsystemutredning for Nord-Trøndelag 2008-2023 Hovedrapport, Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk, Mai 2008
- NVE (2001) Bruk av risikojustert kalkulasjonsrente ved vurdering av energiprojekter, Internt notat, Norges Vassdrags og Energidirektorat, 2001
- NVE (2003) Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter. Håndbok.
- NVE (2004) Beregning av potensial for små kraftverk i Norge. Norges Vassdrags og Energidirektorat, Rapport 19/2004
- Ruff L. E. (2002) Demand response: Reality versus "resource", *The Electricity Journal*, 15, 10-23
- Sandsmark, M. og A. Hervik (2006) Regionale kraftutfordringer. Kraftkrevende industri mot strømmen i Midt-Norge, Rapport 0612, Høgskolen i Molde/Møreforskning Molde, Molde
- Sandsmark, M. and H. Vennemo (2007) A portfolio approach to climate investments: CAPM and endogenous risk, *Environmental and Resource Economics*, 37(4), 681-695
- Schwartz, E.S. og L. Trigeorgis (2004). *Real Options and Investment under Uncertainty: Classical Readings and Recent Contributions*, MIT Press
- Smit, H. T. og L. Trigeorgis (2004) *Strategic Investment: Real Options and Games*, Princeton University Press, Princeton
- Statnett (2005) Synergier mellom gass og kraft i Midt-Norge, Statnett desember 2005, Oslo
- Statnett (2008) Nettutviklingsplan for sentralnettet 2008-2025, august 2008, Statnett, Oslo
- Trønderenergi (2008) Regional kraftsystemutredning for Sør-Trøndelag 2008 – 2023 Hovedrapport, Juni 2008
- Vennemo, H., Å. Jenssen og E. B. Lilledahl (2005) Discount rates for power investments, ECON Arbeidsnotat 2005-4, ECON Analyse, Oslo