

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITENSKAP



Forord

Denne masteroppgaven er skrevet ved Institutt for Matematiske realfag og Teknologi (IMT) på Universitetet for Miljø og Biovitenskap (UMB). Oppgaven markerer avslutning av min femårige mastergrad i Industriell økonomi, Miljøfysikk og Fornybar Energi. Arbeidet med oppgaven ble gjort fra januar til mai 2013 og tilsvarer 30 studiepoeng.

Jeg vil først og fremst takke mine veiledere Tor Kristian Stevik ved UMB og Knut Hornnes ved Statnett SF. Tor Kristian har viet mye tid til ukentlige møter og bidratt med verdifulle tilbakemeldinger på arbeidet underveis. Takk for god veiledning og inspirerende møter. Knut har bidratt med utforming av oppgaven og har kommet med nyttige innspill. Han har også vært en stor inspirasjon med sin faglige tyngde.

Jeg vil også takke Kristen Skrivervik fra SFE Nett AS som har tatt seg tid og svart på spørsmål rundt kraftsystemet i Sogn og Fjordane. Kristen har også bidratt med data som ble benyttet i analysen.

Til slutt vil jeg takke Sidsel Lyster Haugstad, Astrid Røhme og pappa for korrekturlesing.

Ås, mai 2013

Lars Christian Østgaard

Sammendrag

Midt-Norge har slitt med høye kraftpriser i flere år. Årsaken er befolkningsvekst og nye industrietableringer som har ført til at forbruket i Midt-Norge har økt de siste årene. I tillegg til lav magasinkapasitet i området, har det ikke vært bygget ut nok lokal produksjon til å kompensere for forbruksveksten. Dette har ført til at Midt-Norge i dag opplever et kraftunderskudd på 7,5 TWh i et normalår, og området er derfor avhengig av import.

Sogn og Fjordane er et overskuddsområde når det kommer til kraftproduksjon og fylket er derfor netto eksportør av kraft. Selv om fylket har et kraftoverskudd på 5,7 TWh i et normalår, befinner store deler av produksjonen i fylket seg i Indre Sogn. Begrenset kapasitet på sentralnettet gjennom fylket har derimot gjort at også nordlige deler av fylket sliter med svekket forsyningssikkerhet. Flaskehalsen på nettet og svekket forsyningssikkerhet har gjort at kraftkrevende industri i Midt-Norge møter høyere kraftpriser og bedriftene har ikke kunnet utvide produksjonen.

I tillegg til dagens kraftoverskudd, er Sogn og Fjordane det fylket i landet som har størst potensial for utbygging av ny fornybar energi. Det meste av dette potensialet er uregulert produksjon. Slik situasjonen er i dag, har ikke nettet i området kapasitet til å ta imot mer produksjon. Dette gjør at investeringer på nettet er en forutsetning for at man kan utnytte potensialet til de fornybare energiressursene.

NVE har i den forbindelse gitt konsesjon til oppgraderingen av sentralnettet mellom Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal med 420 kV kraftlinjen Ørskog-Sogndal. Sammen med tiltak på regionalnettet muliggjør denne kraftlinjen tilknytting av ny fornybar kraftproduksjon i fylket, og videre overføring nordover.

I denne oppgaven blir det gjort en Nytte-kostnadsanalyse av potensialet for ny fornybar kraftproduksjon i Sogn og Fjordane. Prosjektene som inkluderes er konsesjonssøkte, eller meldte prosjekter hentet fra SFE sin kraftsystemutgreiing fra 2012. Den planlagte produksjonen inkluderer 1,3 TWh vannkraftprosjekter, 2,3 TWh ny småkraft, og 2 TWh vindkraft.

Abstract

Midt-Norge has struggled with high electricity prices for several years. The reason is population growth and industrial establishments that have led to increased consumption in Midt-Norge in recent years. In addition to low reservoir capacity in the area, it has not been developed enough local production to compensate for consumption growth. This has led Midt-Norge to currently experiencing a power deficit of 7.5 TWh in a normal year, and the area therefore depends on imports.

Sogn og Fjordane is a power generation surplus area, and the county is therefore a net exporter of power. Even though the county has a surplus of 5.7 TWh in a normal year, the majority of production in the area is located in Indre Sogn. Limited capacity on the national grid through the county, however, has made that even northern parts of the county are struggling with diminished supply. Bottlenecks and diminished supply contributes to the fact that energy-intensive industry in Midt-Norge face higher electricity prices, and the industry have not been able to expand production.

In addition to the current electricity surplus, Sogn og Fjordane has the greatest potential for establishing new renewable energy in the country. However, most of this potential is unregulated production. Today, the transmission has not enough capacity to accommodate more production. Investments on power transmission are therefore essential to exploiting the potential of renewable energy resources.

NVE has thus authorized the upgrade of the national grid between Sogn og Fjordane and Møre og Romsdal with the power line 420 kV Ørskog-Sogndal. Along with measures of regional transmission, this enables grid connection of new renewable power generation in the county and further transfer north.

A Cost-benefit analysis of the potential for power generation from renewable energy sources in Sogn og Fjordane has therefore been done. The projects included are the applied or notified projects taken from SFE's kraftsystemutgreiing from 2012. The potential includes 1.3 TWh of hydropower projects, 2.3 TWh of new small hydro power, and 2 TWh wind power.

Innholdsfortegnelse

Figurliste.....	ix
Tabelliste.....	x
1 Innledning	1
1.1 Problemstilling	2
1.2 Symbolliste.....	3
2 Bakgrunn	5
2.1 Systemansvaret.....	5
2.2 Begrunnelse for utbyggingen av 420 kV Ørskog-Sogndal.....	6
2.2.1 Forsyningsikkerhet	6
2.2.2 Potensiell kraftproduksjon.....	9
2.2.3 Prisforskjeller	10
2.2.4 Alternative tiltak	11
2.3 420 kV Ørskog-Sogndal	12
2.3.1 Beskrivelse av ferdig utbygget nett.....	16
2.4 Beskrivelse av eksisterende kraftsystem (Nullalternativet).....	18
2.5 Utvikling av kraftsystemet, produksjon og forbruk (Referansebanen)	22
2.5.1 Nettiltak	23
2.6 Nettilknytning for ny kraftproduksjon	26
2.6.1 Vindparker.....	27
2.6.2 Vannkraftverk.....	28
3 Teori.....	32
3.1 Samfunnsøkonomiske analyser	32
3.1.1 Netto nåverdi	33
3.1.2 Paretoforbedringer og Kaldor-Hicks kriteriet	35
3.1.3 Nytte-kostnadsbrøk	36
3.1.4 Bedriftsøkonomisk- og Samfunnsøkonomisk lønnsomhet	36
3.1.5 Risiko og kalkulasjonsrente	36
3.1.6 Avhengighet	39
3.1.7 Andre forutsetninger	39
3.2 Nytte-kostnadsanalyse (NKA)	40

3.2.1	Nyttesiden	41
3.2.2	Kostnadssiden	45
3.3	Virkemidler	50
3.4	Det norske kraftsystemet	52
3.4.1	Kraftproduksjon og balanse	52
3.4.2	Overføringsnettets	53
3.5	Det nordiske kraftmarkedet	55
3.5.1	NordPool Spot	55
3.5.2	Kraftpriser	58
4	Analysen og vurderinger	61
4.1	Datsett og modell	61
4.2	Avgrensning & forutsetninger	63
4.3	Prosjekter	65
4.4	Sensitivitets- og scenarioanalyse	68
5	Resultater	71
5.1	Scenario 1 – Standard/middels scenario	71
5.2	Scenario 2a – Lavpris scenario	72
5.3	Scenario 2b – Høypris scenario	73
5.4	Scenario 3a – Lav kalkulasjonsrente scenario	74
5.5	Scenario 3b – Høy kalkulasjonsrente scenario	75
5.6	Scenario 4a – Pessimistisk scenario	77
5.7	Scenario 4b – Optimistisk scenario	78
5.8	Scenario 5 - Variabelt scenario	79
6	Diskusjon	85
7	Oppsummering og konklusjon	91
	Litteraturliste	94

Figurliste

Figur 1: Investeringsutvikling i kraftsystemet i perioden 1973-2009 med beskrivelse av hvor investeringene er gjort, produksjon, sentral- og regionalnett (1998-prisnivå)	6
Figur 2: Prisforskjeller mellom Midt-Norge (NO3), Østlandet (NO1) og referanseprisen (systempris) i perioden 2005-2012	11
Figur 3: Den konsesjonsgitte traseen til 420 kV Ørskog-Sogndal gjennom Sogn og Fjordane og Sunnmøre	15
Figur 4: Skisse av den nåværende situasjonen på sentral- og regionalnettet mellom Indre Sogn og Ørskog (Nullalternativet).....	19
Figur 5: Oversikt over planlagte nettiltak med transformeringspunkter for nettilknytning mellom regional-, og sentralnettet	25
Figur 6: Geografisk illustrasjon av planlagte vindparker i Sogn og Fjordane og 420 kV Ørskog-Sogndal kraftlinjen som vindkraften skal knyttes opp mot.....	28
Figur 7: Områder med mye planlagt småkraft.....	29
Figur 8: Oversikt over planlagte vannkraftverk i Sogn og Fjordane som skal knyttes opp mot Ørskog-Sogndal linjen.....	31
Figur 9: Skjematisk fremstilling av det norske kraftsystemet.....	54
Figur 10: Skisse av det nordiske kraftmarkedet.....	56
Figur 11: Oversikt over inndelingen av de ulike prisområdene som inngår i det nordiske kraftmarkedet NordPool Spot. Oppdatert mai 2013	58
Figur 12: Resultater fra scenarioanalysen viser de totale nåverdiene av samtlige prosjekter.....	81
Figur 13: Grafisk framstilling av lønnsomheten til utvalgte prosjekter for de forskjellige scenarioene.....	82
Figur 14: Fremstilling av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til de ulike teknologiene for samtlige scenarioer.	84

Tabelliste

Tabell 1: Symbolliste med beskrivelse av begreper.....	3
Tabell 2: Ny kraftproduksjon (meldt eller konsesjonssøkt) som ikke kan bygges ut før 420 kV Ørskog-Sogndal er på plass. Det meste av dette er uregulert produksjon	10
Tabell 3: Nytte- og kostnadsberegninger for 420 kV kraftlinjen Ørskog-Sogndal	13
Tabell 4: Endring i kostnadsberegningene av 420 kV kraftlinjen Ørskog-Fardal (Sogndal) fra første konsesjonssøknaden i 2007 til de ferskeste tallene hentet fra Statnetts hjemmesider	14
Tabell 5: Kraftbalansen i Sogn og Fjordane og Midt-Norge i et normalår.	20
Tabell 6: Oversikt over forbruk, produksjon og import til Midt-Norge målt i TWh i perioden 2002-2010	21
Tabell 7: Econ Pöyrys prognose for utviklingen i kraftprisen i Norge [kr/kWh]	60
Tabell 8: Datagrunnlaget for planlagte vindparker.....	62
Tabell 9: Datagrunnlaget for planlagte vannkraft- og småkraftverk	62
Tabell 10: Datagrunnlaget for planlagte netttiltak.....	62
Tabell 11: Kostnadsgrunnlag for småkraftverk.....	68
Tabell 12: Oversikt over de 8 ulike scenarioene med valgt variabelstørrelser.....	70
Tabell 13: Et utvalg prosjekter er presentert med prisnivå, justerte nåverdiberegninger, internrenter og nytte-kostnadsbrøk fra standard/middels scenarioet.	72
Tabell 14: Presentasjon av resultatene fra nåverdiberegningen for et utvalg prosjekter fra lavprisscenarioet.	73
Tabell 15: Presentasjon av resultatene fra nåverdiberegningen for et utvalg prosjekter fra lavprisscenarioet.	74
Tabell 16: Presentasjon av resultatene fra nåverdiberegningen for et utvalg prosjekter fra kalkulasjonsrentescenario a.....	75
Tabell 17: Presentasjon av resultatene fra nåverdiberegningen for et utvalg prosjekter fra kalkulasjonsrentescenario b.	76
Tabell 18: Presentasjon av resultatene fra nåverdiberegningen for et utvalg prosjekter fra det pessimistiske scenarioet.	78
Tabell 19: Presentasjon av resultatene fra nåverdiberegningen for et utvalg prosjekter fra det optimistiske scenarioet.....	79
Tabell 20: Presentasjon av resultatene fra nåverdiberegningen for et utvalg prosjekter fra det variable scenarioet.	81

1 Innledning

Befolkningsvekst og etablering av ny kraftkrevende industri har ført til at forbruket Midt-Norge har økt (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012). Ny produksjon i området har imidlertid ikke vært nok til å dekke denne forbruksveksten. Det stadig økende kraftunderskuddet i området har derfor ført til strammere forsyningssikkerhet sammenlignet med tidligere tiår. Samtidig er Sogn og Fjordane per i dag et overskuddsområde grunnet høy produksjon og stabilt forbruk. I tillegg er Sogn og Fjordane det fylket i landet med størst potensial for utbygging av ny kraftproduksjon av fornybar energi.

Grunneiere på Vestlandet har stått i kø i mange år for å bygge småkraftverk (BKK AS 2011). I 2009 innførte imidlertid Sogn og Fjordane Energi (SFE) full byggestopp for ny kraftproduksjon for sine kunder, på grunn av sprengt nettkapasitet i fylket (Teknisk Ukeblad 2009). Bakgrunnen for dette var en analyse av kraftsituasjonen i Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal som SFE Nett AS gjennomførte i samarbeid med Statnett SF og Istad Nett. Det ble påpekt at sentralnettet mellom Ørskog og Aurland ikke hadde kapasitet nok til å ta i mot ny kraftproduksjon utover prosjektene som har fått konsesjon og at nettilkobling for all ny kraftproduksjon i Sogn og Fjordane derfor var umulig før en ny 420 kV Ørskog-Sogndal kraftlinje sto ferdig.

Et utdrag av et brev Statnett SF har sendt til NVE, forteller at: *“Vår anbefaling er at man er tilbakeholden med å gi tillatelse for tilknytning av ny kraftproduksjon før ny nettkapasitet, dvs. ny 420 kV Ørskog-Fardal, er i drift. Av hensyn til nettplanlegging og utbygging i regional- og distribusjonsnettet samt kraftutbyggernes planlegging, er det likevel ønskelig at konsesjonsbehandlingen av omsøkt ny småkraftproduksjon ikke utsettes. Men at eventuelle konsesjoner kan gis med forbehold om at nettilknytning først kan skje etter at det kan dokumenteres tilstrekkelig nettkapasitet.” (SFE 2012b).*

For å nå fornybardirektivets krav om 26,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Sverige innen 2020, har el-sertifikatmarkedet blitt innført også i Norge. Sertifikatmarkedet er en støtteordning som gir incentiver til å bygge ut fornybar kraftproduksjon, og åpner for utbygging av mer marginale fornybarprosjekter. Men siden de fornybare energiresursene er begrensede, er det ønskelig at ressursene utnyttes best mulig. Det er derfor viktig å sikre at utbygginger i energisektoren er samfunnsøkonomisk effektiv. Dette innebærer at ressursene fordeles mest mulig samfunnsøkonomisk effektiv og krever at det er effektivitet både i produksjon, forbruk og i sammensetningen av produksjon og forbruk (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012).

1.1 Problemstilling

Bakgrunnen for denne oppgaven er utbyggingen av en 420 kV kraftledning mellom Ørskog transformatorstasjon i Møre og Romsdal til nye Sogndal transformatorstasjon i Sogn og Fjordane. Denne utbyggingen blir sett i sammenheng med flere investeringer på regionalnettet i Sogn og Fjordane. Kapasitetsøkning i overføringsnettet muliggjør tilknytning av ny kraftproduksjon. Tiltakene vil dermed forbedre utnyttelsen av energiresursene i områder som allerede har store mengder regulerte vassdrag.

I denne oppgaven foretas en samfunnsøkonomisk analyse som skal belyse nytte- og kostnadsvirkninger av ny kraftproduksjon og nettiltak i Sogn og Fjordane. Data som benyttes i beregninger er estimert produksjon og kostnader. Data er hentet fra SFE sin regionale kraftsystemutgreiing fra 2012 og aktuelle konsesjonssøknader som er tilgjengelig på NVEs hjemmesider.

Analysen vil undersøke hvordan ulike størrelse på variabler vil påvirke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til de valgte prosjektene. Det blir foretatt simuleringer av ulike scenarioer med forskjellige størrelse på bl.a. kalkulasjonsrente og kraftpris.

Modellene som brukes er i hovedsak hentet fra NVEs håndbok, mens mye av teorien er hentet fra Finansdepartementets veileder. Tallmateriale som ligger til grunn i analysen er estimerte investeringskostnader, antatt produksjon og overføringskapasitet hentet fra tiltakshavernes konsesjonssøknader.

Oppgaven gir imidlertid ikke en fullstendig samfunnsøkonomisk analyse av energiprojektene. Faktorer som ekskluderes fra analysen er bl.a. miljømessige-, biologiske effekter samt effekter for lokal økonomi og sysselsetting.

1.2 Symbolliste

Tabell 1: Symbolliste med beskrivelse av begreper.

Symbol	Enhet	Betegnelse/Beskrivelse
Økonomisk		
CO	kr	Investeringskostnad
Ct	kr	Kontantstrøm år t
D	kr	neddiskonterte driftskostnader
elavgift	%	Elavgift
fk	kr	Korreksjonsfaktor for årlig avbruddskostnad
FL	år	Fysisk levetid
Fu	%	Andel produksjon i uke u/Relativ mengde frigjort kraft
I	kr	Investeringskostnad
I	kr	Neddiskonterte investeringskostnader
j		Tellervariabel for anleggsdeler
KILEtap	kr/kWh	Spesifikk avbruddskostnad for lastpunktet, ikke levert energi for varighet rj, referansetidspunkt (januar)
mva	24 %	Merverdiavgift
N	kr	Brutto nytte/Netto nytte
nettap	10 %	Effekttap i overføringsnettet
NKB	-	Nytte-kostnadsbrøk
NNBO	kr	Netto nåverdi per budsjettkrone
NNVO	kr	Netto nåverdi
P	kWh/h	Midlere belastning over året
Pref	kWh/h	Belastningen på referansetidspunktet dvs. januar (maksimal last)
Pu	kr/kWh	Spotpris i uke u
r	%	Kalkulasjonsrenten
R	kr	Restverdi
rj	h/feil	Summen av reparasjonstid for anleggsdel nr. j og koblingstid, evt. omkoblingstid i nettet
t	år	år nummer
T	år	Levetid
u	1-52	Ukenummer
U	kr	neddiskonterte eksterne kostnader
X	kWh	Årlig kraftproduksjon
ØL	år	Økonomisk levetid
λj	antall feil/år	Feilfrekvens for anleggsdel nr. j
Teknisk		
f	Herz [Hz]	Frekvens
I	Ampere [A]	Strøm
P/PO	Watt [W]	Aktiv effekt
V	Volt [V]	Spenning
Diverse		
TSO	-	Systemansvarlig (Statnett SF i Norge)
CET	timer [h]	Central European Time (UTC+1)
Referansebanen		
Beskriver fremtidig forbruk og belastning sammenlignet med produksjonsprognoser.		

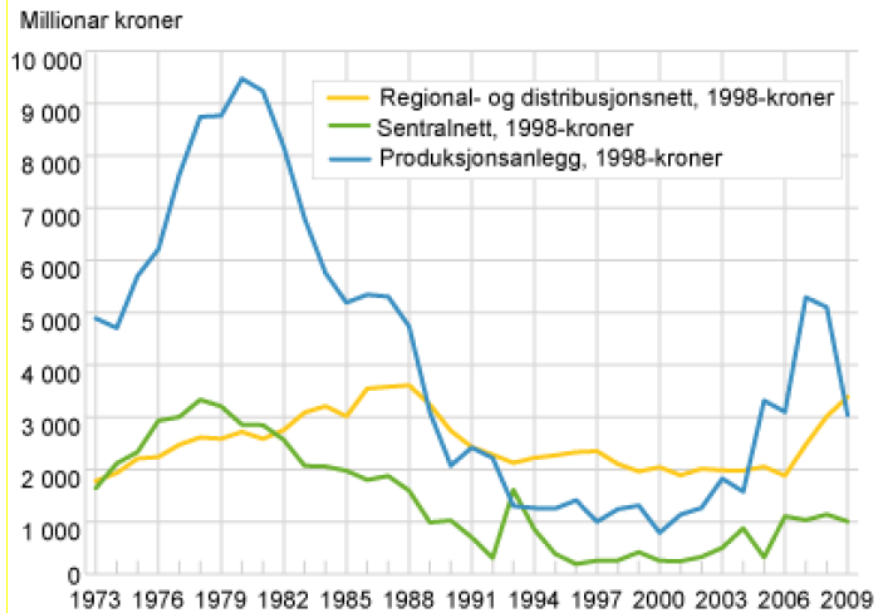
Utvalgte begreper forklares mer detaljert i teorikapitlet.

2 Bakgrunn

2.1 Systemansvaret

I Norge er Statnett SF systemansvarlig, og har til enhver tid oppgaven med å koordinere produksjon og forbruk av elektrisk kraft i det norske kraftsystemet (Statnett SF 2007). En annen viktig oppgave for den systemansvarlige er å sørge for tilstrekkelig forsyningsikkerhet. Statnett SF er en monopolbedrift underlagt Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og Olje- og energidepartementet (OED), og har ansvar for en rasjonell drift og utvikling av sentralnettet og utenlandsforbindelsene. På regionalt nivå er det oppnevnt lokale systemansvarlige som har ansvar for å utarbeide årlige rapporteringer på kraftsystemet innenfor fylke. I Sogn og Fjordane er det Sogn og Fjordane Energi Nett AS (SFE Nett) som er systemansvarlig, mens det i Møre og Romsdal er Istad Kraft AS. I Trøndelagsfylkene har NTE Nett AS og Trønderenergi Nett AS systemansvar for henholdsvis nord og sør.

De neste ti årene planlegger Statnett SF å investere mellom 50 og 70 milliarder kroner i sentralnettet (Teknisk Ukeblad 2012a). Ifølge tall fra Energi Norge skal nettselskaper samtidig investere 80 milliarder kroner i regional- og distribusjonsnettet (Teknisk Ukeblad 2010). Årsaken til økningen i investeringene på kraftsystemet, er at det har blitt foretatt få nettinvesteringer på 1990-tallet og fram til rundt 2005. Dette har sammenheng med dereguleringen av kraftmarkedet som ble gjennomført tidlig på 90-tallet, se vedlegg F. Figur 1 viser en historisk oversikt over investeringer på kraftsystemet både på nett- og produksjonssiden fra 1973 til 2009. Figuren viser en markant nedgang i størrelsen på totale investeringer i produksjon siden midten av 70-tallet med den økning igjen etter 2000. Siden midten av 80-tallet har det i tillegg vært markant nedgang i nettinvesteringer, men dette er også på vei opp igjen etter tusenårsskifte. Man kan se at endringer i nettinvesteringer følger trenden til investeringer i produksjon. NVE har analysert nettutbyggingsplaner de siste 15 årene og melder om at hele 30 % av prosjektene ble skrinlagt, mens ca. 45 % ble utsatt eller ikke realisert (Teknisk Ukeblad 2013e). Det vil si at kun 25 % av alle prosjektene ble gjennomført som planlagt. I tillegg begynner store deler av nettet som ble bygget på 70-tallet å nærme seg sin tekniske levetid.



Figur 1: Investeringsutvikling i kraftsystemet i perioden 1973-2009 med beskrivelse av hvor investeringene er gjort, produksjon, sentral- og regionalnett (1998-prisnivå) (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012).

2.2 Begrunnelse for utbyggingen av 420 kV Ørskog-Sogndal

2.2.1 Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerheten består av risiko for rasjonering som er knyttet til svikt i kraftbalansen, mens risiko for avbrudd er knyttet til kraftsystemets evne til å håndtere tekniske feil. Dette kapitlet forklarer disse forskjellene nærmere og går gjennom virkemidler som kan brukes for å opprettholde forsyningssikkerheten i kritiske situasjoner.

Det er et mye større fokus på forsyningssikkerheten enn før siden samfunnet har gjort seg avhengig av elektrisk kraft. For et moderne samfunn er sikker kraftforsyning helt avgjørende og man tar dette som en selvfølge. Dersom strømmettet bryter sammen stopper samfunnet opp slik vi kjenner det i dag, og derfor har kravet til varslings tid for planlagte avbrudd blitt mye lengre med årene. Ved strømbrydd vil store deler av samferdselen stoppe opp på grunn av at trafikkløys, drivstoffpumper og den elektriske delen av jernbanen slutter å virke. All forretningsvirksomhet blir satt på vent siden internett og bankterminaler er nede og gjør at banker og børser ikke er operative. Alminnelig kommunikasjon bryter også sammen på grunn av at telenettet er avhengig av elektrisitet til signalbehandling og lading av

mobiltelefoner. Elektrisk utstyr i husholdninger og prosessindustrien kan bli skadet eller ødelagt og all industriell produksjon vil stå i fare for å stanse. I verste fall kan liv og helse være truet.

Siden det ikke finnes økonomiske reguleringer eller markedsmekanismer som gir incentiver til optimal nettinvestering bør dette skje ved hjelp av tekniske krav til forsyningssikkerhet. Ved dimensjonering av nye nettutbygginger legger systemoperatøren N-1 prinsippet til grunn for sikker forsyning og tilstrekkelig kapasitet. Målet er å minimere risikoen for langvarige og hyppige strømbrydd ved eventuelle feil i systemet (Statnett SF 2009).

Statnett SF definerer N-1 prinsippet slik: *“N-1 er et driftssikkerhetsnivå som innebærer at et kraftsystem skal være intakt også etter utfall av en enkelt hovedkomponent i kraftnettet (produksjonsenhet, ledning, transformator, samleskinne, forbruk etc.). Dette betyr at en hovedkomponent skal kunne få utfall uten følgefeil”* (Statnett SF 2009).

Et eksempel som illustrerer N-1 prinsippet er et tilfelle hvor man har tre forskjellige kraftoverføringer inn til et område og der det oppstår feil på en av disse. Da må de to resterende overføringsledningene kunne håndtere eksisterende overføring pluss en omlastning lik overføringen på den linjen som faller ut. Et system kan derfor ikke driftes på maksimal kapasitet siden et eventuelt utfall ikke vil kunne dekkes av den resterende overføringskapasiteten. Selv med et system som følger dette prinsippet, er det alltid en risiko for å oppleve strømbrydd. I en N-0 situasjon har ikke nettet kapasitet til å overføre tilstrekkelig kraft ved feil og bortfall på en av linjene og man prøver derfor å unngå lengre perioder med slike situasjoner. Dette viser seg tidvis å være vanskelig. N-0 situasjoner kan imidlertid kjøres inn til overskuddsområder, mens det til underskuddsområder er svært lite ønskelig. I utbyggingsfasen av 420 kV Ørskog-Sogndal kraftlinjen planlegges det å benytte en eksisterende linjetrase mellom Høyanger transformatorstasjon og Fardal transformatorstasjon. Dette medfører sanering av eksisterende trase på strekket og utbyggingen kan derfor få midlertidige konsekvenser for forsyningssikkerheten inn mot Høyanger (SFE 2012b; Statnett SF 2007).

Midt-Norge har i flere år slitt med økt kraftunderskudd og er avhengig av import (THEMA Consulting Group 2011). Situasjonen blir ekstra utfordrende i år med lite nedbør og lavt tilsig til norske magasiner. På grunn av hard belastning av linjenettet, er området sårbart for sviktende forsyning og strømbrydd, noe som forbindes med samfunnsøkonomiske tap. I følge NVE øker avbruddskostnadene for kraftkrevende industri raskt etter tre timer og spesielt petroleumsindustrien i Møre og Romsdal kan risikere forsinkelser eller stopp i produksjonen på grunn av dette (Jensen et al. 2003). Etter lengre

avbrudd opplever produksjonsindustrien også høyere oppstartskostnader i form av at produksjonen foregår ved lavere virkningsgrad enn optimalt. Kortere planlagte utkoblinger vil det derimot kunne tas høyde for i produksjonsplanleggingen og de økonomiske konsekvensene av disse er derfor mindre. Hvis det oppstår feil på deler av nettet, rammes nettselskaper direkte ved tapt nettleie og økte drifts- og vedlikeholdskostnader, mens kraftproduksjon risikerer å måtte stoppe eller utsette produksjon til perioder med lavere kraftpris (THEMA Consulting Group 2011). Regulerte vannkraftverk kan imidlertid samle vannet i magasinet i slike perioder og tapet begrenses dermed av forskjellen i kraftprisen pluss en tapt renteinntekt.

På grunn av den usikre forsyningssituasjonen i Midt-Norge har Statnett SF etablert to gassdrevne reservekraftverk med ytelse på 150 MW hver som fungerer som en forsikring (Statnett SF 2011b). Kraftverkene er lokalisert ved gassmottakene på Nyhamna i Aukra som har forbindelse med Ormen Lange feltet, og på Tjeldbergodden som mottar gass fra Heidrunfeltet. Begge reservekraftverkene er mobile og kan i prinsippet flyttes rundt om i hele landet, men på grunn av høyt CO₂ utslipp ved produksjon har regjeringen bestemt at disse kun vil bli satt i drift ved en eventuell SAKS situasjon. Det vil si dersom kraftsituasjonen defineres som svært anstrengt og faren for strømrasjonering er større enn 50 %. Så langt har det ikke vært noen politisk vilje til å la lokal industri i område benytte seg av kraftverkene ved lokale avbrudd i forsyningen (Teknisk Ukeblad 2013b). Dette til tross for at Statnett SF har varslet om at strømforsyningen inn til Nyhamna er begrenset og risikoen for avbrudd i områder langs linjen er stor på grunn av vanskelige klimaforhold. Det var nettopp dette som skjedde 2. mars 2013 da en jordfeil på linjen til gassprosesseringsanlegget på Nyhamna førte til redusert kraftforsyning og eksportstopp i tre dager (Teknisk Ukeblad 2013d). Problemene førte til at gassprisene i Storbritannia mer enn doblet seg og de økonomiske tapene rundt avbruddet var betydelige. Reservekraftverket på Nyhamna som sto ubrukt, kunne vært satt inn og spart samfunnet for mye penger. Men siden situasjonen ikke ble definert som SAKS, skjedde ikke dette. Det har blitt stilt spørsmål ved etableringen av disse anleggene på grunn av svært høye investeringskostnader. Argumentet er at tiltaket viser seg å være en lite samfunnsøkonomisk god løsning og at alternative tiltak burde vært vurdert i stedet. Reservekraftverkene vil i tillegg miste sin opprinnelige funksjon etter at Ørskog-Sogndal linjen er på plass, men som tidligere nevnt kan kraftverkene fortsatt ha en viktig oppgave ved å forsyne bl.a. lokal industri.

Ved anstrengte kraftsituasjoner har Statnett SF en rekke virkemidler som kan settes i gang for å bedre forsyningssikkerheten (Statnett SF 2013a). Det kan være å opprette nye prisområder, øke

importkapasiteten til underskuddsområder, koble ut kraftkrevende industri, løse inn energiopsjoner eller oppstart av reservekraftverkene. De to siste punktene kan riktignok kun settes i gang med godkjenning av NVE dersom faren for rasjonering er betydelig.

Etter lavt tilsig høsten 2002 ble Midt-Norge (NO3) opprettet som et eget prisområde vinteren 2002/2003 (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012). Det samme ble gjort vinteren etter og høsten 2006. Etter finanskrisen reduserte imidlertid industrien i Midt-Norge forbruket sitt noe som igjen førte til perioder med lavere etterspørsel. Sist gang området ble gjeninnført var våren 2009, den gang grunnet lav magasinifylling. Innføringen av NO3 som eget prisområde har styrket forsyningssikkerheten gjennom redusert forbruk, økt import og høyere kraftpriser. Fordelingsvirkningene har imidlertid blitt problematisk for industrien og næringsvirksomhet som opplever tapt lønnsomhet på grunn av høye kraftpriser. Energiopsjoner er en frivillig avtale mellom Statnett SF og en forbruker, en innløsning av en slik opsjon innebærer at forbrukeren reduserer sitt forbruk mot en kompensasjon. Dersom punktene over ikke er nok til å sikre en stabil forsyningssikkerhet, settes kraftrasjoneringer i gang (NVE 2011b). Det kan foregå ved kvoterasjonering der forbruket må holdes innenfor en viss grense og overforbruk straffes med høye priser, eller sonevis roterende utkobling hvor ulike soner/områder bytter på å kobles ut. Til tross for flere tørre år, har det ikke blitt satt inn rasjoneringstiltak de siste 15 årene (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012).

2.2.2 Potensiell kraftproduksjon

Sogn og Fjordane er det fylket i landet som har størst potensial for utbygging av ny fornybar energi. I følge NVE har fylket et realistisk potensial for utbygging av 6,4 TWh ny vannkraft (SFE 2012b; THEMA Consulting Group 2011). Et sterkt argument for investering på sentralnettet gjennom Sogn og Fjordane, er at dette muliggjør bedre utnyttelse av de norske naturressursene ved utbygging av ny produksjonskapasitet. Store produksjonsprosjekter kan umulig tilknyttes nettet før det har stor nok kapasitet til å overføre kraft ut av områdene. Tabell 2 viser hvor mye kraftproduksjon som venter på at 420 kV kraftlinjen Ørskog-Sogndal er ferdig slik at de får mulighet for nettilknytning. Tabellen viser at 4,4 TWh og 0,5 TWh står på vent i henholdsvis Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal. Norge har lang erfaring med vannkraftutbygginger, mens vindkraftprosjekter er mye mindre utbredt til tross for svært gode vindforhold langs store deler av kysten. Vindkraftprosjekter møter ofte høye investeringskostnader, og er derfor avhengig av subsidier for at de skal bli lønnsomme ut fra et

bedriftsøkonomisk synspunkt. Innføringen av den grønne el-sertifikatordningen kan imidlertid øke den bedriftsøkonomiske lønnsomheten til norske vindkraftprosjekter og føre til at flere prosjekter gjennomføres. I tillegg vil det hjelpe landet til å nå klimamålene i EUs fornybardirektiv. De grønne sertifikatene blir omtalt nærmere i kapittel 3.3.

En viktig brikke i planleggingen av ny 420 kV Ørskog-Sogndal trase, er samarbeidet mellom Statnett SF som TSO og lokale nettselskaper for koordinering med regionalnettet for samfunnsmessig rasjonelle utbygginger. Under arbeidet med å utvikle aktuelle linjetraseer og transformeringspunkter for 420 kV linjen, ble muligheter for innfasing av ny kraftproduksjon fra både vindkraft og vannkraft vektlagt. Kraftledningen vil øke fleksibiliteten til systemet slik at også eksport fra Midt-Norge er en mulighet hvis mye ny produksjon blir etablert i området (Statnett SF 2007).

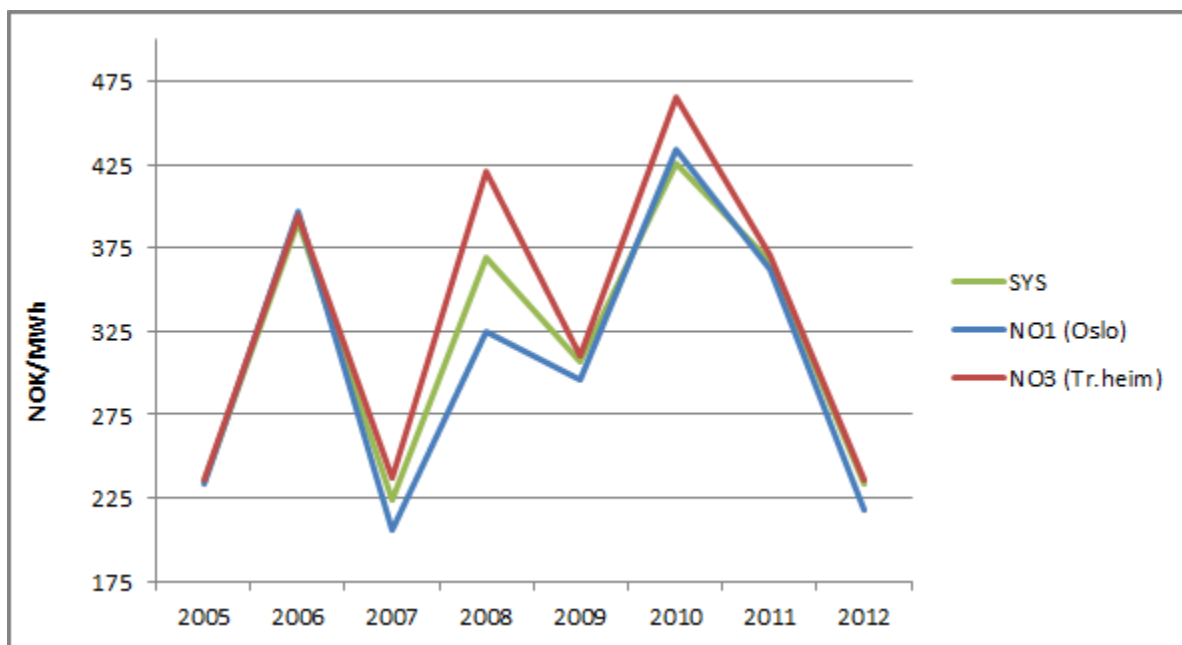
Tabell 2: Ny kraftproduksjon (meldt eller konsesjonssøkt) som ikke kan bygges ut før 420 kV Ørskog-Sogndal er på plass. Det meste av dette er uregulert produksjon (THEMA Consulting Group 2011).

	Vannkraft		Vindkraft		Sum	
	TWh	MW	TWh	MW	TWh	MW
Sogn og Fjordane (nordvest for Lærdal-Aurland)	2,1	650	2,3	830	4,4	1480
Møre og Romsdal (Sør for Ørskog)	0,5	130	0,0	0	0,5	130
Sum	2,6	780	2,3	830	4,9	1610

2.2.3 Prisforskjeller

Høy befolkningsvekst og flere nye industrietableringer uten at ny produksjon eller importkapasitet har blitt bygget ut er årsaken til kraftunderskuddet i Midt-Norge (Statnett SF 2007). Dette har periodevis ført til svært høye områdepriser. Selv om deler av industrien har inngått langsiktige avtaler om kjøp av kraft, må de også operere i spotmarkedet. 20-60 % av driftskostnadene for kraftkrevende industri består av kraftkostnader, og ved høyere kraftpriser stiger denne prosentandelen raskt (THEMA Consulting Group 2011). Vedvarende høye kraftpriser vil redusere lønnsomheten til lokal industri og tvinge denne industrien til å legge ned driften, eller flytte produksjonen til områder med lavere priser. Selv prisendringer på bare noen få øre/kWh, vil påvirke resultatet til mange industribedrifter i millionklassen. Figur 2 viser prisforskjellene mellom Midt-Norge (NO3) og Østlandet (NO1) i perioden 2005 til 2012. Av figuren ser man at kraftprisene i Midt-Norge var betydelig høyere enn på Østlandet. Som en konsekvens av prisforskjellen i perioden 2009-2010, betalte forbrukere i Midt-Norge til sammen 1,2 milliarder kroner mer enn hvis områdeprisene hadde vært de samme som på Østlandet. Av 1,2 milliarder, sto

kraftkrevende industri for omtrent 456 millioner. I perioden juli 2005-mars 2013 var den gjennomsnittlige kraftprisen i området 0,025 kr/kWh eller 7 % høyere enn i NO1 (NordPool Spot 2013a). I tillegg vil betydelige prisvariasjoner begrense mulighetene for nye industrietableringer, utvidelse av eksisterende drift og gjennomføringen av lønnsomme prosjekter. Hvis det imidlertid ikke finnes flaskehals på nettet og prisene i alle områder er lik systemprisen er det en indikasjon på overinvesteringer i nettet noe som heller ikke er ønskelig. Vi trenger derfor prisforskjeller mellom områder. Utfordringen er å holde disse forskjellene innenfor akseptable rammer.



Figur 2: Prisforskjeller mellom Midt-Norge (NO3), Østlandet (NO1) og referanseprisen (systempris) i perioden 2005-2012 (NordPool Spot 2013a).

2.2.4 Alternative tiltak

Det ble vurdert en rekke alternative tiltak for å løse problemet med kraftunderskudd i Midt-Norge, deriblant etablering av ny lokal kraftproduksjon. Det antas at det kan realiseres 2 TWh ny vann- og vindkraftproduksjon i Midt-Norge før tiltak på sentralnettet må gjennomføres (THEMA Consulting Group 2011). Potensialet for vindkraft er stort i områder rundt Fosen og Snillfjord. I tillegg er det potensial for utbygging av noe vannkraft hvor regulert produksjon er mest ideelt siden kraftbehovet er størst vinterstid. I 2010 fikk Industrikraft Møre konsesjon til å bygge et gasskraftverk på Elnesvågen i Møre og Romsdal. Etter miljømessige krav til CO₂ rensing, ble planene lagt på is med hensyn på lønnsomhet til

prosjektet. Det norske teknologiselskapet Sargas AS har nylig kjøpt opp rettighetene til kraftverket som er planlagt med en installert effekt på 450 MW og som årlig kan bidra med 2 TWh (Romsdals Blad nett 2012). En slik etablering vil imidlertid føre til at den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til en 420 kV kraftledning mellom Ørskog og Sogndal reduseres (THEMA Consulting Group 2011). Tiltaket løser delvis problemet med lav forsyningssikkerhet, men krever investeringer på sentralnettet internt i området. Et annet planlagt gasskraftverk i Skogn i Nord-Trøndelag har hatt konsesjon siden 2000. En realisering her virker fjern til tross for at utbyggeren har fått utvidet konsesjonen til 2016. Fremtiden til Norsk tømmerindustri er også svært usikker og dersom fabrikken på Fiborgtangen legges ned. I tillegg til at mye av den potensielle vindkraften og vannkraften i området blir bygget, vil det planlagte gasskraftverket miste mye av sin planlagte funksjon. På denne måten ser man at lønnsomheten til alternative produksjonstiltak vil avhenge av hvilke andre prosjekter som blir realisert.

I følge (THEMA Consulting Group 2011) er det et teoretisk potensial til å redusere kraftforbruket for alminnelig forsyning i Midt-Norge med 3-4 TWh. Dette målet viser seg imidlertid å være vanskelig å nå på grunn av at den relativt lave kraftprisen i landet ikke oppfordrer til iverksetting av energisparingstiltak. Sparetiltakene i området er begrensende og en reduksjon i forbruket vil ikke fjerne risikoen helt for energiknapphet og avbrudd. Det vil heller ikke åpne for økt fornybar kraftproduksjon. Innen 2019 skal det innføres avanserte måle- og styresystemer (AMS) for 80 % av alle målestasjonene i Midt-Norge. Dette kan bidra til en bedre utnyttelse av kraften og flytte forbruket fra høylastperioder men effekter av denne innføringen er ennå usikre. Andre aktuelle ENØK tiltak inkluderer energieffektivisering i bygg, flere fjernvarmeanlegg og mer utstrakt bruk av varmpumper. Tiltakene vil gi positive effekter for miljøet og prisforskjeller vil kunne utjevnes noe.

2.3 420 kV Ørskog-Sogndal

En investering på sentralnettet inn mot Midt-Norge med utbygging av 420 kV kraftlinjen Ørskog-Sogndal antas å være det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltaket (SFE 2012b). Tabell 3 er hentet fra konsesjonssøknaden og viser at tiltaket ga en nytteverdi på 250 millioner kroner med en nåverdi fra 2006 (Statnett SF 2007). Tabellen viser også kostnads- og nytteeffektene av tiltaket angitt i millioner kroner.

Tabell 3: Nytte- og kostnadsberegninger for 420 kV kraftlinjen Ørskog-Sogndal (Statnett SF 2007).

Nytte Ørskog-Sogndal (mill. kr)	NNV2006	
Sum investeringer	-1930	-1370
Driftskostnader	-10	-107
Redusert nettap	52	552
Reduserte flaskehalskostnader	111	1175
Sum nytte	153	1620
Netto nytte		250

Årsaken til de store nyttevirkningene, er at en kapasitetsøkning på sentralnettet i sammenheng med investeringer på regionalnettet åpner for innfasing av ny fornybar kraftproduksjon. Investeringene vil samtidig muliggjøre økt overføring nordover til underskuddsområdene i Midt-Norge og dermed bedre forsyningssikkerheten der. En kraftigere stamme vil gi nettet større fleksibilitet ved store endringer i produksjon og forbruk i tillegg til at effekttapet blir redusert. Ettersom flaskehalsene i nettet blir helt eller delvis borte, vil kraftprisene i teorien bli jevnere. Dette vil igjen øke mulighetene for næringsutvikling og flere industrietableringer både i Midt-Norge og nord i Sogn og Fjordane, spesielt med tanke på petroleumsindustrien men også annen industri. Selv med Ørskog-Sogndal på plass, vil det være flaskehals i systemet på Vestlandet. Dette gjelder spesielt i Indre Sogn, over Sognefjorden og sørover fra Samnanger. Flere nettutbygginger rundt Sogn og Fjordane og Midt-Norge muliggjør overføring enten nordover til Nord-Norge eller videre sørover til BKK området. Dette vil øke nytteverdien av kraftlinjen ytterligere.

En utsettelse av 420 kV Ørskog-Sogndal utbyggingen vil imidlertid redusere samfunnsnyttene av prosjektet. Det har tidligere blitt vurdert sjøkabel på deler av strekningen, men dette hadde forsinket ferdigstillingen av prosjektet med 1-3 år. I tillegg til forsinkelsen vil sjøkabel ha gitt betydelig høyere investeringskostnader på rundt 2,4 milliarder kroner (THEMA Consulting Group 2011). Debatten rundt sjøkabel er allerede avgjort og ikke lenger et aktuelt tema, men effekten blir den samme ved forsinkelser av andre årsaker. Ikke bare vil forsyningssikkerheten i Midt-Norge være ytterligere begrenset i flere år, men også nye produksjonsprosjekter og industrietableringer vil bli satt på vent som følge av forsinkelser i utbyggingen. Kraftlinjen var opprinnelig planlagt å stå ferdig i 2011 men på grunn av lang konsesjonsprosess og anke til OED, er prosjektet ventet å være ferdig i løpet av 2015 (Teknisk Ukeblad 2009). Nytteverdiskapningen rundt utbyggingen er et sammensatt regnestykke som påvirkes av en rekke faktorer. Ettersom Norge nå skal investere mye i kraftsystemet på kort tid, vil dette øke etterspørselen

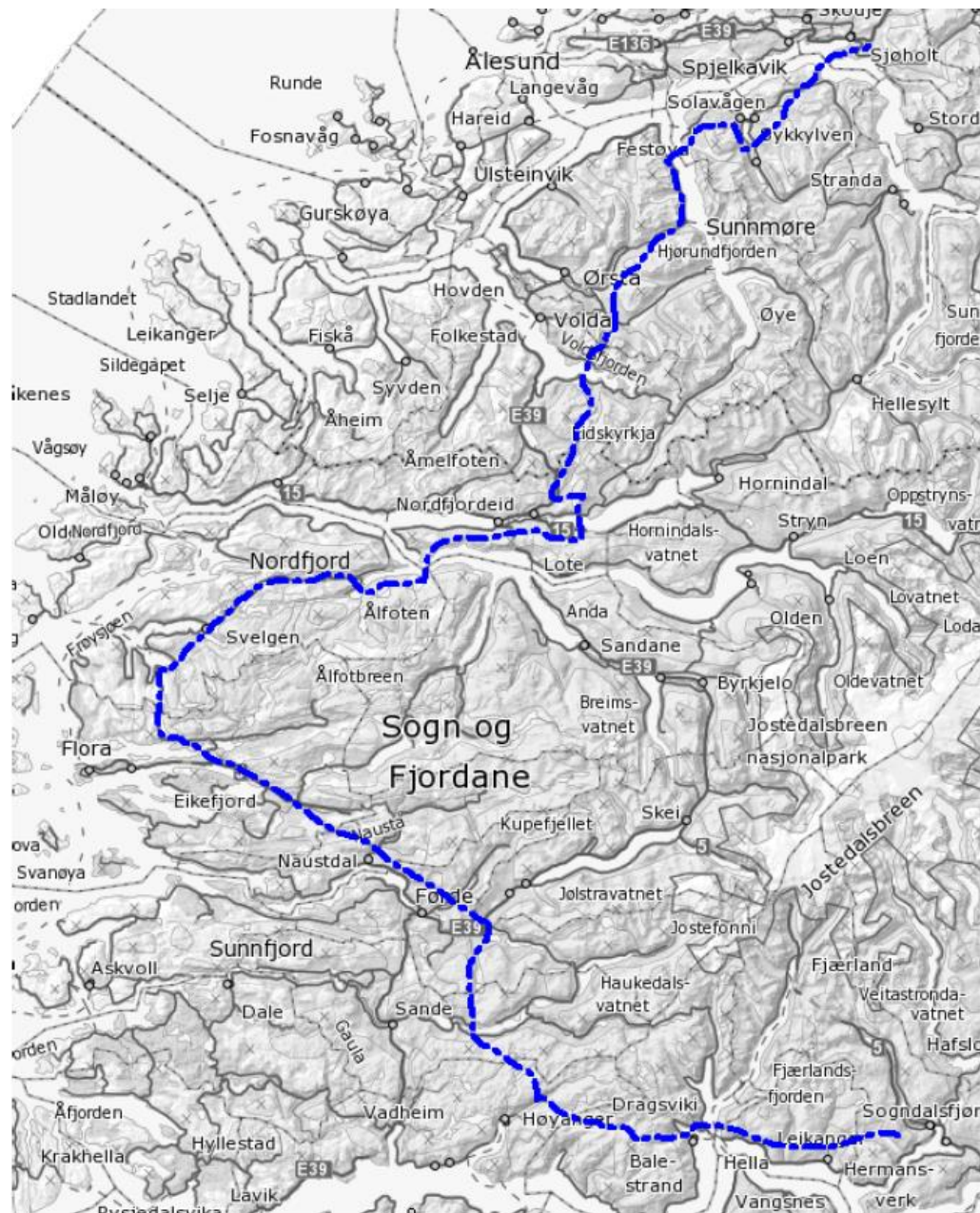
etter bl.a. arbeidskraft og komponenter noe som bidrar til å øke kostandene til denne typen prosjekter. På den andre siden vil en forsinkelse av prosjektet øke levetiden til kraftledningene.

Tabell 4: Endring i kostnadsberegningene av 420 kV kraftlinjen Ørskog-Fardal (Sogndal) fra første konsesjonssøknaden i 2007 til de ferskeste tallene hentet fra Statnetts hjemmesider (Statnett SF 2008a; Statnett SF 2013b).

Tiltak	Investeringskostnad (mill. kr)			
	Søknad 2007	Søknad 2008	2011	2013
Ny 420 kV Ørskog-Fardal (300 km)	1 160	1 160		
Ny 132 kV Sande-Høyanger	50	0		
<i>Transformatorstasjoner:</i>				
Ørskog (utvidelse)	80	80		
Moskog	170	170		
Fardal/Sogndal	345	450		
Høyanger	0	210		
Ålfoten	0	145		
Hauge	0	150		
<i>Sanering:</i>				
300 kV Fardal-Høyanger (55 km)	25	25		
132 kV Høyanger-Moskog (25 km)	0	10		
132 kV Leivdal-Høyanger (29 km)	0	10		
Diverse miljøtiltak/avbøtende tiltak	100	100		
Sum investering	1 930	2 510	4 500	4 700-5 500

Sommeren 2009 gav NVE konsesjon til å bygge en 280 km lang kraftledning av typen 420 kV FeAl 481 duplex parrot fra Ørskog transformatorstasjon i Møre og Romsdal til nye Sogndal transformatorstasjon i Sogn og Fjordane, se figur 3. Konsesjonen ble pålagt, men OED vedtok bygging i 2011. I tillegg til utbygging av kraftledningen, gjaldt konsesjonen utvidelse av enkelte transformatorstasjoner og etablering av nye transformatorpunkter langs traseen, deriblant etablering av nye Sogndal transformatorstasjon på Skardsbøfjellet (NVE 2009a; SFE 2012b). Med dette ble de opprinnelige planene om nettilknytning på Fardal transformatorstasjon endret og denne transformatorstasjonen skal i stedet saneres. Derfor ble navnet Ørskog-Fardal byttet ut til fordel for Ørskog-Sogndal. Den blå linjen på figur 3 markerer den konsesjonsgitte traseen. 420 kV ledningen skulle egentlig settes i drift i 2011 men på grunn av lang konsesjonsprosess ble planene satt på vent. Byggingen har nå startet og kraftlinjen er ventet å settes i drift i løpet av 2015 (Teknisk Ukeblad 2009). Kostnadene rundt prosjektet har økt siden den første konsesjonssøknaden ble sendt i 2007. Tabell 4 viser kostnadsutviklingen til prosjektet. De første anslagene beregnet investeringskostnadene til 1,9 milliarder kroner. I en tilleggssøknad sendt i

2008 ble beløpet oppjustert til 2,5 milliarder kroner, mens tall fra 2011 viser at prosjektet har investeringskostnader på nærmere 4,5 milliarder kroner (Statnett SF 2008a; Statnett SF 2011a). De siste anslagene fra Statnett SF viser at kostnadene kommer i området 4,7-5,5 milliarder kroner (Statnett SF 2013b). Prosjektet har dermed opplevd en prisøkning på over 160 %. Utbyggingen er en del av et større opprustningsprosjekt på det norske sentralnettet som berører store deler av landet.



Figur 3: Den konsesjonsgitte traseen til 420 kV Ørskog-Sogndal gjennom Sogn og Fjordane og Sunnmøre (SFE 2012b).

2.3.1 Beskrivelse av ferdig utbygget nett

Trase

1. Ørskog transformatorstasjon – Leivdal transformatorstasjon (90-99 km)
2. Leivdal transformatorstasjon – Moskog transformatorstasjon (84-119 km)
3. Moskog transformatorstasjon – nye Sogndal transformatorstasjon (76-80 km)

For delseksjonen *Ørskog-Leivdal* tilrettelegges det for framtidig transformering i nærheten av Haugen transformatorstasjon i Ørsta. Det skal også legges en 2,1 km lang 132 kV jordkabel mellom Ørsta- og Haugen transformatorstasjon som forbinder transformatorstasjonene.

En slik tilrettelegging vil øke forsyningssikkerheten i hele Sunnmøre og gir nettet større fleksibilitet ved produksjonsendring. I tillegg gir dette muligheten til sanering av den eksisterende 132 kV linjen mellom Ørskog- og Haugen transformatorstasjon.

For delseksjonen *Leivdal-Moskog* vil en vestliggende trase rundt Ålfotbreen via en ny transformatorstasjon i Ålfoten og Svelgen gi store muligheter til å utnytte potensielle vindkraftprosjekter i Bremangerområdet og potensiell ny småkraft rundt Ålfotbreen.

Fra Stølsdalen transformatorstasjon i *Høyanger til Fardal* transformatorstasjon, går det i dag en 300 kV linje som driftes med 132 kV (SFE 2012b). Denne skal saneres og eksisterende trase skal benyttes til en ny 420 kV linje mellom Høyanger transformatorstasjon og nye Sogndal transformatorstasjon. I tillegg skal det bygges to 132 kV kraftledninger på 1 km mellom Høyanger transformatorstasjon til fjellet nord for Eiriksdalen. På grunn av endring i planene om transformering nær Sogndal, skal følgende kraftlinjer legges om og tilpasses transformering ved nye Sogndal transformatorstasjon på Skardsbøfjellet:

- 132 kV Fardal-Mel
- 300 kV Leirdøla-Fardal
- 300 kV Fardal-Stølsdalen

Transformatorpunkter

For å tilrettelegge lokaliseringen av transformatorpunkter på 420 kV forbindelsen har Statnett SF sammen med lokale nettselskaper samarbeidet om å analysere nettsituasjonen mellom Ørskog og

Sogndal (Statnett SF 2007). Det legges særlig vekt på potensialet for nettilknytning av ny fornybar energi i tillegg til lokal forsyning.

Felles for alle transformatorstasjoner som tilknyttes Ørskog-Sogndal ledningen er at det monteres 420 kV bryterfelt og 420/132 kV transformatorer (NVE 2009a).

Det skal bygges seks nye transformatorstasjoner:

- Ørsta
- Sykkylven
- Ålfoten
- Moskog
- Høyanger
- Nye Sogndal

Utvidelse av eksisterende transformatorstasjoner:

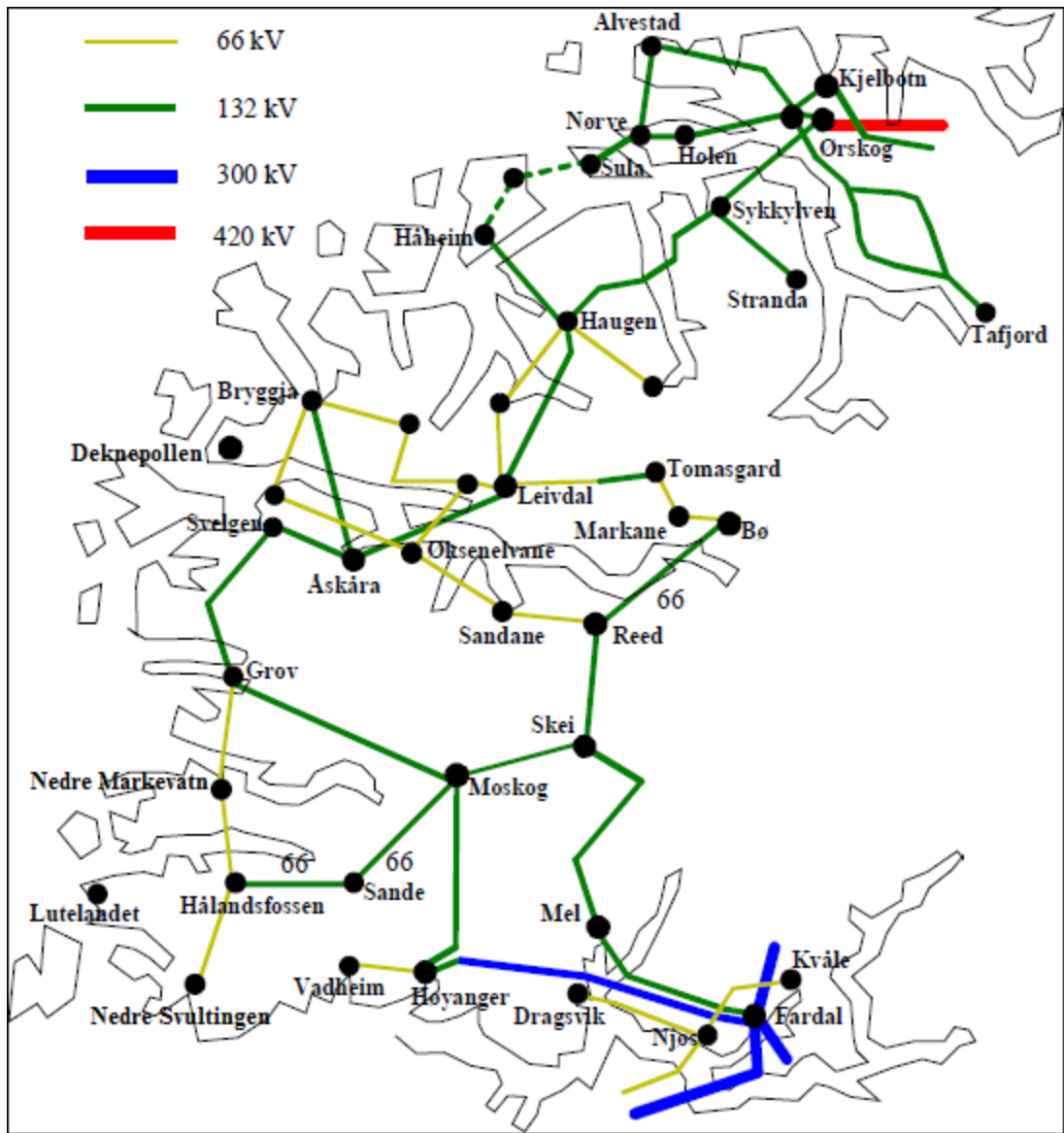
- Ørskog
- Leivdal
- Moskog

Deler av det eksisterende nettet skal saneres for å benytte samme trase til den nye 420 kV linjen slik at også naturinngrepene blir mindre (SFE 2012b). Dette gjelder følgende deler:

- 123 (300) kV Fardal-Stølsdalen/Høyanger (ca. 55 km)
- 132 kV Høyanger-Moskog (ca. 25 km)
- 132 kV Leivdal-Haugen (ca. 30 km)
- 132 kV Haugen-Sykkylven-Ørskog (ca. 60 km)
- Fardal transformatorstasjon.

2.4 Beskrivelse av eksisterende kraftsystem (Nullalternativet)

I Sogn og Fjordane ble store deler av kraftsystemet bygget på 1950-tallet. Alderen har ført til økt slitasje og større krav til vedlikehold siden ledningsnettene nærmer seg sin tekniske levetid (SFE 2012b). Figur 4 illustrerer det eksisterende overføringsnett mellom Sognefjorden og Ørskog. Figuren viser transformatorstasjoner og tilknyttede kraftlinjer med spenningsnivå. Et relativt kraftig sentralnett knytter sammen de store vannkraftverkene i Indre Sogn før det transformeres videre ned til regionalnettet. Vedlegg E beskriver en inndeling av fylket. Til tross for dette, kan nordlige deler av fylket oppleve perioder med kraftunderskudd på grunn av begrenset kapasitet i sentralnettet i nord-sør retning. Nord for Sognefjorden består sentralnettet av 132 kV ledninger med begrenset overføringskapasitet. Mellom Fardal og Moskog går det i dag to parallelle 132 kV ledninger. Den ene går i en indre ring via Mel i Balestrand til Skei i Jølster og den andre går lengre vest via Høyanger til Moskog (Kvalheim Kraft DA 2005; SFE 2012b). Samtidig går det kun en 132 kV kraftlinje mellom Grov og Leivdal transformatorstasjon og en 132 kV ledning mellom Ørskog til Leivdal. Nordover fra Ørskog går en 420 kV linje til Viklandet med god kapasitet mens det sørover fra Fardal går en 300 kV ledning mot Aurland som fortsetter videre sørover med en driftsspenning på 420 kV. I de vestlige delene av fylket langs kysten er nettet preget av dårlig overføringskapasitet med regionalnett på 66 kV og 22 kV distribusjonslinjer. Overføringsnettene i Sogn og Fjordane har dermed ikke tilstrekkelig kapasitet til å håndtere mer produksjon, og med relativt lav driftsspenning fører dette til høye effekttap flere steder (SFE 2012b).



Figur 4: Skisse av den nåværende situasjonen på sentral- og regionalnettet mellom Indre Sogn og Ørskog (Nullalternativet) (Statnett SF 2007).

Med en total produksjonskapasitet på 4 059 MW, har Sogn og Fjordane i et normalår en kraftproduksjon på rundt 12,7 TWh og et forbruk på om lag 7 TWh, se tabell 5 (THEMA Consulting Group 2011). Kraftkrevende industri står for om lag 5 TWh av forbruket i fylket, mens i underkant av 2 TWh går til alminnelig forsyning, det gir et årlig kraftoverskudd på 5,7 TWh. Fra 2005 har produksjonskapasiteten fra småkraft i fylket mer enn doblet seg og i dag er denne på 400 MW, hvor største deler er uregulert kraft. Kraftproduksjonen i fylket kommer i hovedsak fra vannkraft med unntak av Mehuken vindpark på

Vågsøy som er fylkets eneste vindpark i drift i dag. Med en installert effekt på rundt 23 MW bidrar vindparken med 59 GWh/år og er tilkoblet 22 kV distribusjonsnettet via Deknepollen transformatorstasjon utenfor Måløy, se figur 4 (Kvalheim Kraft DA 2005). Ved Deknepollen blir spenningen transformert opp til 66 kV før kraften overføres videre til Bryggja transformatorstasjon som har et anlegg på 66/132 kV. Forbindelse til sentralnettet skjer bl.a. via Åskåra kraftverk.

Tabell 5: Kraftbalansen i Sogn og Fjordane og Midt-Norge i et normalår (THEMA Consulting Group 2011).

	Produksjon	Forbruk	Store forbrukere	Magasinkapasitet	Kraftbalanse
Midt-Norge	14,5 TWh	22 TWh	10 TWh	6,2 TWh	-7,5 TWh
Sogn og Fjordane	12,7 TWh	7 TWh	5 TWh	8,7 TWh	5,7 TWh

Midt-Norge er etablert som et eget prisområde (NO3) og i april 2013 består dette området av fylkene Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag i tillegg til store deler av Nord-Trøndelag (Statnett SF 2007). Prisområdet grenser ved Tunnsjødal kraftverk i Namsskogan kommune i nord, og i sør går grensen ved Ørskog transformatorstasjon i Møre og Romsdal (THEMA Consulting Group 2011). Kapittel 3.5 har mer om grunnlaget for fastsettelsen av prisområder. Store deler av det interne sentralnettet gjennom Midt-Norge er bygget på 1960- og 1970-tallet, men etter flere nettutbygginger og oppgraderinger siden 2002 er kapasiteten relativt godt tilpasset både forbruket og produksjonen i området (Statnett SF 2007). Utfordringen er imidlertid å overføre tilstrekkelig energi til Midt-Norge.

Fra nord forsynes området av to 300 kV kraftlinjer (Verdal-Tunnsjødal og Namsos-Tunnsjødal) (THEMA Consulting Group 2011). Videre sørover består sentralnettet av 300 kV Namsos-Klæbu og 300 kV Klæbu-Aura. Forbindelse med Østlandet skjer via en 300 kV kraftlinje mellom Aura ved Sunndalsøra i Møre og Romsdal og Vågåmo transformatorstasjon i Oppland, og to 132 kV linjer (Osbu-Vågåmo og Ulset-Savalen). Fra øst går det en 420 kV kraftlinje mellom Sundsvall i Sverige til Selbu i Sør-Trøndelag (Nea-Järpströmmen) som ble spenningsoppgradert så sent som i 2009. Mot Vestlandet går det en kraftig 420 kV linje mellom Viklandet og Ørskog som fortsetter videre sørover med 132 kV spenning via Haugen transformatorstasjon ved Ørsta på Sunnmøre til Leivdal transformatorstasjon i Eid i Nordfjord. 132 kV-linjene har begrenset overføringskapasitet, men den nye 420 kV Ørskog-Sogndal kraftlinjen vil delvis erstatte denne 132 kV forbindelsen sørvestover fra Sogn og Fjordane.

De fysiske systembegrensningene mot prisområde NO3 (Midt-Norge) per 01.05.2013 er som følger (NordPool Spot 2011):

- 300 kV linjen Vågåmo-Øvre Vinstra.
- 132 kV enkel samleskinne på Litjefossen transformatorstasjon.
- 132 kV dobbel samleskinne på Åskåra transformatorstasjon, med en samleskinne i hvert område (NO5 og NO3).
- 300 kV linjen Verdal-Tunnsjødal.
- 300 kV linjen Namsos-Tunnsjødal.

Tabell 6 viser utviklingen i kraftbalansen i Midt-Norge i perioden 2002 til 2010. Stor utvikling rundt den kraftkrevende industrien etter tusenårsskiftet har ført området fra å være i kraftbalanse til å bli et underskuddsområde. Kraftproduksjonen i Midt-Norge kommer i hovedsak fra vannkraftverk i tillegg til noe vindkraft. I et normalår har området en kraftproduksjon på 14,5 TWh og et kraftunderskudd på rundt 7,5 TWh (THEMA Consulting Group 2011). Legg også merke til den store variasjonen i importbehovet mellom de forskjellige årene. I 2005 var importbehovet 4,5 TWh mens det i 2010 var 8,2 TWh, en økning på ca. 45 %. Årsaken er at Midt-Norge har relativ lav magasinkapasitet i forhold til forbruket og er derfor avhengig av import, spesielt i kalde år og år med lavt tilsig. Statnett SF har derfor etablert to gassdrevne reservekraftverk på 150 MW hver i området (Statnett SF 2011b).

Tabell 6: Oversikt over forbruk, produksjon og import til Midt-Norge målt i TWh i perioden 2002-2010 (THEMA Consulting Group 2011).

[TWh]	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Forbruk	17,2	16,8	19,3	20,5	19,7	20,5	20,8	19,9	20,7
Produksjon	13,0	10,8	12,8	16,0	12,2	15,3	14,6	14,5	12,5
Import	4,2	6,0	6,5	4,5	7,5	5,2	6,2	5,4	8,2

Tall fra (THEMA Consulting Group 2011) viser at Midt-Norge i et normalår har et kraftforbruk på 22 TWh, se tabell 5. Av det totale kraftforbruket står kraftkrevende industri for 10 TWh, mens det resterende forbruket utgjør 12 TWh. Norsk Hydro på Sunndalsøra er den største forbrukeren i Midt-Norge og bidro sterkt til forbruksøkningen da de i perioden 2002-2005 doblet sitt forbruk (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012). Norske Skog på Skogn, Hustad marmor på Fræna, Elkem Thamshavn i Orkdal og Ormen Lange gassprosesseringsanlegg på Nyhamna er de andre store enkeltforbrukerne i området.

2.5 Utvikling av kraftsystemet, produksjon og forbruk (Referansebanen)

Forventet produksjon, forbruk og nettutvikling i Midt-Norge

Midt-Norge har planer for utbygging i meldings- eller konsesjonsfasen på 1,4 TWh vannkraft og 8 TWh vindkraft (THEMA Consulting Group 2011). For å realisere de store vindkraftplanene på Fosen, kreves det imidlertid forsterkning av sentralnettet på strekningen Namsos-Roan-Storheia-Snillfjord-Orkdal/Trollheim. I tillegg må 300 kV forbindelsen mellom Klæbu og Aura oppgraderes til 420 kV. Det foreligger også planer om nye gasskraftverk på Elnesvågen i Møre og Romsdal, men krav om CO₂ fangst kan imidlertid sette en stopper for utbyggingene av økonomiske hensyn. Når det gjelder småkraft, har Møre og Romsdal et potensial for utbygging av 2 696 GWh, mens Sør-Trøndelag har potensial for kun 562 GWh (SFE 2012b).

SSB antar at Sør-Trøndelag får en gjennomsnittlig befolkningsøkning på 16 % frem mot 2030, mens Møre og Romsdal og Nord-Trøndelag forventer 8 % vekst. Dette medfører en antatt forbruksvekst i alminnelig forsyning på 0,7 TWh (THEMA Consulting Group 2011). Selv om man antar en befolkningsøkning tror man at kraftforbruket per innbygger avtar som følger av teknologisk utvikling og bruk av alternative løsninger for oppvarming. Man antar også en økonomisk vekst som igjen vil føre til økt produksjon av varer og tjenester. Av den kraftkrevende industrien i Midt-Norge antar man at bl.a. gassterminalen på Nyhamna vil møte økt behov for kompresjon i Ormen Lange feltet som tilsvarer en forbruksvekst på 0,5-0,6 TWh fra dagens nivå. Det er også kjente planer om større industrietableringer i området i dag. Det ene er et jernverk på Tjeldbergodden ved navn Ironman som planlegger oppstart rundt 2015, og det er antydnet et årlig kraftbehov på 0,5 TWh. Det andre er Fesil Sunergy som utvikler silisium til solceller og planlegger etablering i Orkanger med et kraftbehov på 0,3 TWh. I tillegg kan både Hustad marmor og aluminiumsindustrien på Sunndalsøra utvide produksjonskapasiteten som igjen fører til økt forbruk (Statnett SF 2007). Statnett SF forventer en vekst på 3 TWh for kraftkrevende industri i Midt-Norge frem mot 2020. Prognosene vil i stor grad variere med både kraftprisen og prisen på aluminium og innebærer bl.a. økning i forbruket ved nevnte Nyhamna og etablering av Ironman i tillegg til noe forbruksøkning i eksisterende industri.

Forventet produksjon, forbruk og nettutvikling i Sogn og Fjordane

Sogn og Fjordane har et potensial til å bygge ut 4,9 TWh vannkraft (Skrivarvik 2013). NVE har også gjort en ressurskartlegging basert på kartmateriale og hydrologiske data som viser at Sogn og Fjordane har et potensial for utbygging av rundt 5,3 TWh småkraft (SFE 2012b). 2,3 TWh av disse er allerede konsesjonssøkt, men det finnes konkrete planer for utbygging av rundt 3,2 TWh (Skrivarvik 2013). Det er også meldt eller konsesjonssøkt om 2,6 TWh ny vindkraftproduksjon i fylket (THEMA Consulting Group 2011). Tabell 8 og tabell 9 viser en fullstendig oversikt over meldte eller konsesjonssøkte produksjonsprosjekter i Sogn og Fjordane, mens tabell 10 viser planlagte tiltak i regionalnettet i fylket.

Store deler av de planlagte områdene for ny vindkraftproduksjon i dag forbundet med 22 kV distribusjonsnettet. Utbygging av regionalnettet er derfor nødvendig før den potensielle vindkraften blir bygget ut.

Lokale nettselskaper i Sogn og Fjordane estimerer en årlig forbruksvekst på 0,7 % for alminnelig forsyning i fylket (SFE 2012b). Hovedårsaken til dette er en forventet befolkningsøkning på 2 % fram mot 2030 ifølge SSB, noe som anses å være en svak økning sammenlignet med landsgjennomsnittet (THEMA Consulting Group 2011). Av kraftkrevende industri i fylket planlegges det bl.a. ny aluminiumsproduksjon både i Øvre Årdal og i Høyanger i tillegg til gruvedrift i Vevring i Naustdal. Det kan også være aktuelt å elektrifisere enkelte offshoreinstallasjoner i Nordsjøen, men estimatene for dette er fremdeles usikre. Det er antatt at kraftkrevende industri vil stå for en forbruksøkning på 1 TWh i Sogn og Fjordane frem mot 2020.

2.5.1 Netttiltak

I dette avsnittet fokuseres det på tiltak i overføringsnettet som legger til rette for ny produksjon i Sogn og Fjordane. Et utdrag av investeringsplaner i sentralnettet og regionalnettet i fylket er nevnt under. Tiltak i distribusjonsnettet blir ikke nevnt så lenge det ikke er i direkte tilknytting til ny produksjon.

I tillegg til Ørskog-Sogndal er det planer om å forsterke sentralnettet for å legge til rette for ny produksjon i Indre Sogn rundt Luster og Årdal. Både Fortun/Leirdøla-Sogndal og 420 kV Sogndal-Aurland er viktige i denne sammenhengen. Økt linjekapasitet sørover fra Sogndal til Aurland kan være spesielt aktuelt dersom det vedtas å eksportere kraft til utlandet via flere nye sjøkabler. I den forbindelse finnes det også planer om spenningsoppgradering av 300 kV kraftlinjen Sogndal-Modalen via Hove/Refsdal.

Figur 5 viser netttiltakene i Sogn og Fjordane som inkluderes i denne analysen. Tiltak på regionalnettet er merket med gul linje og skrift. Mens 420 kV Ørskog-Sogndal og tilknyttede transformatorstasjoner er merket med henholdsvis rød linje og røde ikoner.

Etableringen av de sørliggende vindparkene i fylket gjør at Moskog og Grov fremstår som et egnet bindeledd mellom regional- og sentralnett. I forbindelse med den planlagte Lutelandet vindpark, har Sunnfjord Energi Nett fått konsesjon til å bygge en 29 km lang *132 kV kraftlinje mellom Lutelandet vindpark og Hålandsfossen transformatorstasjon* (NVE 2012a). NVE har også gitt konsesjon til å bygge en 66 kV kraftlinje mellom Hålandsfossen og Nedre Svultingen. Tiltakene vil åpne for etablering av Lutelandet Energipark, Folkestad-, Ulvegveina- og Ytre Sula I & II vindpark (NVE 2012a). Kraftlinjen er planlagt mellom Lutelandet Energipark via Hålandsfossen transformatorstasjon til Moskog, se figur 5. I Moskog vil regionalnettet tilknyttes det nye sentralnettet. Dersom alle parkene blir realisert vil det imidlertid bli behov for nok en 132 kV-linje. Denne er planlagt å gå nordover fra Hålandsfossen transformatorstasjon via Nedre Markevatn med tilknytning til sentralnettet i Grov. Denne linjen er ikke merket på kartet på grunn av at produksjonssituasjonen må avklares før man tar en investeringsbeslutning.

På grunn av økt forbruk i Florø, er det planer om å oppgradere med en 132 kV linje mellom Grov og Brandsøy. I forbindelse med økt utnyttelse av bl.a. Øksnelvane er det planer om tiltak i regionalnettet på nordsiden av Ålfotbreen med transformering i Ålfoten.

I Indre Sogn, er det planer om å forsterke regionalnettet rundt Fjærland og Luster. Av tiltakene kommer ny kraftlinje fra Grindsdalen til Lidal og 132 kV Feios-Hove. Ny produksjon i Lærdalsområdet utløser en oppgradering av nettet, og Lærdal Energi AS har derfor konsesjonssøkt *66/132 kV Borgund-Stuvane-Lærdal-Mork*. Kraftlinjen vil gi mulighet til å utnytte det store småkraftpotensialet i Lærdalsområdet med tilrettelegging av både Gravdalen- og Mork kraftverk. Planene innebærer en 132 kV linje mellom Borgund via Stuvane kraftverk til Lærdal transformatorstasjon, samt en 66 kV linje fra Mork kraftverk i Erdal til Lærdal. 66 kV kraftlinjen vil erstatte en eksisterende 22 kV linje (Mork kraftverk AS & E-CO Vannkraft AS).

Lenger nord har SFE søkt om å bygge *132 kV Gjengedal-Storebru* (SFE 2012a) i forbindelse med utbyggingen av Gjengedal kraftverk. Kraftlinjen er planlagt fra det konsesjonssøkte kraftverket til Storebru og tilknytning til sentralnettet i Grov. Kraftlinjen gjør det mulig å utnytte det store småkraftpotensialet i Hyen-området ved tilknytning ved Åsane/Skogheim transformatorstasjon og

Sagefossen kraftverk. Tiltaket inngår i en større plan som skal forenkle nettet mellom Grov og Moskog og medfører bl.a. at transformatorstasjonen ved Storebru må oppgraderes. Forbindelsen mellom Reed og Skei er allerede oppgradert til 132 kV, mens 132 kV Sandane-Reed er konsesjonssøkt. Dette vil øke forsyningssikkerheten i indre deler mellom Sunnfjord og Nordfjord og åpner for mer småkraft her.

Ytre deler av Sunnfjord og Nordfjord er spesielt aktuelle for vindkraft og i den forbindelse er *132 kV Ytre ring Nordfjord* et viktig tiltak. Kraftlinjen er i første omgang planlagt for å åpne for ny produksjon, og er nødvendig for at Hennøy-, Bremangerlandet- og Vågsvåg vindpark skal bli bygget (SFE Nett AS 2011).

132 kV-linjen vil gå fra transformatorstasjonen i Svelgen via Hennøy- og Bremangerlandet vindpark til Deknepollen transformatorstasjon. Det finnes også planer om å erstatte den eksisterende linjen mellom Deknepollen- og Bryggja transformatorstasjon i Eid kommune med en ny 132 kV-linje.



Figur 5: Oversikt over planlagte netttiltak med transformeringspunkter for nettilknytning mellom regional-, og sentralnettet. Egen figur, (Google Earth 2013; SFE 2012b).

2.6 Nettilknytning for ny kraftproduksjon

Nettselskaper er pliktet å tilby alle som ønsker det tilgang til nettet, forutsetningen er at kunden er villig til å betale de nødvendige ikke-diskriminerende tariffene (NVE 2012d).

Tilknytningsplikten gjelder for kraftprodusenter og sier bl.a. at: *"Alle som innehar konsesjoner for nettanlegg etter dette kapittel har plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon av elektrisk energi og nye anlegg for uttak av elektrisk energi som ikke omfattes av § 3-3, og om nødvendig investere i nettanlegg. Den samme plikten gjelder ved produksjons- og forbruksøkninger som medfører behov for investeringer i nett. Plikten til å foreta nødvendige investeringer i nettanlegg etter denne bestemmelsen, gjelder alle konsesjonærer der tilknytningen utløser et investeringsbehov."*

Kraftprodusenter som planlegger ny eller økt produksjon, må avklare kapasitetsforhold i eksisterende nett med aktuelle nettselskaper før de søker om konsesjon (NVE 2012d). Tilknytningsplikten innebærer at nettilknytning ikke skal gå ut over forsyningskvaliteten til eksisterende forbrukere. Det er det lokale nettselskapets oppgave å innhente informasjon om kapasiteten både på eget og overliggende nett. Lokale nettselskaper har også ansvar for å bestemme tidspunktet for når ny produksjon kan få nettilknytning. Dersom tilknytning av ny produksjon utløser behov for investeringer i nettet, kan nettselskapet som står for utbyggingen kreve anleggsbidrag fra produsentene for å dekke hele eller deler av byggekostnadene. Denne kostnaden er ofte proporsjonal med overføringskapasiteten som et nytt produksjonstiltak legger beslag på. Ved utbygging av en produksjonsradial må utbyggeren som regel selv betale hele anleggsbidraget frem til masket nett eller sentralnett, i motsetning til utbygginger i masket nett hvor nettselskaper ofte betaler større deler av investeringene. Effekter av netttiltak bør inkluderes i den samfunnsøkonomiske analysen til hvert enkelt prosjekt i forhold til hvor stor del av regningen nettselskaper eller kraftprodusenter betaler. Eksisterende kunder kan også kreves for anleggsbidrag dersom nye nettilknytninger krever forsterkninger av nettet. Målet med anleggsbidraget er å synliggjøre kostnadene ved en ny nettilknytning eller forsterkning og om mulig fordele kostnadene mellom kunder (produsenter) som utløser investeringen og de øvrige kundene. Det aktuelle nettselskapet vil dekke den delen av anleggskostnadene som ikke betales av kunden som utløser tiltaket. Dette vil øke inntektsrammen til nettselskapet som fastsettes av NVE. Kostnadene fordeles på nettselskapets kunder gjennom økt nettleie. Selv om det ofte er forbundet med stor usikkerhet, skal nettselskaper kostnadsfritt gi utbyggere estimater på eventuelle anleggsbidrag som kreves. Denne analysen antar at eventuelle anleggskostnader er innbakt i investeringskostnadene og derfor ser man bort fra å inkludere disse som eksterne kostnader.

2.6.1 Vindparker

Alle vindparkene som er behandlet i denne oppgaven er plassert i Sogn og Fjordane og ligger langs kysten vest for den planlagte 420 kV Ørskog-Sogndal traseen, se figur 6. Bremanger, Solund, Vågsøy og Selje er blant kommunene som blir mest berørt av vindkraftutbyggingen. Figuren illustrerer planlagte vindparker i Sogn og Fjordane med grønne ikoner mens Ørskog-Sogndal er skissert i rødt.

Okla vindpark på Stadlandet er den nordligste av de planlagte vindparkene i denne analysen. I dag er området kun forsynt med distribusjonsnett på 22 kV, men planen er imidlertid tilknytning til regionalnettet ved Skorge transformatorstasjon (Vestavind Kraft AS & SFE Nett AS 2007). For Vågsvåg vindpark som planlegges på samme øy som Mehuken, er Deknepollen transformatorstasjon ved Måløy nærmeste tilknytningspunkt til regionalnettet. Vindparken vurderer videre tilknytning til sentralnettet ved Svelgen transformatorstasjon (Kvalheim Kraft DA & SFE Nett AS 2011). Den nye 420 kV kraftledningen skal gå vest for Ålfotbreen og på denne måten blir kraftsystemet i Nordfjord og Sunnfjord godt tilrettelagt for tilknytning av ny vindkraft.

I Bremanger kommune i Nordfjord planlegges to nye vindparker, Bremangerlandet og Hennøy. Begge disse ligger relativt nært sentralnettet og planlegger derfor tilknytning i Svelgen via en konsesjonssøkt 132 kV Ytre ring Nordfjord (NVE 2008; SFE Nett AS 2011). I dag er disse områdene imidlertid kun tilknyttet 22 kV distribusjonsnett med begrenset kapasitet. Guleslettene vindpark ved Florø planlegger nettilknytning via en 132 kV jordkabel og forbindelse med sentralnettet enten ved Ålfoten- eller Grov transformatorstasjon (Guleslettene Vindkraft AS 2011).

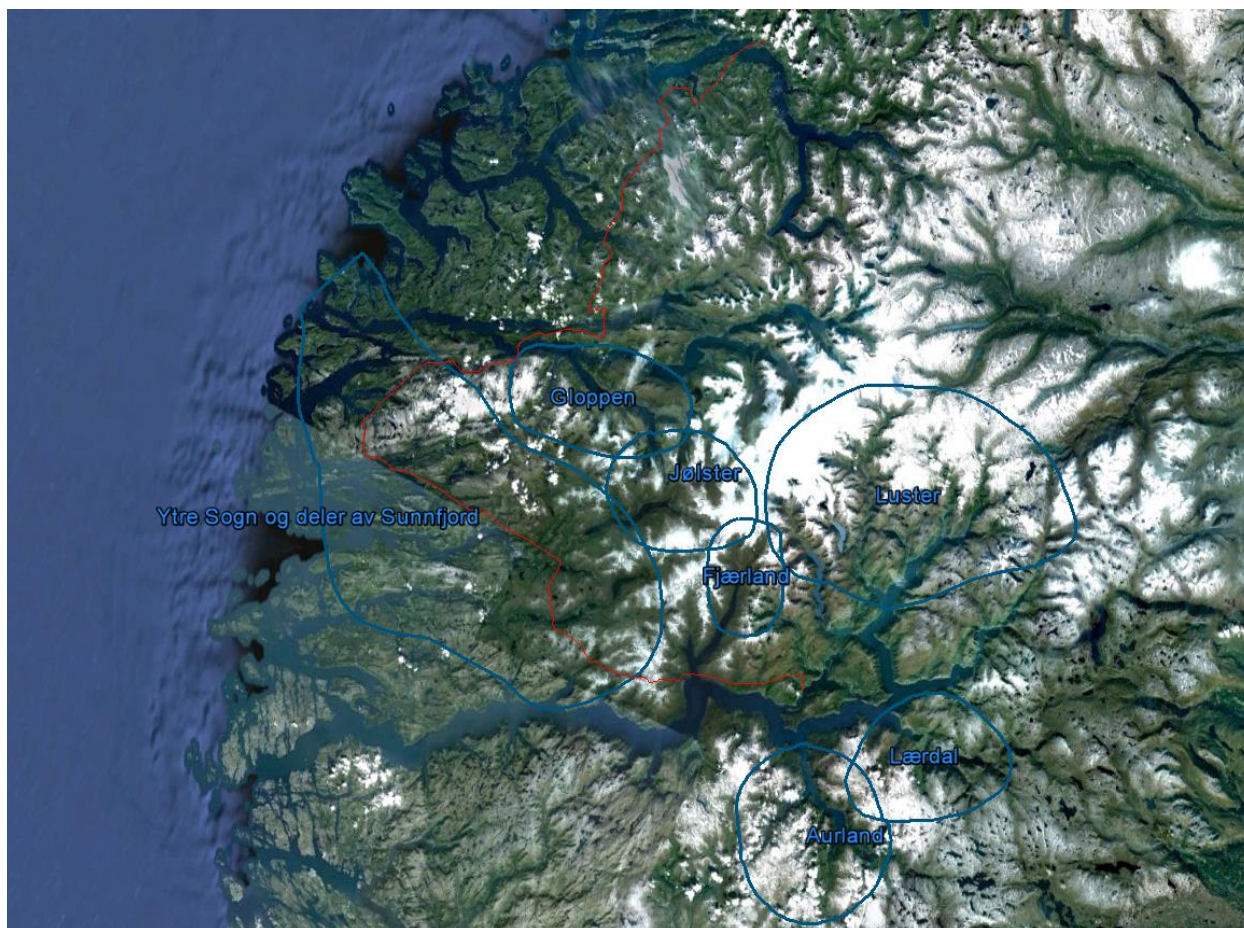
Områdene rundt de planlagte vindparkene sør i Sogn og Fjordane, Ytre Sula-, Ulvegveina-, Lutelandet- og Folkestad vindpark er i dag tilknyttet distribusjonsnettet med 22 kV driftsspenning (NVE 2008; Sula Kraft AS 2011). For disse vindparkene er nærmeste mulighet for regionalnettstilknytning ved Hålandsfossen eller Nedre Svultingen. Alle disse sørliggende vindparkene planlegger derfor å knytte seg til det nye 420 kV sentralnettet ved Moskog- eller Grov transformatorstasjon (NVE 2011a; SAE Vind 2011; Sula Kraft AS 2011; Vestavind Kraft AS 2011b).



Figur 6: Geografisk illustrasjon av planlagte vindparker i Sogn og Fjordane og 420 kV Ørskog-Sogndal kraftlinjen som vindkraften skal knyttes opp mot. Egen figur, (Google Earth 2013; SFE 2012b).

2.6.2 Vannkraftverk

Felles for både planlagte småkraft og større vannkraftprosjekter, er at de aller fleste ligger øst for den planlagte 420 kV Ørskog-Sogndal kraftlinjen. Noe planlagt småkraft ligger imidlertid vest for denne traseen i Ytre Sogn, se figur 7. Det er konsesjonssøkt 2,3 TWh småkraft og disse behandles som ett prosjekt i analysen. Hvert enkelt prosjekt blir derfor ikke presentert på samme måte som planlagte vannkraftprosjekter. Av de planlagte større vannkraftverkene, ligger de fleste i Indre Sogn nord for Sogndal, se figur 8. I figuren er sentralnettlinjen Ørskog-Sogndal skissert i rødt, mens planlagte vannkraftverk er merket med blå ikoner. Indre Sogn har et stort potensiale for ny kraftutbygging hvor Luster, Leikanger, Årdal, Lærdal og Aurland er blant kommunene som blir mest berørt. En del vannkraftprosjekter er også planlagt nordover langs østsiden av Ørskog-Sogndal kraftlinjetraseen.



Figur 7: Områder med mye planlagt småkraft. Egen figur, (Google Earth 2013; SFE 2012b).

I forbindelse med utvidelsen av Leikanger kraftverk har Sognekraft AS søkt om konsesjon til en ny 132 kV kraftledning fra Leikanger kraftverk i Suppam til Seljevollen i Grindsdalen (Sognekraft AS 2009).

Transformatoranlegg på kraftstasjonen sørger for å øke generatorspenningen til 132 kV før kraften forsynes til regionalnettet. Feios kraftverk AS fikk konsesjon til utbygging av Feios kraftverk så sent som 8. mars 2013 (NVE 2013). Kraftverket planlegges rett overfor Leikanger på sørsiden av Sognefjorden og nettilknytning skjer mot eksisterende 300 kV ledning mellom Fardal og Hove (Feios kraftverk AS 2006). Tilknytningen skal skje via jordkabel og det må derfor bygges en transformatorstasjon med 11/300 kV bryteranlegg.

Vigdøla kraftverk ligger i Jostedalen og Statkraft har planer om å benytte Jostedal kraftverk sin eksisterende transformator (Statkraft 2011b). Nettilknytning skjer direkte til sentralnettet med spenningsnivå 300 kV. Statkraft har også søkt om overføring av flere små elveløp til Tunsbergsalsvatnet

for produksjon ved Leirdøla kraftverk samt heving av Tunsbergdalsdammen (Statkraft 2011a). Tiltaket medfører ikke effektøkning i Leirdøla kraftverk og det vil dermed ikke bli behov for nettutbygginger i direkte sammenheng med tiltaket. Statkraft påpeker imidlertid at det er søkt om flere småkraftverk i området og at det kan oppstå kapasitetsbegrensninger på kraftlinjene 300 kV Fardal-Aurland og 300 kV Fardal-Fortun dersom alle konsesjonssøkte kraftverkene blir realisert. Man må derfor se nærmere på alternative overføringstiltak. I Fortunsdalen innerst i Sogn planlegges det to nye kraftverk, Øyane kraftverk og Illvatn pumpekraftverk og nettilknytning av begge disse ses derfor i sammenheng (Norsk Hydro ASA 2010b). I dag går det en 132 kV kraftledning Innover Fortunsdalen fra Skagen transformatorstasjon til Herva pumpekraftverk (Norsk Hydro ASA 2010a). Fra Herva og videre innover går det en 22 kV kraftlinje som skal erstattes av en ny 132 kV ledning hvis Illvatn pumpekraftverk blir realisert. Både Øyane kraftverk og Illvatn pumpekraftverk planlegger nettilknytning til 132 kV Skagen-Herva linjen ved Sveinsøystølen, hvor den nye 132 kV linjen går videre innover dalen.

Offerdal kraftverk befinner seg på nordsiden av Årdalsfjorden et stykke vest for Årdalstangen og skal utnytte fallet i Indre- og Ytre Offerdalselvi (Offerdal Kraftverk AS 2012). Kraftverket planlegger tilkobling til 132 kV regionalnettet via Naddvik kraftstasjon på sørsiden av Årdalsfjorden. Fra Naddvik går det 132 kV kraftlinjer til Fortun via Årdalstangen og Øvre Årdal. Kraftverket vil være uregulert og påvirker derfor ikke høylast periodene på de kapasitetsbegrensede sentralnettlinjene i området.

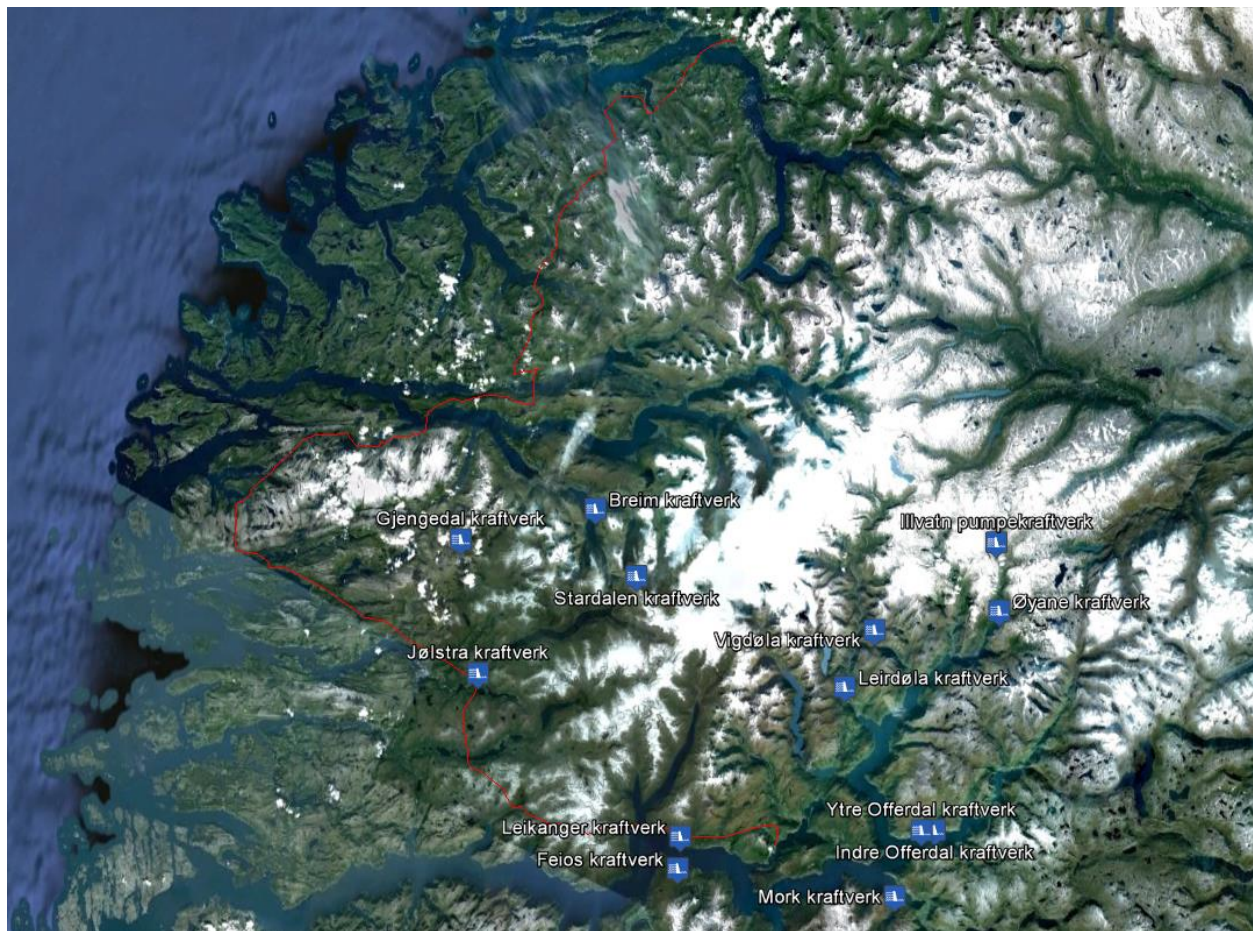
Mork kraftverk planlegger nettilknytning via en konsesjonssøkt 66 kV-linje til Lærdal transformatorstasjon (Mork kraftverk AS & E-CO Vannkraft AS). Samtidig har Østfold Energi AS i forbindelse med utbyggingen av Gravdalen kraftverk, søkt om å få sette opp en ny 66 kV linje fra Stuvane og innover Øyridalen til kraftverket (Østfold Energi AS 2008). Gravdalen kraftverk vil på denne måten knytte seg til 132 kV regionalnettet ved Stuvane kraftverk.

SFE planlegger å knytte Gjengedal kraftverk til den konsesjonssøkte 132 kV ledning fra kraftverket til Storebru transformatorstasjon (SFE 2012a). Regionallinjen fra Storebru vil videre tilknyttes sentralnettet i Grov.

I Sunnfjord har tiltakshaveren til Stardalen kraftverk planer om tilknytning via 22 kV distribusjonsnettet til transformatorstasjonen i Skei i Jølster (Stardalen kraft AS 2010). Sunnfjord Energi ønsker å oppgradere denne linjen til 66 kV eller 2x22 kV på grunn av at d-nettet har liten kapasitet og flere nye småkraftverk planlegges i området. Jølstra kraftverk ligger like ved Moskog transformatorstasjon som er fremtidig transformatorpunkt for sentralnettet og nettforbindelse skjer derfor via denne stasjonen

(Fjellkraft AS 2012). Kraftstasjonen skal tilkobles transformatorstasjonen enten med 66 kV eller 132 kV kabel på eksisterende anlegg.

Breim kraftverk er lokalisert i Nordfjord nær Re i Gloppen og har omsøkt to ulike alternativ for nettilknytning (Breim kraft AS 2010). Hovedalternativet er tilkobling via en egen 22 kV linje til Reed transformatorstasjon. Sekundæralternativet er at kraftverket utstyres med egen 132 kV transformering.



Figur 8: Oversikt over planlagte vannkraftverk i Sogn og Fjordane som skal knyttes opp mot Ørskog-Sogndal linjen. Egen figur, (Google Earth 2013; SFE 2012b)

3 Teori

3.1 Samfunnsøkonomiske analyser

NVE er underlagt Olje- og energidepartementet og har oppgaven med å forvalte Norges energiressurser (Finansdepartementet 2005). NVE skal fremme et kostnadseffektivt kraftsystem med effektiv kraftomsetning og energieffektive løsninger. Finansdepartementet har utviklet *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser* som fokuserer på evaluering av offentlige tiltak, mens NVE har utviklet *Håndbok for Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter* som er rettet mer mot privat virksomhet i energisektoren. Håndboken til NVE er i stor grad basert på Finansdepartementets veileder og analysen som blir gjort i denne oppgaven tar utgangspunkt i begge disse. Modellene som brukes er i hovedsak hentet fra NVEs håndbok, mens mye av teorien er hentet fra Finansdepartementets veileder.

Når man skal vurdere ulike tiltak, er det nødvendig å ha oversikt over hvilke alternativer som finnes og virkningene av disse (Finansdepartementet 2005). En samfunnsøkonomisk analyse skal gi et best mulig grunnlag for å ta en god beslutning. Dette gjøres ved først å synliggjøre kostnader og nyttevirkinger for ulike tiltak, for deretter å sammenligne og rangere tiltakene. Et tiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom totalverdien av nyttevirkningene (fordelene) er større enn summen av kostnadsvirkningene (ulempene), det vil si at totalsummen er positiv. I slike tilfeller er samfunnet villig til å betale minst like mye som tiltaket koster. Effekter ved ulike gjennomføringstidspunkter og virkninger for alle berørte interessenter bør inkluderes i analysen. 0-alternativet eller basisalternativet brukes ofte for å beskrive den mest sannsynlige fremtidige situasjonen uten utførte tiltak. Dette innebærer tilstanden som den er i dag uten at en eventuell utbygging forekommer. Alternative tiltak vurderes både opp mot 0-alternativet og opp mot hverandre (Jensen et al. 2003). Å utarbeide slike samfunnsøkonomiske analyser er ofte svært ressurskrevende. Man bør derfor begrense antall alternative tiltak som skal sammenlignes til de mest realistiske og egnede i henhold til økonomi, politikk og teknisk potensiale.

For velfungerende markeder vil kalkulasjonsprisene tilsvare markedsprisene og det er i utgangspunktet slike verdier som skal brukes i verdsettingen av et prosjekt (Finansdepartementet 2005). I et tilfelle med markedssvikt, vil det imidlertid være en differanse mellom disse. Da tar man i bruk kalkulasjonspriser som skal representere alternativkostnaden ved å velge nettopp den innsatsfaktoren, det vil si innsatsfaktorens verdi i beste alternative anvendelse. Markedspriser kan heller ikke brukes til å verdsette effekter som ikke omsettes i et marked, og det kan være en utfordring å måle alle effekter i et kronebeløp. Dersom dette er tilfellet, kan man foreta kvalitative vurderinger hvor konsekvenser blir

belyst på best mulig måte og er med i totalvurderingen selv om den ekskluderes fra tallanalysen. Hvis ingen av disse metodene er gunstige å bruke, kan man benytte befolkningens samlede betalingsvillighet som en pengeverdi. Problemet her er at betalingsvillighet i kroner ikke er det samme som velferd. Et tiltak er ikke nødvendigvis ønskelig selv om den samlede betalingsvilligheten er større enn kostnadene. Interessekonflikter forekommer ofte i store prosjekter som berører mange parter hvor de ulike interessentene berøres forskjellig. En utfordring er derfor å identifisere fordelingsvirkningene dvs. hvordan virkningene fordeles i befolkningen. Et tiltak kan gi positive virkninger for en gruppe samtidig som en annen gruppe opplever negative virkninger. Den samfunnsøkonomiske analysen kan også vise at tiltaket er lønnsomt for samfunnet, selv om enkelte grupper kan komme dårligere ut. I slike tilfeller kan det være aktuelt å gi direkte kompensasjon til gruppene som berøres negativt av tiltaket. Kompensasjon i forhold til fordelings effekter og ulike interessekonflikter er imidlertid momenter som oftest avgjøres på politisk (Finansdepartementet 2005).

Det vil alltid være en større eller mindre usikkerhet forbundet med et prosjekt. Ved å kjøre sensitivitetsanalyser kan man finne hvor følsomt den samfunnsøkonomiske analysens resultater er for endringer i viktige variabler. Det kan også være lønnsomt å utsette et tiltak for å innhente mer informasjon dersom det er knyttet stor usikkerhet omkring fremtidige nytte- og kostnadsvirkninger. Man bør også se etter fleksible løsninger som kan kompensere for stor usikkerhet ved å gi bedre kontroll og eliminere deler av risikoen. Det er tilslutt en totalvurdering av prosjektet som gir grunnlag for en god beslutning. Analysene må dessuten tolkes med skjønn og ta hensyn til både politiske og etiske vurderinger. Netto nåverdimetoden kan være med å støtte opp under viktige konsekvenser og blir derfor forklart nærmere i et eget avsnitt under.

3.1.1 Netto nåverdi

Netto nåverdimetoden legges som regel til grunn for å beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten rundt potensielle investeringer (Jensen et al. 2003). Kostnads- og nyttevirkingene av et tiltak oppstår som regel på ulike tidspunkt og nåverdimetoden neddiskonter fremtidige effekter til en nåverdi som representerer dagens verdi av fremtidige effekter (Finansdepartementet 2005). Kalkulasjonsrenten brukes som diskonteringsrente og fungerer på denne måten som et avkastningskrav på investeringen.

$$NNV_0 = \sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} = -C_0 + \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (1)$$

Ligning (1) viser at netto nåverdi (NNV_0) er en funksjon av bl.a. kalkulasjonsrenten r og antall år T prosjektet varer. C_0 er investeringskostnaden i år 0 og er derfor negativ, mens C_t beskriver kontantstrømmene eller summen av nytte- og kostnadsvirkningene i år t . En positiv netto nåverdi betyr at nytten er høyere enn kostnadene og at tiltaket bør gjennomføres. Netto nåverdi lik null betyr at verdien av nytten verdsettes like mye som kostnadene og at man i utgangspunktet er indifferent i henhold til en investering. En negativ netto nåverdi betyr at verdien av de diskonterte kostnadseffektene er høyere enn nytteeffektene og tiltaket bør derfor ikke gjennomføres. Internrenten IR til et investeringsprosjekt er renten som gir netto nåverdi lik null (Ross et al. 2010). En kalkulasjonsrente lavere enn internrenten vil derfor gi en positiv netto nåverdi, mens en kalkulasjonsrente høyere enn IR vil gi negativ NNV . I enkelte tilfeller kan det også være aktuelt å inkludere restverdier og utrangeringsverdier i slutten av prosjektets levetid som positive kontantstrømmer. Dette gjelder imidlertid ikke for irreversible (ikke gjenvinnbare) kostnader som man ofte har mye av i energisektoren. Irreversible kostnader er kostnader som man ikke får igjen eller som taper seg mye i verdi i forhold til investeringskostnaden. For eksempel er vannkraftturbiner ofte spesialtilpasset et kraftverk og et eventuelt videresalg er derfor ofte vanskelig. For sanerte overføringslinjer kan enkelte materialer som for eksempel kobber kunne resirkuleres, men denne verdien ligger langt under investeringskostnaden.

En positiv netto nåverdi er ikke alltid nok til å avgjøre om et prosjekt skal gjennomføres (Finansdepartementet 2005). I teorien bør alle tiltak som er samfunnsøkonomisk lønnsomme gjennomføres. Men dersom det finnes ressursmessige begrensninger relatert til prosjektene eller at ulike prosjekter utelukker hverandre, kan dette gjøre at netto nåverdien gir et feil bilde av tiltaket (Jensen et al. 2003). Størrelsen på prosjektet har også betydning for lønnsomheten og tendensen er at store prosjekter gir bedre NNV enn mindre prosjekter (Finansdepartementet 2005). Hvis to prosjekter med ulik størrelse får samme netto nåverdi, vil det minste prosjektet ofte være et bedre alternativ. Ved å bruke netto nåverdi per budsjettkrone innenfor budsjettammen (NNB_0), kan man korrigere ressursbegrensningen til prosjektet, se ligning (2). Telleren er nåverdien som vi fant i ligning (1), mens nevneren er nåverdien av alle offentlige utbetalinger som inkluderer både investerings- og driftskostnader. På samme måte som for netto nåverdi, er tiltaket med høyest netto nåverdi per

budsjettkrone det mest lønnsomme. Denne metoden kan benyttes hvis ingen av prosjektene som vurderes kan utelukkes og verdien av å øke budsjettet er like stort i hver periode. Hvis dette ikke oppfylles, må lønnsomheten for kombinasjoner av ulike tiltak beregnes innenfor bestemte rammer. For en fullstendig samfunnsøkonomisk analyse, inkluderes ikke-betalbare kostnader som lokal forurensning og miljøvirkninger i telleren. I nevneren er kun betalbare summer tatt med.

$$NNB_0 = \frac{NNV_0}{\text{NNV av alle offentlige utbetalinger knyttet til tiltaket}} \quad (2)$$

3.1.2 Paretoforbedringer og Kaldor-Hicks kriteriet

I alle samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter vil parter som kommer best ut av tiltaket i prinsippet alltid kunne kompensere de som kommer dårlig ut, og likevel øke samfunnets totale nytte i forhold til utgangspunktet (Nyborg 2002). Dette kalles å gjøre en Paretoforbedring og forekommer hvis et tiltak fører til at minst en person kommer bedre ut av det uten at noen kommer verre ut (Varian 2010). Hvis dette er tilfelle, er situasjonen opprinnelig Paretoineffektiv og tiltaket bør da gjennomføres. Hvis ikke noe tiltak kan føre til en Paretoforbedring, antar man situasjonen som Paretoeffektiv. En Paretoforbedring kan bare forekomme hvis de berørte partene som opplever ulemper som følger av prosjektet kompenseres. For utbygginger i energisektoren er det nesten alltid noen som mener prosjektet forverrer deres nytte (Nyborg 2002). Det er svært vanskelig, om ikke umulig, å vurdere hvor store fordelene og ulempene er for alle parter.

Kaldor-Hicks kriteriet er en mildere utgave av Paretokriteriet og har enkelte fordeler ved praktisk anvendelse. Kaldor-Hicks kriteriet sier at et tiltak bør gjennomføres dersom det potensielt kan kompenseres, og kan føre til at minst en person vil øke sin nytte samtidig som ingen vil få lavere nytte. Kriteriet sier ikke at en kompensasjon må skje, men at det potensielt kan skje. I følge Kaldor-Hicks kriteriet bør med andre ord alle samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter gjennomføres, også i tilfeller hvor enkelte får lavere nytte siden disse potensielt kan kompenseres. Ved bruk av Kaldor-Hicks kriteriet øker antall alternative tiltak man kan velge mellom i forhold til om man skulle tatt hensyn til Paretokriteriet.

3.1.3 Nytte-kostnadsbrøk

Problemet med nåverdiberegninger er at de ikke viser hvor mye man får igjen av hver innsatskrone (Jensen et al. 2003). En nytte-kostnadsbrøk presenterer forholdet mellom nyttevirksomheter og ressursene med begrensninger, se ligning (3). Metoden er nyttig dersom prosjektet har en budsjettstramme eller når det er flere alternative prosjekter som utelukker hverandre. Et tiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom brøken er større enn null, og jo høyere verdi, dess bedre lønnsomhet har prosjektet. Dette gjør det enkelt å rangere prosjekter etter fallende nytte-kostnadsbrøk.

$$\text{NKB} = \frac{N - I - D - U}{I + D} \quad (3)$$

Nytte-kostnadsbrøken (NKB) er en funksjon av I, D og U som er henholdsvis neddiskonterte investerings-, drifts- og eksterne kostnader mens N representerer den diskonterte nytteverdien.

3.1.4 Bedriftsøkonomisk- og Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Dersom et prosjekt gjennomføres, antar man at det er bedriftsøkonomisk lønnsomt. Et bedriftsøkonomisk lønnsomt prosjekt er ikke nødvendigvis samfunnsøkonomisk lønnsomt og omvendt (Jensen et al. 2003). Årsakene til dette er konsumentoverskudd og markedssvikt.

Konsumentoverskuddet er nytteverdien til et gode som bare konsumenten drar nytte av. I et frikonkurransemarked uten markedssvikt vil dette overskuddet være det eneste som skiller bedriftsøkonomisk- og samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Det bedriftsøkonomiske overskuddet representeres ved produsentoverskuddet, mens det samfunnsøkonomiske overskuddet er summen av produsentoverskuddet og konsumentoverskuddet. Utøvelse av markedsmakt, asymmetrisk informasjon i markedet eller andre eksterne effekter er eksempler på markedssvikt som fører til samfunnsøkonomiske dødvectstap.

3.1.5 Risiko og kalkulasjonsrente

Alle tiltak er forbundet med en større eller mindre risiko som påvirker lønnsomheten til prosjektet (Finansdepartementet 2005). Risikoen er forbundet med en usikkerhet omkring fremtidig utvikling av økonomiske faktorer gjennom prosjektets levetid. Man skiller mellom systematisk risiko og usystematisk

risiko. Den systematiske risikoen er relatert til konjunktursvingninger i markedet og dersom et prosjekts resultater i stor grad påvirkes av endringer i markedspriser vil den systematiske risikoen være stor. Dette betyr at tiltakshaveren ikke kan påvirke den systematiske risikoen, men den tas hensyn til gjennom kalkulasjonsrenten. Den usystematiske risikoen er prosjektspesifikk og kan derfor påvirkes av prosjektets ledere bl.a. gjennom å ta i bruk forventningsverdier (Jensen et al. 2003). På større prosjekter antar man at forventningsverdien er lik null, dvs. at sannsynligheten for at nytten/kostnadene blir større enn forventet, er like stor som sannsynligheten for at de blir lavere enn forventet. Det er derimot kun systematisk risiko som er relevant i fastsettelsen av kalkulasjonsrenten for energiprojekter og man ser derfor bort fra usystematisk risiko i denne sammenhengen.

Størrelsen på kalkulasjonsrenten er avgjørende for lønnsomheten til langsiktige prosjekter som vist med ligning (1). Kalkulasjonsrenten er tiltakets avkastningskrav og benyttes derfor som en diskonteringsrente som symboliserer beste alternative anvendelse av kapitalens avkastning (Finansdepartementet 2005). Kalkulasjonsrenten representerer på denne måten samfunnets kostnader ved å binde opp kapital i langsiktige investeringer og består av risikofri realrente og et risikotillegg. Den risikofrie realrenten er knyttet til samfunnets kostnader ved å investere i et risikofritt tiltak, mens risikotillegget er en kompensasjon for at tiltaket medfører en risiko. Den risikofrie realrenten beregnes ved forventninger om utviklingen av inflasjon i markedet og langsiktige prosjekter er derfor forbundet med større usikkerheter. På den andre siden argumenteres det for at langsiktige prosjekter som benytter fallende kalkulasjonsrente, vil ta større hensyn til effekter som forekommer fremtidige generasjoner, for eksempel miljøvirkninger.

I forbindelse med større prosjekter kan kalkulasjonsrenten beregnes prosjektspesifikt, dette gjøres hovedsakelig på to måter. Den ene metoden er sikkerhetsekvivalentmetoden hvor usikre fremtidige inntekter erstattes av det laveste sikre beløpet man er villig til å erstatte inntektene med. Dette beløpet diskonteres deretter med den risikofrie renten. I den andre og mest brukte metoden diskonteres alle usikre fremtidige kontantstrømmer med en risikjustert kalkulasjonsrente. Andre faktorer som påvirker kalkulasjonsrenten er andelen faste- og irreversible kostnader. Faste kostnader vil ikke kunne justeres etter etterspørselen men påløper uansett hvor stor produksjon man har. Irreversible kostnader er som tidligere nevnt kostnader man ikke får igjen dersom behovet for godet forsvinner. Høye faste- og irreversible kostnader gir prosjekter høyere risiko og dermed vil kalkulasjonsrenten stige.

Vindkraftprosjekter er ofte forbundet med en større risiko enn vannkraftprosjekter. Årsaken er at man antar at vannkraftverk har 2-3 ganger så lang levetid som vindparker. I tillegg er at vannkraftprosjekter

ofte har lavere utbyggingskostnader i forhold til ytelsen, og at de i større grad kan regulere produksjonen i forhold til endringer i kraftpris. Flexibiliteten til et tiltak kan påvirke dets lønnsomhet og ved å utvide tiltakets bruksområde, vil man også kunne redusere risikoen. Når Statnett SF nå skal oppgradere sentralnettet, kommer de til å inkludere en fiberkabel i jordledningen på de nye kraftlinjene (Teknisk Ukeblad 2013a). Det samme er gjelder 420 kV Ørskog-Sogndal kraftlinjen. Fiberkabelen er opprinnelig ment til å brukes til intern kommunikasjon og styring av kraftsystemet, men på grunn av stor overkapasitet kan også lokale selskaper dra nytte av denne kommunikasjonsløsningen.

En utfordring for langsiktige prosjekter er fastsettelsen av kalkulasjonsrenten. Et viktig spørsmål er hvor mye man bør ta hensyn til fremtidige generasjoner, spesielt med tanke på miljøvirkninger. Det er også usikkerheter rundt den teknologiske utviklingen som fort kan endre våre behov og verdsetting av ressurser. Faktorer som verdsettes høyt for oss i dag kan kanskje være lite verdt og omvendt om 50 år. Dersom kalkulasjonsrenten blir satt høyt, vil effekter som påløper langt ut i analyseperioden vektlegges mindre når de diskonteres. En lav kalkulasjonsrente vil heller ikke være hensiktsmessig siden de fleste langsiktige prosjektene uansett vil bli gjennomført ifølge Finansdepartementet (Finansdepartementet 2005).

Finansdepartementets veileder fra 2005 anbefaler et avkastningskrav på 4 % for offentlige prosjekter som opplever moderat risiko hvor den risikofrie realrenten utgjør 2 %, mens et risikotillegg utgjør ytterligere 2 %. Finansdepartementet påpeker riktignok at en del tiltak er mer utsatt for konjunkturrendringer enn andre og at risikotillegget i slike tilfeller bør økes til en kalkulasjonsrente opp mot 6 %. Statnett SF bruker en kalkulasjonsrente på 5 % for utbygginger på sentralnettet og beregner dermed et risikotillegg på 3 % i forhold til Finansdepartementets anbefalinger fra 2005 (Korneliussen 2012; Statnett SF 2007). I 2012 kom Finansdepartementet ut med en revidert utgave av sine anbefalinger for fastsettelse av kalkulasjonsrenter for offentlige prosjekter. Endringen innebærer at langsiktige prosjekter benytter en variabel kalkulasjonsrente. I de første 40 år av analyseperioden er det anbefalt en risikofri rente på 2,5 % og et risikopåslag på 1,5 % som gir en risikojustert kalkulasjonsrente på 4 % (Finansdepartementet 2012). De neste 35 årene (40-75 år) legger departementet til grunn 2 % risikofri rente med et risikotillegg på 1 % som gir en risikojustert rente på 3 %. Fra 75 år regner man med at det i stor grad er miljøvirkningene som dominerer og denne renten anslås til 2 %. I Håndbok for *samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter* fra 2003 klassifiserer NVE kalkulasjonsrenter som benyttes i kostnadsvurderinger av mindre energiprojekter i standardiserte risikoklasser med lik rentesats innenfor samme risikoklasse (Jensen et al. 2003). NVE anbefaler her at både vann- og

vindkraftproduksjon bruker en kalkulasjonsrente på 8 % som baserer seg på en risikofri realrente på 3,5 % fra Finansdepartementets veileder fra 2000. Samtidig anbefaler NVE at tiltak på sentral- og distribusjonsnettet benytter en kalkulasjonsrente på 6 %, mens innmatingslinjer bør bruke 8 %. En revidert utgave av NVE-håndboken ble gitt ut i 2011. Her har NVE endret anbefalingene til kalkulasjonsrenter for vind- og vannkraftprosjekter til 6 % (Hofstad & Stensby 2011). NVEs anbefalinger endrer seg dermed i takt med Finansdepartementets justeringer. Anbefalt rentesats for nettiltak er imidlertid uendret fra Jensen et al. (2003). Likevel forteller Kristen Skriveravik at SFE bruker en kalkulasjonsrente på 4,5 % for utbygginger i regionalnettet (Skriveravik 2013).

3.1.6 Avhengighet

Nytte-kostnadsanalyser møter ofte utfordringer når netto nytten av energiprojekter som er gjensidig avhengig av andre tiltak skal beregnes (Jensen et al. 2003). Lønnsomheten til en investering på kraftnettet kan bl.a. avhenge av andre investeringer på kraftnettet og vice versa. For eksempel vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til 420 kV Ørskog-Sogndal være gjensidig avhengig av ny kraftproduksjon som blir utløst på grunn av nettutbyggingen og investeringer i distribusjons- og regionalnettet tilknyttet linjen. Utbyggingsrekkefølgen til avhengige prosjekter påvirker også lønnsomheten. Både NVE, Statnett SF og SFE påpeker at ny fornybar kraftproduksjon i Sogn og Fjordane umulig kan få tilknytning til sentralnettet før 420 kV ledningen står ferdig. Potensiell ny kraftproduksjon står derfor på vent til sentralnettet er ferdig, og lønnsomheten til produksjonsprosjektene vil kunne endre seg fra tidligere estimerte tall på grunn av forsinkelse i Ørskog-Sogndal utbyggingen. Lønnsomheten til hvert enkelt prosjekt avhenger derfor både av hvilke andre prosjekter som gjennomføres og i hvilken rekkefølge tiltakene gjennomføres.

3.1.7 Andre forutsetninger

Referansetidspunktet angir analysens starttidspunkt. Investeringskostnadene inkluderer renter i utbyggingsperioden dersom referansetidspunktet er satt forskjellig fra anleggsarbeidets oppstart (Jensen et al. 2003). For eksempel til tidspunkt for igangsettelse av driften. Dette gjelder både for produksjonsprosjekter og kraftoverføringstiltak. Referansebanen beskriver en forventet utvikling i kraftmarkedet med hensyn til balanse mellom produksjon og forbruk. Analysetiden settes ofte lik den økonomiske levetiden som er perioden tiltaket avskrives over. Den fysiske levetiden for et prosjekt er

den antatte tiden anlegget har en nytteverdi for samfunnet, det vil si tiden anlegget er i drift og genererer inntekter. Restverdien er verdidifferansen mellom økonomisk- og fysisk levetid. Siden økonomisk levetid ofte er kortere enn den fysiske levetiden, beskrives restverdien som en prosentdel av investeringskostnadene.

Energiprojekter kan møte rammebetingelser i form av lover, miljøkrav eller markedsutvikling som kan påvirke lønnsomheten til et tiltak (Jensen et al. 2003). Det er ofte knyttet en viss usikkerhet rundt rammebetingelsene og det er viktig at alle belyses. For en mest mulig oversiktlig analyse, bør imidlertid de mest usikre forholdene utelates. Offentlig støtte midler som for eksempel subsidier eller skatter/avgifter forbindes med et effektivitetstap. Det betyr at disse overføringene vil ha en ekstrakostnad i tillegg til selve skatten/subsidien. Dette gjelder bl.a. for el-sertifikatene hvor effektivitetstapet settes til 20 øre/subsidierte kr. El-sertifikatprisen skal derfor multipliseres med 1,2 for å inkludere det samfunnsøkonomiske tapet.

Man kan velge mellom ulike metoder når man skal gjøre en samfunnsøkonomisk analyse (Finansdepartementet 2005). *Kostnads-virkningsanalyser* benyttes gjerne når ulike tiltak kan løse det samme problemet. Kostnadsberegninger sammen med beskrivelse av nytteverdien for de ulike tiltakene gir et godt grunnlag for å ta en beslutning. Denne metoden rangerer imidlertid ikke tiltakene. *Kostnadseffektivitetsanalyser* finner tiltaket eller kombinasjonen av ulike tiltak som minimerer kostnadene. I en slik analyse antar man at alle tiltak skal nå det samme målet og at nytteeffektene av tiltakene som sammenlignes er like. Metoden brukes ofte når det er vanskelig å verdsette nytteverdien, men samfunnsøkonomisk lønnsomhet kan ikke bestemmes ut i fra en kostnadseffektivitetsanalyse (Jensen et al. 2003). NVE anbefaler at energiprojekter bruker *nytte-kostnadsanalyser* dersom dette er mulig. Dette er grunnen til at det i denne analysen benyttes nytte-kostnadsanalyse og metoden beskrives i detalj i avsnittene under.

3.2 Nytte-kostnadsanalyse (NKA)

I en *nytte-kostnadsanalyse* systematiseres tiltakets fordeler og ulemper før de sammenlignes med hverandre (Finansdepartementet 2005). Dersom det lar seg gjøre bør de også verdsettes i kronebeløp, noe som også forbedrer sammenligningsgrunnlaget. Denne forskjellen mellom fordeler og ulemper målt i kroneverdi representerer total netto nytteverdi av et tiltak (Jensen et al. 2003). En vanlig måte å rangere energiprojekter på er å beregne differansen mellom nettonytten av alternative prosjekter og 0-

alternativet. 0-alternativet er det samme for samtlige prosjekter. Differansen for alternative tiltak kalles differanseprosjekt.

3.2.1 Nyttensiden

Konsumenter verdsetter goder forskjellig ut fra sin egen betalingsevne (inntekt) og marginal nytte (behov) og har derfor individuelle etterspørselsfunksjoner (Jensen et al. 2003). Marginal betalingsvilje reflekterer konsumentens verdsetting av et gode, og vil i markedsligevikt tilsvare markedsprisen til godet. Konsumenter vil i teorien maksimere sin totale nytte. Samfunnets etterspørselsfunksjon for et gode er derfor lik summen av alle konsumenters individuelle etterspørselsfunksjoner. Man antar at betalingsevnen til hver enkel konsument er konstant gjennom året, mens behovet (etterspørselen) varierer med årstid, tid på døgnet og temperatur. På denne måten varierer også samfunnets samlede betalingsvillighet for elektrisk kraft og kraftproduksjonen må derfor tilpasses disse variasjonene i forbruket. For å optimere produksjonen kan vannkraftverk med magasiner regulere produksjonen og velge å produsere i perioder med høy betalingsvillighet. Den økonomiske levetiden til et prosjekt er som regel kortere enn den fysiske levetiden på grunn av fremtidige usikkerheter. Dette innebærer at et prosjekt ofte kan produsere eller transportere energi og dermed være til nytte for samfunnet etter at tiltaket er ferdig avskrevet.

Dersom et energiprojekt innebærer årlig produksjon eller transport av mer enn 1 TWh, benyttes en kombinasjon av Samkjøringsmodellen, Samlast og VANSIMTAMP for å estimere nytteverdien (Jensen et al. 2003). Samlast tar hensyn til produksjon, forbruk og tilsig for bl.a. å beregne samfunnsøkonomiske virkninger i et kraftsystem. Årsaken til at disse programmene benyttes er at store prosjekter i større grad påvirkes av flere variabler som tilsig, temperaturer og flomsituasjoner o.l. Nyttevirkninger for energiprojekter med årlig energitransport eller kraftproduksjon under 1 TWh kan beregnes med forenklede modeller som bruker kalkulasjonspriser og mengde, se ligning (4). Analysen i denne oppgaven benytter slike metoder siden ingen av de enkelte produksjonsprosjektene eller nettutbygginger genererer eller håndterer mer enn 1 TWh/år, med unntak av 420 kV kraftlinjen Ørskog-Sogndal. Nettonytten av dette prosjektet ble imidlertid presentert i konsesjonssøknaden og det er disse tallverdiene som benyttes i analysen.

Kraftproduksjon

Nyttesiden for kraftproduksjon deles inn i fire komponenter (Jensen et al. 2003):

- Levert kraft.
- Reguleringsevne.
- Andre positive eksterne effekter.
- Restverdi.

Denne oppgaven ser bort fra andre positive eksterne effekter, mens de tre resterende elementene blir inkludert i analysen. Årsaken til dette er anbefalinger fra NVE som skriver at nyttesiden representeres ved konsumentoverskuddet (Jensen et al. 2003).

Levert kraft og reguleringsevne

For kraftproduksjon beregnes årlig bruttonytte av levert kraft og reguleringsevne:

$$N = X * \sum_{u=1}^{52} (1 + 0.3 * mva)(P^u + [1 - \text{nettap}] * 0.6 * \text{elavgift}) * F^u \quad (4)$$

For kraftproduksjon med årlig produksjon under 1 TWh beskrives den årlige bruttonytten N ved ligning (4). X representerer årlig kraftproduksjon uttrykt i kWh, og u er ukenummeret som varierer mellom 1 og 52. P^u er kraftprisen i uke u (kr/kWh), mens F^u er en faktor som beskriver den relative mengden frigjort kraft i uke u. P^u og F^u beregnes vanligvis ved hjelp av Samkjøringsmodellen og VANSIMTAP. NVE forutsetter at 70 % av forbruket er fritatt for merverdiavgift og 40 % er fritatt fra å betale elavgift. Videre forutsettes et gjennomsnittlig nettap på 10 % som fritas for elavgift. Den årlige bruttonytten N, i ligning (4) må neddiskonteres over hele analyseperioden v.h.a. kalkulasjonsrenten.

Restverdi

Fordi en kraftprodusent ofte fortsetter å produsere etter at anlegget er ferdig avskrevet oppstår det en restverdi som kan beregnes ved ligning (5).

$$R = I * \frac{FL - \emptyset K}{FL} \quad (5)$$

Restverdien R beregnes ut fra investeringskostnaden I, og fysisk- og økonomisk levetid, henholdsvis FL og ØK. Tilslutt neddiskonteres restverdien R fra den økonomiske levetidens (analyseperiodens) utløpsår til et valgt referanseår. Et viktig poeng er også at levetiden til ulike deler av produksjonen vil variere, både med tanke på vedlikehold og forskjellige forutsetninger for levetid. For vannkraftverk har elektriske- og maskintekniske anlegg ofte kortere levetid på rundt 60 år, mens for eksempel bygningsmasse henholdsvis har levetid på rundt 100 år.

Kraftoverføring

For tiltak i kraftoverføringsnettet beregnes nytteverdien av følgende elementer (Jensen et al. 2003):

- Årlig reduksjon i avbruddskostnader.
- Årlig reduksjon i kostnader ved nettap og flaskehalsler.
- Restverdi.

På grunn av manglende datagrunnlag var det imidlertid ikke mulig å beregne *årlig reduksjon i avbruddskostnader og årlig reduksjon i nettap og flaskehalsler*. Ligningene inkluderes likevel for å illustrere hvordan slike effekter beregnes.

Årlig reduksjon i avbruddskostnader

Kraftsystemet kan rammes av ulike feil av forskjellige årsaker. Derimot fører ikke alle feil til avbrudd og det er den systemansvarlige sin oppgave å redusere risikoen for at avbrudd forekommer. Eksempel på ulike steder i systemet hvor det kan oppstå feil er på kraftlinjer, transformatorer, effektbrytere, kabler eller sikkerhetsutstyr. Årsaker kan være bl.a. ytre påvirkning i form av vind og lynnedslag, feil ved installasjon eller dårlig kvalitet på komponenter.

Sannsynligheten for avbrudd øker også dersom flere linjer går i parallelle traseer. Enkelte ganger er man nødt til å utføre planlagte utkoblinger ved for eksempel vedlikehold eller montering. Hvis dette skjer blir forbrukerne som regel varslet på forhånd. Dette kan redusere avbruddskostnadene, spesielt for

kraftintensive forbrukere som kan ta høyde for utkobling i produksjonsplanleggingen. I følge NVE vil en ny kraftlinje ofte oppleve lave avbruddskostnader i starten av linjens levetid for deretter å øke for hvert år. Økende forbruk og aldring av komponenter utover i analyseperioden gjør at belastningen på systemet og vedlikeholdskostnadene øker. Statnett fører årsstatistikker for driftsforstyrrelser i 1-22 kV og 33-420 kV nettet hvor bl.a. feilfrekvens og utetid blir dokumentert. I denne oppgaven benyttes ligning (6) for å estimere reduksjon i avbruddskostnader ved nye kraftoverføringstiltak. I tillegg har både SINTEF Energiforskning og Stiftelsen for samfunns- og næringslivsforskning gjort studier på forbrukernes avbruddskostnader. Forskingen baserer seg på historiske data fra norske konsumenter og disse publikasjonene kan brukes til å estimere fremtidige avbruddskostnader. Det må imidlertid påpekes at det ikke er sikkert at man opplever reduksjoner i nettap og avbruddskostnader selv om det gjennomføres tiltak i overføringsnettet. Effektene kan forflytte seg og forårsake at kostnader oppstår andre steder i nettet.

For en utbygging i kraftnettet vil endringene i avbruddskostnader kunne beregnes ved ligning (6):

$$K = P * \sum_j \lambda_j * r_j * k_{ILEref}(r_j) * f_k * P_{ref}/P \quad (6)$$

Variablene i ligning (6) beskrives ved:

P – Midlere belastning over året (årlig levert energi/8760 timer) [kWh/t].

j – Tellevariabel for antall anleggsdeler.

λ_j – Feilfrekvens for anleggsdel nr. j [antall feil/år].

r_j – Summen av reparasjonstid for anleggsdel nr. j og koblingstid, evt. omkoblingstid i nettet [t/feil].

$k_{ILEref}(r_j)$ – Spesifikk avbruddskostnad for lastpunktet, ikke levert energi for varighet r_j , referert januar (referansetidspunkt) [kr/kWh].

f_k – Korreksjonsfaktor for årlig avbruddskostnad [kr].

P_{ref} – Belastningen på referansetidspunktet dvs. januar og dermed maksimal last [kWh/t].

Årlig reduksjon i nettap og flaskehals

I en leder vil man alltid oppleve effekttap/nettap som kommer av motstanden elektroner møter når de går gjennom en leder. Effekttapet fører til at energien som kommer frem til forbrukerne er mindre enn den som ble matet inn av produsentene.

Når det er knapphet på overføringskapasitet oppstår det en flaskehalskostnad som representeres ved en kapasitetspris. Denne skyggeprisen blir lagt til kraftprisen dersom etterspørselen etter kraft er høyere enn overføringskapasiteten, men kan også dukke opp ved begrensninger på produksjonssiden. Hvis det ikke er knapphet på overføringskapasitet, vil kapasitetsprisen være null og grensekostnaden (prisen) på kraft består da av råvarekostnad/vannverdi og effekttap. Dette tilsvarer prisforskjeller mellom ulike områder på Nord Pool Spot markedet og forklares nærmere i kapitlet om kraftmarkedet på side 55. Når etterspørselen øker, vil belastningen på ledningene gjøre det samme og føre til at både kapasitetsprisen og effekttapet stiger. For å beregne verdien av økt overføringskapasitet og redusert nettap på utbygginger over 132 kV tar man som regel i bruk Samlast.

$$N = X * \sum_{u=1}^{52} (1 + 0.3 * mva)(P^u + 0.6 * elavgift) * F^u \quad (7)$$

For kraftoverføringstiltak med spenningsnivå under 132 kV beskrives nytten N, av reduserte nettap ved ligning (7). X angir årlig mengde frigjort kraft (kWh) mens u, P^u og F^u er de samme som i ligning (4).

Restverdi

Restverdien for kraftoverføringsprosjekter beregnes på samme måte som for kraftproduksjon, se ligning (5).

3.2.2 Kostnadssiden

Et prosjekt møter kostnader i form av alle de ressursene som forbrukes i gjennomføringen av prosjektet, både i utbyggingsperioden og driftsperioden (Jensen et al. 2003). I nytte-kostnadsanalyser brukes kalkulasjonspriser på innsatsfaktorer for å beskrive alternativverdien til godet. I et frikonkurransemarked representerer denne verdien markedsprisen. Alternativverdien beskrives som en samfunnsøkonomisk kostnad dersom ressursene anvendes til et alternativt tiltak, i stedet for det samfunnsøkonomisk mest lønnsomme prosjektet. Kostnadssiden for energiprosjekter kan deles inn i investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader, produksjonskostnader og eksterne kostnader. Investeringskostnader representerer kostnader som påløper i forbindelse med anleggsperioden, mens driftskostnader er alle kostnader som kreves for å opprettholde den daglige driften av energiprojektet. Produksjonskostnader

inkluderer bl.a. eiendomsskatt, grunnrenteskatt, naturressursskatt og evt. leiekostnader som produsentene betaler til bl.a. grunneiere, vertskommune, fylkeskommune og stat (KPMG 2013). Kraftprodusenter med installert ytelse under 5 500 kVA (ca. 5 MW) er imidlertid fritatt både for grunnrenteskatt og naturressursskatt. Siden produksjonskostnader inneholder skattekostnader, ekskluderes disse fra den samfunnsøkonomiske analysen, men for eventuelle bedriftsøkonomiske beregninger må disse kostnadene medregnes. Eksterne kostnader beskriver ofte miljøkostnader og ulike former for kompensasjoner for inngrep i naturen. Jensen et. al (2003) påpeker imidlertid at NVE ikke krever at tallfestede miljøkostnader ved naturinngrep skal inkluderes i samfunnsøkonomiske analyser og nytte-kostnadsanalyser, men at de tas med i den kvalitative vurderingen.

Kraftproduksjon

Mens de fleste europeiske kraftmarkeder baserer seg på kraftproduksjon fra fossil energi, skjer kraftproduksjon i Norge i hovedsak med vannkraftteknologi (Bye & Hoel 2009). I Sverige og Finland er Kraftproduksjon en blanding av vannkraft, kjernekraft og termisk kraftproduksjon (gasskraft), mens Danmark domineres av termisk kraft og en del vindkraft (NordPool Spot 2012b).

Kostnadssiden til kraftproduksjon består av investeringskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader samt produksjonskostnader. De faste investeringskostnadene er store både for kraftproduksjon basert på fossil- og fornybar energi (Olje- og energidepartementet 1998). Når investeringskostnader skal beregnes legges markedspriser til grunn, og det er vanlig at kostnadselementer beskrives hver for seg (Jensen et al. 2003). NVE har utviklet håndbøker for å beregne kostnadselementer for energiprojekter, og disse er tilgjengelig på NVE sine nettsider. Håndbøkene baserer seg på historiske og erfaringsmessige tall fra lignende tiltak. NVEs veileder refererer til NVE-håndbok 2- og 3/2000. Disse utgivelsene er senere erstattet av NVE-håndbok 1/2010, 2/2010 og 1/2011 med oppdaterte kalkulasjonspriser.

Kostnadsberegninger gjort før 2010/2011 har brukt utgivelsene fra tidlig 2000-tallet, mens de siste prosjektene har benyttet de nyeste versjonene. Investeringskostnadene må inkludere rentekostnader dersom referansetidspunktet ikke settes til byggestart. I tillegg bygges det ofte ut vann- og vindkraft i områder hvor nettet har manglende kapasitet til å ta imot ny produksjon. I slike tilfeller inkluderes nettutbygginger i de økonomiske analysene til prosjekter. Kostnadsberegningene må til slutt justeres for inflasjon til gjeldende prisnivå.

De variable kostnadene varierer imidlertid en god del mellom ulike produksjonsteknologier. For fossil kraftproduksjon består produksjonskostnadene av innsatsfaktorer som gass og kull og representerer marginalkostnaden for produksjon. Lønnsomheten til fossil kraftproduksjon er derfor svært følsom overfor endringer i råvareprisene (NordPool Spot 2012b). Kjernekraft og termisk kraft kjennetegnes også med lang responstid ved produksjonsregulering og kostbare oppstartskostnader, slik at disse passer best til jevn grunnlastproduksjon.

Vannkraftprodusenter betaler ikke for vannet de utnytter i produksjonen. Vannet i seg selv har imidlertid en verdi som bestemmes av fremtidig utvikling i tilbud (produksjon) og etterspørsel (forbruk). Denne verdien påvirkes av bl.a. temperatur, nedbør, kraftpriser og prisen på olje og gass osv. Et viktig moment er at man ikke kan kontrollere når tilsiget kommer og hvor stort det er, siden det avhenger av været og klimaet. I år med lite nedbør vil verdien av vannet øke, mens i perioder med høyt tilsig vil vannverdien være lav. For regulerbar vannkraftproduksjon kan man velge å produsere av et volum vann og få en pris for kraften i dag. Man vil dermed gå glipp av fremtidig inntekt. Alternativet er å lagre vannet i magasinet og vente med å produsere. Vannverdiberegninger er på denne måten en verdisetting av vannet i magasinene og beskriver alternativverdien av å benytte vannet til kraftproduksjon. Oppgaven til kraftprodusentene er derfor å allokere vannet slik at verdien av energien maksimeres (Jensen et al. 2003). Dette medfører at energien brukes på det tidspunktet og stedet som gir høyest avkastning. Muligheter for å tilpasse kraftproduksjon ved å regulere etter forbruket øker derfor vannets verdi. Regulerede vannkraftprodusenter har derfor en grensekostnad ved å produsere kraft. Drifts- og vedlikeholdskostnader består av de samme kostnadselementene som investeringskostnadene. Forskjellen er at disse kostnadene påløper etter at prosjektet er satt i drift. Dersom det ikke lar seg gjøre å estimere detaljerte driftskostnader, anslår NVEs håndbøker å bruke tall som tilsvarer 1 % av investeringskostnadene.

Vindparker utnytter stordriftsfordeler ved å sette opp flere vindturbiner innenfor et avgrenset område med samme infrastruktur, deriblant veinett og nettilknytning. En slik utnyttelse vil føre til lavere drifts- og vedlikeholdskostnader per enhet. Til tross for dette har vindkraft til nå ikke vært bedriftsøkonomisk lønnsomt å bygge ut og slike prosjekter er derfor avhengig av offentlige støtteordninger.

Vindturbiner utgjør om lag 75 % av de totale investeringskostnadene til vindparker og er dermed den største enkeltkostnaden til slike parker (Econ Pöyry & THEMA Consulting Group 2010). Samtidig utgjør anleggskostnader 25-30 % av investeringskostnadene. I perioden 2007-2010 og 2009-2010 har imidlertid prisene på vindturbiner per MW installert effekt blitt redusert med henholdsvis 19 % og 7 % (Feinberg

2011). Årsaken til prisreduksjonen på 19 % fra 2007 er at prisene var på et toppnivå akkurat da. Man ser dermed at kostnadsandelen vrir seg i retning anleggsdelen. I følge Bloomberg Finance har drifts- og vedlikeholdskostnadene for vindparker blitt redusert med 38 % i perioden 2008-2012 (Downing 2012). Undersøkelser fra det samme selskapet viser at USA har de laveste investeringskostnadene per installert ytelse for landbaserte vindturbiner med 9,92 mill. kr/MW. Storbritannia har samtidig gjennomsnittlige vindturbinpriser på godt under 7,80 mill. kr/MW, mens det globale gjennomsnittet lå på 7,66 mill. kr/MW. Ved å anta at 75 % av investeringskostnadene til vindkraftprosjektene som inkluderes i denne analysen er turbinpriser, blir resultatet 9,15 millioner kr/MW. Ved å ta utgangspunkt i turbinkostnader som defineres som et eget kostnadselement i kostnadsberegningene, er turbinkostnadene 9,30 millioner kr/MW. Noe som gir en forskjell på mindre enn 2 %.

På den andre siden viser erfaringstall fra norske aktører at anskaffelseskostnadene for vindturbiner har økt markant de siste årene, og at disse nå ligger på 8-11 millioner kr/MW (Hofstad & Stensby 2011). Dette støttes opp av Vestavind kraft AS som mener utbyggingskostnader for landbasert vindkraft i Norge ligger på rundt 11 millioner kroner/MW installert effekt (Vestavind Kraft AS 2011a). Dette stemmer godt overens med kostnadsberegningene til prosjektene i analysen som i gjennomsnitt har investeringskostnader på 11,3 millioner kroner/MW.

Bloomberg Finance mener at årsaken til de reduserte turbinkostnadene er et mer globalisert marked med flere produsenter som presser prisene ned (Feinberg 2011). Teknologisk utvikling gir høyere virkningsgrader og sammen med stordriftsfordeler bidrar disse til lavere investeringskostnader. Det ble også påpekt at råvarepriser på turbinmaterialer har gått ned. Lengre driftserfaring på større vindparker bidrar til lavere driftskostnader ved å ta høyde for stordriftsfordeler.

Vestavind kraft AS forklarer at investeringskostnadene har steget på grunn av økt etterspørsel og høyere stålpriser (Vestavind Kraft AS 2011a). Dette er en motsetning til hva Bloomberg Finance har kommet frem til i sine beregninger. Forskjellen kan imidlertid være at Bloomberg tar for seg kostnadene i en global sammenheng, mens Hofstad & Stensby (2011) ser på kostnadene for norske aktører. Siden de befinner seg i det samme markedet finner Hofstad & Stensby (2011) også at drifts- og vedlikeholdskostnadene har steget de siste årene. Disse ligger på 0,10-0,18 kr/kWh og øker mot slutten av anleggets levetid. Her ligger gjennomsnittskostnadene rundt 0,15 kr/kWh.

Kraftoverføring

Kostnadene ved kraftoverføring er forskjellig fra kostnadsstrukturen for kraftproduksjon. Her er gjennomsnittskostnadene fallende og de faste kostnadene dominerende (Olje- og energidepartementet 1998). Kostnadssiden for kraftoverføring kan deles inn i to deler, investeringskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader. Investeringskostnadene for kraftoverføringslinjer beregnes ved hjelp av NVE publikasjon nr. 26/1998, hvis det ikke foreligger bedre grunnlag for å estimere kostnadene (Jensen et al. 2003). Både investeringskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader avhenger i stor grad av lengden på overføringen og terrenget hvor traseen skal gå. Investeringskostnadene består av kostnader som påløper i anleggsperioden. Det kan være lønnskostnader til bl.a. anleggsarbeidere og administrasjon, bruk av maskinelt utstyr og materiell, transport, og kompensasjoner. Renter i anleggsperioden må inkluderes i investeringskostnadene på samme måte som for investeringer i kraftproduksjon, hvis analyseperiodens start ikke settes samtidig som anleggsstart. Drifts- og vedlikeholdskostnader består av samme type kostnader som investeringskostnadene, men disse påløper i driftsperioden. Deler av driftskostnadene gjenspeiler i tillegg effekttapet i overføringen som følge av motstanden i ledningene. NVE anbefaler å gi et detaljert anslag av hvert kostnadselement for å estimere drifts- og vedlikeholdskostnader for overføringstiltak. Men hvis grunnlaget ikke er godt nok, settes drifts- og vedlikeholdskostnadene til 1,5 % av investeringen.

Energisektoren tar i bruk KILE kostnader for å beskrive de samfunnsøkonomiske kostnadene ved redusert forsyningssikkerhet (NVE 2009c). KILE står for kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi. Ordningen innebærer at dersom det oppstår feil i nettet som fører til avbrudd, vil det ansvarlige nettselskapet der feilen oppstår få en økonomisk kostnad i form av lavere tillatte inntekter (THEMA Consulting Group 2011). Ordningen ble innført for å gi nettselskaper økonomisk motivasjon til ta hensyn til leveringspåliteligheten (NVE 2009c). KILE kostnadene klassifiseres forskjellig for ulike forbruksgrupper og beregnes ut fra avbruddets varighet, tidspunkt og hvorvidt avbruddet var varslet eller ikke. Handel og tjenester, husholdninger og kraftkrevende industri er eksempler på ulike brukergrupper. THEMA Consulting Group hevder imidlertid at KILE-kostnader undervurderer den samfunnsøkonomiske nytten av tiltak som øker forsyningssikkerheten på grunn av at enkelte kostnader ikke inkluderes i nytte-kostnadsanalyser (THEMA Consulting Group 2011).

3.3 Virkemidler

1.januar 2012 ble det innført et felles Svensk-Norsk el-sertifikatmarked (Olje- og energidepartementet 2012a). I Norge erstatter el-sertifikatmarkedet ENOVAs investeringsstøtteordninger, mens Sverige har hatt ordningen siden 2003. Målet med grønne sertifikater er å stimulere til utbygging av mer fornybar energiproduksjon til fordel for fossil energiproduksjon (Bye & Hoel 2009). Dette anses også å være et viktig virkemiddel for å nå EU sitt 20-20-20 krav med en norsk fornybarandel på 67,5 % og en Svensk-Norsk økning i fornybar kraftproduksjon på 26,4 TWh frem mot 2020 (Se vedlegg G) (Olje- og energidepartementet 2012a).

Et annet argument for sertifikatinnføringen er teknologiutvikling for fornybar energi. Sertifikatet fungerer som en avgift for forbrukerne, som blir pliktet til å kjøpe sertifikater i forhold til forbruket. For produsenter av ny fornybar energi fungerer sertifikater som en subsidie som legges til kraftprisen (Olje- og energidepartementet 2012a). Produsentene som inkluderes i sertifikatordningen mottar et sertifikattillegg på all kraftproduksjon i 15 år, men for å dra nytte av sertifikatene, må produksjonen starte innen utgangen av 2020. Dette fører til uavhengige markeder for sertifikater og elektrisk kraft med forskjellig tilbud og etterspørsel (Bye & Hoel 2009).

I Norge har vindkraft tradisjonelt sett vært for dyrt til å bygges ut uten subsidier, men med et grønt sertifikatmarked kan dette forandres. Innføringen av grønne sertifikater er derfor et viktig bidrag for å stimulere til ny fornybar energiproduksjon, og NVE har de siste årene mottatt vesentlig flere konsesjonssøknader enn før (NVE 2012b). Dette har gått ut over behandlingstiden, spesielt for småkraftutbygginger. For å effektivisere denne prosessen behandler NVE nå gruppevis småkraftsøknader som gjelder innenfor et avgrenset geografisk område. Søknaden bør derfor være ferdigbehandlet innen 2017, som igjen betyr at søknaden bør være levert innen 1. januar 2013.

Det er etterhvert blitt flere kritikere av innføringen av det grønne sertifikatmarkedet. El-sertifikatmarkedet vil øke den bedriftsøkonomiske lønnsomheten til nye fornybarprosjekter, mens den samfunnsøkonomiske lønnsomheten blir lavere. Kraftprodusenter som havner utenfor sertifikatordningen vil oppleve lavere overskudd, som igjen fører til at inntekter til stat og kommune vil bli lavere, selv om teknologien er fornybar (Bye & Hoel 2009). Denne effekten forsterkes ved at kraftprisene sannsynligvis går ned ettersom tilbudet øker (Teknisk Ukeblad 2012b). Samtidig må den tapte inntekten kompenseres på andre områder ved økning i kommunale skatter og avgifter. Det er uansett forbrukerne som må betale regningen. Gunstige svenske skatteregler gjør også at konkurransen

mellom norske og svenske fornybarprosjekter blir dreid i fordel for svenske, uansett hvilke prosjekter som gir mest effektiv ressursutnyttelse (Teknisk Ukeblad 2013c). Kraftkrevende industri og utenlandske forbrukere holdes utenfor el-sertifikatordningen noe som fører til store gevinster for disse aktørene (Bye & Hoel 2009). Når enkelte aktører ekskluderes fra ordningen, begrenser dette virkningene av sertifikatene som igjen øker behovet for flere instrumenter (Bye 2009). Dette gjør systemet komplekst og uoversiktlig og fører til høyere samfunnsøkonomiske kostnader. I et intervju med Teknisk Ukeblad sier Kjell Roland at vi er på vei mot et overbestemt kraftsystem hvor for mye skal skje på samme tid og resultatet ikke blir som forventet (Teknisk Ukeblad 2012b). Roland mener at el-sertifikatordningen overstyrer utbygging av produksjonskapasitet i stedet for å være et system hvor markedet bestemmer investeringene, slik var målet med dereguleringen av kraftmarkedet.

Norge er del av det europeiske kvotemarkedet som krever at nasjoner kjøper klimakvoter i forhold til hvor mye CO₂ de slipper ut (Bye & Hoel 2009). Dette fungerer som et tak på det totale klimagassutslippet. Kvotesystemet har også gjort det lettere å verdisette miljøeffekter av utslipp fra bl.a. gass- og kullproduksjon. Det europeiske kvotemarkedet påvirkes av innføringen av grønne sertifikater ved at sertifikatene øker tilbudet av ny norsk fornybar energiproduksjon som kan eksporteres til utlandet, hvor det da forbrukes færre kvoter. Dette fører til økt tilbud av klimakvoter, lavere kvotepris og fossil kraftprodusenter straffes dermed ikke like hardt. Forbrukerne møter imidlertid lavere kraftpriser. Poenget til Bye og Hoel er at totalsummen av utslippene er den samme, utslippene blir bare flyttet fra et marked til en annen. En høyere kraftproduksjon fra fornybar energi vil ikke automatisk redusere klimagassutslipp. Selv også dersom fossil kraftproduksjon blir erstattet av fornybar energi, siden det er kvotemarkedet som bestemmer totalutslippene (Bye 2009). Hvis målet er å redusere CO₂ utslippet, kan man gjøre dette direkte ved å stramme kvotemarkedet og sette et lavere utslippstak, eller ved å kjøpe opp klimakvoter uten å bruke dem. Dette vil presse kvoteprisen opp i tillegg til å redusere utslippet. En lav kvotepris vil også gjøre det mindre lønnsomt å investere i forskning og utviklingsprosjekter for å fremme fornybar energi. Regulering av klimagassutslipp fører til en vertikal tilbudskurve (Bye 2009). Prisene vil variere mer i slike tilfeller enn i markeder med flat eller svakt stigende tilbudskurve, selv om det eksisterer substitutter i produksjon av fossil energi.

3.4 Det norske kraftsystemet

3.4.1 Kraftproduksjon og balanse

Vannkraftproduksjon deles ofte inn i flere kategorier. *Vannkraftverk* (evt. *større vannkraftverk*) har ytelse over 10 MW, mens *småkraftverk* har installert effekt mellom 1 og 10 MW (NVE 2010; NVE 2012c). Kraftproduksjon fra vann varierer med bl.a. vannmengde (tilsiget i form av volumstrøm) og fallhøyden. Typiske sesongvariasjoner for regulerte vannkraftverk består i grove trekk av smelteperioder på våren med høyt tilsig og fylling av magasinene. Sommeren har et relativt stabilt magasinnivå med lite forbruk og regn. Høsten er derimot rikere på nedbør og i denne perioden fylles magasinene før vinteren. Før jul er magasinene ofte fulle, mens kuldeperioder i løpet av vinteren fører til høyt forbruk og synkende magasin vannstand gjennom hele vinteren. I år med kalde og snøfattige vintre, kan det bli kritisk på vårrparten med svært lav magasin fyllingsgrad, noe som igjen påvirker kraftprisene.

Norge har blant Europas beste vindressurser (Olje- og energidepartementet 2013). Kraftproduksjon fra vind er uregulerbar og avhengig av vindhastigheten. Sesongvariasjoner er typisk også for vindkraftproduksjon hvor både styrken, andelen og vindretningen varierer med årstiden. Målinger viser at det i gjennomsnitt blåser kraftigst om vinteren, mens vinden vil avta noe utover våren. Om sommeren måles de laveste gjennomsnittshastighetene og det er oftere vindstille. Om høsten øker imidlertid vindhastighetene igjen.

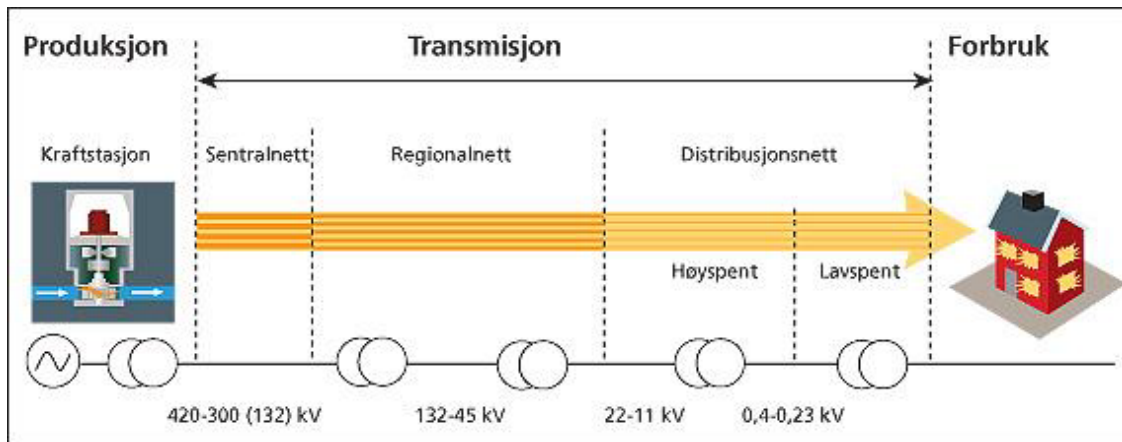
I motsetning til olje og gass kan ikke elektrisk kraft lagres i store mengder og må forbrukes i øyeblikket det produseres (Statnett SF 2007). Det betyr at det hele tiden må være balanse mellom produksjon og forbruk i et kraftsystem (THEMA Consulting Group 2011). Kraftsystemer som faser inn store mengder uregulert produksjon som vindkraft eller småkraft, kan få problemer med å opprettholde denne balansen (Førsund 2011). Den uregulerte produksjonen må levere mens vannet renner nedover elven eller samtidig som det blåser, og er derfor sterkt avhengig av vær og vind (Jensen et al. 2003). Dette bidrar til å øke usikkerheten, og kravet til fleksibilitet er derfor stort i kraftsystemer med store mengder uregulert produksjon (Finnemore et al. 2002; Twidell & Weir 2006). Vannkraft er imidlertid svært fleksibel og man kan regulere produksjonen i løpet av få sekunder for å kompensere for endringer i tilbudet til den uregulerte produksjonen, eller ved endringer i etterspørselen. Dette gjør at vannkraftproduksjonen spiller en særdeles verdifull rolle i regulerkraftmarkedet som tar for seg forskjellene mellom den kalkulerte- og den virkelige etterspørselen. I markeder med både regulert- og uregulert produksjon, vil vannkraftproduksjonen ofte bli spart til perioder med høye priser. Samtidig må

vindkraft produsere samtidig som det blåser, og blir dermed tvunget til å selge i perioder med lavere priser. Denne effekten blir det imidlertid kompensert noe for ved at de gjennomsnittlige vindhastighetene er sterkest om vinteren når også prisene er høye.

Frekvensen i nettet må holdes konstant på 50 Hz (+/- 0,1 Hz) og store avvik kan føre til lange avbrudd som medfører høye kostnader. Kraftsystemet er imidlertid konstruert for å takle enkelte feil, og avgrense eventuelle kortslutninger med brytere og overspenningsvern. Dersom grunnlast faller ut, reagerer systemvernet raskt med automatisk utkobling av utstyr og kompensasjon ved økt import. Svinghjulsenergi fra aggregatene gjør at frekvensen ikke dropper momentant ned til null ved utfall av produksjon. Innen 30 sekunder etter produksjonsutfall aktiveres primærreserven ved regulering av turbinkjøring. Alt dette skjer automatisk. Sekundærreserven aktiveres manuelt med ca. 15 minutters responstid ved at Statnett gir beskjed til kraftverk om å endre produksjonen. Hvis det skjer avbrudd og nettet blir fysisk adskilt, kan det oppstå en øydrift situasjon. Da må lokale nettselskaper balansere nettet ut fra den tilgjengelige produksjonen, og i enkelte tilfeller er disse så lokale at det kun er ett kraftverk som styrer frekvensen i et avgrenset nett.

3.4.2 Overføringsnettet

Kraftsystemet forandrer seg stadig og er i dag et sammenhengende nettverk som går mellom ulike regioner og over landegrenser. Slik var det derimot ikke da de første norske kraftverkene ble bygget på slutten av 1890-tallet. Kraftverkene ble tidligere bygget for å dekke det lokale kraftbehovet, og kraftintensiv industri ble plassert i områder med tilgjengelig vannkraft. Overføring ble i første omgang ikke prioritert, og førte til at kraften ble forbrukt i områder rundt produksjonen. Det vil si kortreist kraft. Samkjøringen betegner sammenkoblingen av de tidligere lokale kraftsystemene, hvor produksjon og forbruk rundt om i landet gradvis ble koblet sammen i et stadig større nett. Regionale samkjøringer ble etablert på 1960- og 70-tallet, mens Norge ikke ble fullstendig samkjørt før på 1980-tallet. Dette gjør at kraftproduksjonen ikke lenger er begrenset til lokalt forbruk, men også større områder kan nå dra nytte av kraften. Dette har ført til et mer vellykket kraftmarked som åpner for større utveksling. Den økonomiske delen av det nordiske kraftmarkedet blir beskrevet nærmere i avsnitt 3.5.



Figur 9: Skjematisk fremstilling av det norske kraftsystemet (NVE 2008).

Det norske kraftoverføringsnett er delt inn i tre nivåer, sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet som vist i figur 9. Sentralnettet er hovedveiene i kraftsystemet og overføringer over lengre avstander skjer med høy spenning for å redusere effekttapene (NVE 2009b). Kraften genereres på spenningsnivåer rundt 22 kV før den blir transformert opp til overføring over lengre avstander. Totalt vil 15-17 % av produksjonen tapes i nettet. Hovedkilden til effekttapene er ved lav spenning i distribusjonsnettet, mens kun 2-3 % av produksjonen tapes i sentralnettet. Sentralnettet driftes på 132, 300, eller 420 kV trefase spenning hvor overføringskapasiteten er stor. Ved overføring av store mengder kraft med høy spenning, stilles det strenge krav til dimensjon og styrke både på ledninger og master. Overføringskapasiteten på sentralnettet varierer mellom 50 MW og 400 MW for linjer på 132 kV, 200-1000 MW for 300 kV og 500-2 000 MW for 420 kV (NVE 2008). Når neste generasjons sentralnett nå skal bygges ønsker Statnett å gjøre dette med 420 kV triplex linjer (tre ledere per fase). Dette gir en overføringskapasitet opp mot 3 000 MW og er den nye standarden på sentralnettet (Hornnes 2013). Store kraftprodusenter kobles ofte direkte inn på sentralnettet, mens mindre produsenter tilknyttes regional- eller distribusjonsnettet.

Fra sentralnettet blir spenningen transformert ned, og går via regionalnettet og distribusjonsnettet til forbrukerne. Regionalnettet er på denne måten bindeleddet mellom sentralnettet og distribusjonsnettet og strekker seg ofte gjennom et fylke, eller deler av et fylke (NVE 2009b). Driftsspenninger på 45-132 kV er vanlig i regionalnettet. Fra regionalnettet blir spenningen transformert ytterligere ned til om lag 22 kV. Distribusjonsnettet eller fordelingsnettet forsyner sluttforbrukere med strøm (EBL ; NVE 2009b).

Kraften leveres som regel med 230 V spenning til husholdninger, men også 400 V er vanlig til større forbrukere, som kan være industri, kjøpesenter, kontorbygg, boligblokker etc.

Forbruket varierer sterkt med både årstid og tid på døgnet. Forbruket er svært høyt i strenge kuldeperioder på vinteren, og i høylasttimene på morgenen og ettermiddagen. Kraftlinjene må derfor dimensjoneres for å takle perioder med høy etterspørsel og for å takle full maksimal produksjon fra de uregulerte produsentene (THEMA Consulting Group 2011). Enkeltkomponenter blir derfor sjelden utnyttet fullt ut, siden nettet stort sett vil overføre bare deler av denne topplasten (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012).

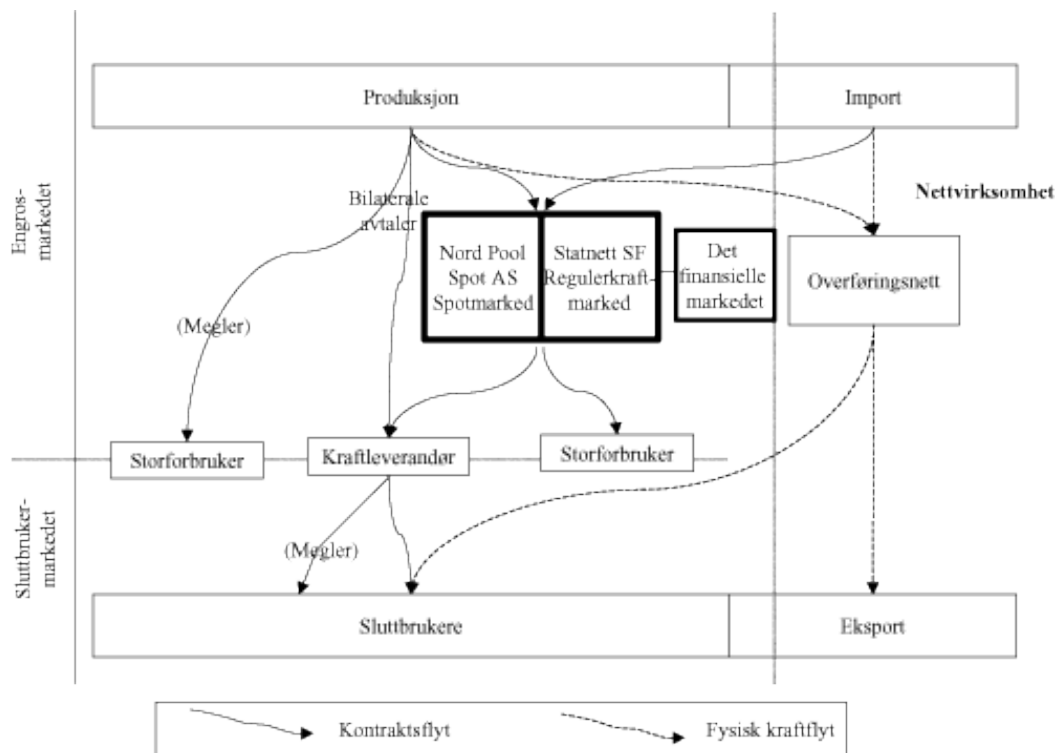
3.5 Det nordiske kraftmarkedet

I motsetning til offentlige tiltak legger privatfinansierte prosjekter bedriftsøkonomisk lønnsomhet til grunn for investering (Jensen et al. 2003). I et fullkomment konkurransemarked vil optimale løsninger nås gjennom profitt- og nyttemaksimerende atferd. Ved markedssvikt vil imidlertid ikke samfunnsøkonomisk- og bedriftsøkonomisk optimalitet være det samme og det oppstår et velferdstap. Investeringsbeslutninger både når det gjelder nye industrietableringer og utbygging av ny kraftproduksjon avhenger i stor grad av fremtidige markedsutsikter. Det var dette som skjedde etter dereguleringen da effektiviseringstiltak og tidligere overinvesteringer i produksjon førte til reduserte kraftpriser utover 1990-tallet (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012). Dersom markedet i lange perioder er utsatt for lave kraftpriser, tyder dette på at tilbudet er stort nok og utbygging av ny produksjon vil være mindre lønnsomt. På denne måten vil kraftprisene på lang sikt gi signal om når og hvor det er samfunnsøkonomisk effektivt å investere.

3.5.1 NordPool Spot

NordPool ASA ble grunnlagt i 1996 som et felles uavhengig kraftmarked for Norge og Sverige, hvor kraft kunne kjøpes og selges fritt over landegrensen (Statnett SF 2008b). Markedet ble lisensiert av NVE for organisert krafthandel med utlandet og var med dette verdens første multinasjonale kraftmarked (Fridolfsson & Tangerås 2009). Markedet skiftet i 2002 navn til NordPool Spot som i dag også inkluderer Finland, Danmark, Estland og Litauen (NordPool Spot 2012a). NordPool Spot eies av de systemansvarlige selskapene i de nordiske landene med ulik eierandel. Aktører som handler på kraftmarkedet inkluderer

kraftprodusenter, kraftkrevende industri, investeringsselskaper, distributører og andre store forbrukere. Det nordiske kraftmarkedet illustreres i figur 10, og viser både den fysiske flyten av kraft og den økonomiske kontraktflyten i markedet. De ulike markedene blir forklart nærmere i avsnittene under.



Figur 10: Skisse av det nordiske kraftmarkedet (Fornyings- administrasjons- og kirkedepartementet 2005).

Elspotmarkedet (døgnmarkedet) er hovedarenaen for krafthandel på NordPool Spot (NordPool Spot 2012b). Her fastsettes kontrakter for kjøp, salg og levering av kraft dagen etter, time for time, og prisen varierer ut fra produsentenes tilbud og forbrukernes etterspørsel. Deadline for å by på neste dags kraftproduksjon er klokken 12.00 (CET) hver ukedag. Selv om mesteparten av krafthandelen skjer på Elspotmarkedet, kan plutselige endringer i kraftbalansen skape et behov for kjøp og salg av kraft nær sanntidsmarked.

Elbasmarkedet (intradagmarkedet) drives også av NordPool Spot. Det er et døgnåpent marked hvor man kan handle inntil en time før levering. Elbasmarkedet viser seg å bli viktigere ettersom mer uregulert kraft som vind- og småkraft kobles til nettet. Uforutsigbarheten til uregulert kraftproduksjon kan føre til forskjeller mellom meldt produksjon og virkelig produksjon. Elbasmarkedet jevner ut disse forskjellene og fører markedet tilbake i balanse.

Engrosmarkedet består av handel med bilaterale kontrakter og handel gjennom NordPool Spot (Bye & Hope 2007). Bilaterale kontrakter er standardiserte avtaler om kraftleveranse mellom to parter gjennom en elspotavtale, standard variabel kontrakt eller en fastpriskontrakt. Både fastpriskontrakter og standard variable kontrakter tar utgangspunkt i dagens spotpris og priser på futures- og forwardskontrakter. Erfaringer viser imidlertid at spotprisen over tid gir gjennomsnittlig lavest pris, mens for fastpriskontrakter betaler man en forsikring for å fjerne usikkerhet ved prisendringer.

Regulerkraftmarkedet (balansemarkedet) drives av Statnett SF, hvor målet er fysisk balanse i nettet. Dersom det oppstår avvik mellom meldt (estimert) etterspørsel og virkelig forbruk i driftstimen, vil frekvensen skifte og da er regulerkraftmarkedets oppgave å føre nettet tilbake i balanse. Denne reguleringen skjer ved automatiske feedbacksystemer. Handelskapasiteten er rammene for balansen og bestemmes av den systemansvarlige, både på ukesbasis og for neste døgn. Ubalanse i kraftsystemet kan skyldes enten prognosefeil, for eksempel ved at temperaturene ikke ble som forventet, eller handelsfeil ved utfall av produksjon. Kapasitet reserveres fra el-spotmarkedet for å brukes i reservekraftmarkedet (RK). RK-markedet forbindes derfor med høyere kraftpriser enn spotmarkedet.

Finansielle kraftkontrakter i Norden omsettes på NASDAQ OMX Commodities Nordic uten at det skjer fysisk leveranse av kraft. Referanseprisen som brukes i dette derivatmarkedet er systemprisen fra NordPool Spot (NordPool Spot 2012b). Finansielle kontrakter omsettes for å eliminere risiko ved prisendringer, sikre faste kraftpriser eller for å spekulere i prisendringer hvor målet er å tjene penger (Olje- og energidepartementet 2013). Det tilbys kontrakter som sikrer kjøp og salg for timer, døgn, uker, måneder, kvartaler og år. Finansielle kontrakter har varighet over et døgn og omtales derfor som langsiktige kontrakter. Den maksimale kontraktstiden som tilbys er imidlertid 5 år, mens det for bilaterale avtaler kan tilbys kontrakter med lengre varighet. Markedet inneholder futures- og forwardskontrakter i tillegg til opsjoner. Futures- og forwardskontrakter er avtaler om levering av en gitt mengde kraft til avtalt pris og tid. For handel med forwardskontrakter skjer oppgjøret i perioden kraften blir levert, mens for futureskontrakter skjer oppgjøret både i handels- og leveranseperioden. Disse kontraktene sikrer imidlertid kun mot endringer i systemprisen. Contracts of Difference (CoD) kan benyttes for å sikre prisendringer mellom område- og systemprisen. Opsjoner er rettigheter, men ikke krav, til fremtidig kjøp og salg av forwardkontrakter til en avtalt pris.



Figur 11: Oversikt over inndelingen av de ulike prisområdene som inngår i det nordiske kraftmarkedet NordPool Spot. Oppdatert mai 2013 (NordPool Spot 2013b).

3.5.2 Kraftpriser

Figur 11 viser hvordan NordPool Spot deler det nordiske kraftmarkedet inn i fjorten prisområder (NordPool Spot 2013b). Norge deles inn i 5 prisområder, Sverige deles inn i 4, Danmark i 2, mens Finland, Estland og Litauen er hvert sitt prisområde. Bakgrunnen for denne inndelingen er den geografiske lokalisering av produksjon og forbruk.

Systemprisen er referanseprisen som representerer markedsprisen på kraft basert på tilbud og etterspørsel, uten flaskehalser i overføringsnettet (Fridolfsson & Tangerås 2009). Flaskehalser i et overføringsnett kan skyldes full utnyttelse av overføringskapasitet, eller at en linje evt. produksjon er

nede på grunn av vedlikehold eller feil (von der Fehr & Johnsen 2002). Ved overføringsbegrensninger i kraftnettet, vil det kunne dannes splittede markeder med ulike priser (prisområder). Prisen innenfor et område er imidlertid den samme siden man ser bort fra interne flaskehals. Kraftprisen i et område som er rammet av en begrensning vil øke på grunn av redusert tilbud. Når prisen økes vil etterspørselen reduseres til markedet oppnår en likevekt. I overskuddsområder skjer det motsatte. Kraftprisen blir lavere på grunn av høyt tilbud i forhold til etterspørsel. Store prisforskjeller mellom områder er derfor forbundet med fysiske overføringsbegrensninger. Områdene kan imidlertid endre seg dersom forbruk, produksjon eller overføringskapasitet endrer seg. I teorien vil to områder som opplever en overføringsbegrensning mellom seg, bli slått sammen til ett område dersom flaskehalsene mellom dem fjernes. For å unngå splittede markeder kan man derfor gjøre nettinvesteringer eller etablere ny produksjon på underskuddsiden av overføringssranken.

Beregninger av fremtidige kraftpriser er forbundet med stor usikkerhet. Prisene påvirkes av en rekke faktorer og det er vanskelig å forutse markedssvikt og prissjokk (plutselig svært høye priser). Markedssvikt er derfor forbundet med store prissvingninger (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012). Selv om Norge stort sett er forsynt av vannkraft, varierer kraftprisen også her hjemme med råvarepris på gass og kull (Hofstad & Stensby 2011). Vindkraft og kjernekraft har de laveste produksjonskostnadene og produserer derfor ved lave kraftpriser. I perioder med høy etterspørsel og lite vann i norske magasiner vil derimot produksjonskostnadene stige på grunn av økt etterspørsel. Dette gjør at fossil kraft fra Europa blir tilgjengelig på NordPool.

På kort sikt vil etterspørselen etter kraft variere, men over døgnet og året vil denne variasjonen være relativt forutsigbar (Hofstad & Stensby 2011). Kraftprisene vil i all hovedsak variere med endring i etterspørselen på grunn av den fleksible tilbudssiden i det nordiske markedet. Prisene vil imidlertid også variere ved utfall av grunnlast fra svensk kjernekraft eller plutselige temperaturendringer. På den andre siden bidrar fleksibel produksjon som regulert vannkraft og noe gasskraft til jevnere priser. Døgnvariasjoner tilsvarer ofte prisforskjeller på om lag 0,05 kr/kWh mellom perioder med høy- og lav last (SWEKO Norge AS 2010).

På lengre sikt vil det være kraftbalansen som bestemmer prisene. Varierende temperatur og tilsig vil sammen med overføringskapasiteten fra produksjonsområder i stor grad påvirke prisene (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012). Lengre kuldeperioder med lite nedbør og problemer med overføringer fører dermed til store prisforskjeller mellom områder med forskjellig tilbud. Samtidig vil lengre perioder med høy magasinutfylling, stabilt forbruk og høy overføringskapasitet, føre til jevnere og

lavere priser. Flaskehalsen på nettet kan også gi lave priser i områder som er innestengt med stor produksjon. Innfasing av store mengder uregulerbar kraft vil derfor føre til lavere priser, men større prisforskjeller på grunn av lav fleksibilitet og lav forutsigbarhet i tilbudet. Samtidig vil innfasing av ny regulerbar kraft med stor magasinkapasitet både redusere og jevne ut prisen.

Vinteren 2009/2010 fikk man et prissjokk på grunn av kaldt og tørt klima, lav magasinfylling, utfall av svensk kjernekraft og problemer med Haslesnippet (NO1-SE3 forbindelsen). Dette bidrar til å øke usikkerhetene rundt fremtidige kraftpriser. Den gang ble kraftbalansen opprettholdt ved import, høy prissetting og stabilt forbruk i industrien (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012). I etterkant av den stramme kraftsituasjonen erfarte man også at etterspørselastisiteten var større enn forventet. Siden våren 2011 har kraftprisene derimot holdt seg relativt stabile da norske magasiner fikk etterlengtet tilsig med snøsmelting etterfulgt av et vått år. Den gjennomsnittlige systemprisen i perioden 2005-2013 var 0,325 kr/kWh, mens gjennomsnittsprisene for NO1 og NO3 var henholdsvis 0,315 og 0,340 kr/kWh (NordPool Spot 2013a).

Econ Pöyry presenterte i 2008 en prognose for utviklingen av kraftprisene frem mot 2030, se tabell 7. Prognosen forutsetter normalt tilsig, økonomisk vekst og investeringer både på produksjon og overføring (Econ Pöyry 2008). Resultatene viser en svak reduksjon i prisene frem mot 2030. Beregningene anslår at 2013 får en gjennomsnittlig systempris på 0,52 kr/kWh, mens prisen i 2020 og 2030 er henholdsvis 0,389 og 0,385 kr/kWh. Samtidig er Forwardprisen på det finansielle markedet, NASTAQ OMX Commodity Nordic på 0,275 kr/kWh for levering i 2018 (Lie 2013).

Tabell 7: Econ Pöyrys prognose for utviklingen i kraftprisen i Norge [kr/kWh] (Econ Pöyry 2008).

Årstall	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2030
Pris [kr/kWh]	0,519	0,424	0,4	0,398	0,396	0,393	0,391	0,389	0,385

4 Analyser og vurderinger

4.1 Datasett og modell

Prosjektene som inkluderes i nytte- kostnadsanalysen (NKA) er hentet fra SFEs regionale kraftsystemutgreiing for Sogn og Fjordane 2012 og NVEs nettsider som inneholder informasjon om alle omsøkte prosjekter i Sogn og Fjordane. Tiltakshaver er kontaktet ved manglende nødvendig informasjon.

Teknisk data for de planlagte vindparkene i Sogn og Fjordane er beskrevet i tabell 8, mens tabell 9 viser datagrunnlaget for planlagte vannkraft- og småkraftprosjekter. Nettiltak beskrives i tabell 10. Disse tabellene inneholder bl.a. installert effekt, årlig kraftproduksjon, brukstid, investerings- og driftskostnader, prisnivå, kalkulasjonsrente og levetider for de forskjellige prosjektene.

I forbindelse med analysen har det blitt laget en egen modell i Microsoft Excel 2010. Grunnlaget for modellen er NVEs Håndbok; Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter, men verktøyet er utformet ut i fra egne ideer og preferanser. Modellen tar utgangspunkt i datagrunnlag fra energiprojektene som blir sortert i hver sine ark med hensyn på teknologi (navn på ark: Vindkraft, Vannkraft og Nett). Dette kan man se på neste side. Fra datagrunnlagsarkene blir det hentet informasjon om bl.a. produksjon og kostnader til nåverdianalysen for hvert prosjekt. (Ark: Prosjektnavn H/W). Alle prosjekter har dermed sitt eget ark med sine nåverdiberegninger. Arket som er navngitt R, samler nåverdiresultatene fra alle prosjekter, og her justeres nåverdiene med konsumprisindeksen. Arket ved navn X brukes til å endre variablene for simulering av de forskjellige scenarioene. Modellen kobler sammen (linker) celler, og formler er brukt i enkelte tilfeller. Utviklingen av modellen har dermed vært en form for programmering.

I tillegg til datamodellen er Google Earth brukt til å innhente geografisk informasjon. I utgangspunktet ble Google Earth kun brukt som et verktøy for å få bedre oversikt over de aktuelle områdene. Større geografiske områder ble etter hvert tilknyttet prosjektene, i form av for eksempel regionale transformatorstasjoner og kraftkrevende industri. Det ble derfor laget en kmz-fil som markerer alle aktuelle prosjekter og andre viktige steder som blir omtalt i oppgaven. Prosjektene er gruppert etter teknologi og lagret i forskjellige mapper som skal simulere ulike lag i et slags selvkonstruert GIS-system.

Både datamodellen (.xlsx) og geografisk data (.kmz) er lagt ved oppgaven på en cd.

Tabell 8: Datagrunnlaget for planlagte vindparker. (Ark: Vindkraft).

Vindparker	Kommune	Effekt [MW]	Energi [GWh]	Status	Investeringskostnad [IE]	Driftskostnader	Prisnivå	Kalkulasjonsrente	Bruktid	Byggestart	Byggetid	Tiltakshaver	Nettilknytning
Mehuken I	Vågsøy	4,3	12,0	Idrift, beregnet driftend: 3775 h	35 250 000 kr	2,34 kr/kWh	1999	7%	2 824 h	ferdig 2001		Kvalheim kraft DA	121 kV til Deknepollen
Mehuken II	Vågsøy	18,4	55,5	Idrift, produksjon, Estimert: 53GWh, 2011-56, 2012-55	134 000 000 kr	2,41 kr/kWh	2005	8%	3 016 h	2. kvartal 2009	1,5 år	Kvalheim kraft DA	22 kV til Deknepollen
Sum i drift		22,7	67,5		169 250 000 kr								
Lutelandet	Fjaler	55,0	120,0	Tildelt konsesjon	520 000 000 kr	4,33 kr/kWh	2009	8%	2 833 h	4. kvartal 2009	2 år	Lutelandet Energipark AS	132 kV til Moskov via Hålandfossen
Sum konsesjon		55,0	120,0		520 000 000 kr								
Okla	Selje	21,0	65,0	Konsesjonssekt, Forhånds melding 35Mw/110GWh	190 000 000 kr	2,32 kr/kWh	2005	8%	3 100 h	4. kvartal 2007	2 år	Vestvindkraft AS	Skogne transformatorstasjon
Vågsvåg	Vågsøy	24,0	65,0	Konsesjonssekt	270 000 000 kr	4,15 kr/kWh	2011	8%	2 830 h	1. kvartal 2014	1,5 år	Kvalheim kraft DA + SFE Nett AS	Vågsvåg-Måløy eller Deknepollen
Hennøy	Bremanger	33,0	90,0	Konsesjonssekt	327 000 000 kr	3,63 kr/kWh	2010	8%	2 727 h	2. kvartal 2014	2 år	Vestvindkraft AS	132 kV Yre Ring Nordfjord til Alloten/Svelgen
Bremangerlandet	Bremanger	78,0	250,0	Konsesjonssekt	1070 000 000 kr	4,28 kr/kWh	2011	8%	3 270 h	1. kvartal 2014	2 år	Vestvindkraft AS + SFE Nett AS	133 kV Yre Ring Nordfjord til Alloten/Svelgen
Guleslettene	Flora/Bremanger	144,0	421,0	Konsesjonssekt	1600 000 000 kr	3,80 kr/kWh	2011	8%	3 051 h	1. kvartal 2014	2-3 år	Guleslettene Vindkraft AS (Norsk Gro)	132 kV til Grov eller Alloten
Folkestad	Fjaler	70,0	170,0	Konsesjonssekt	775 000 000 kr	4,56 kr/kWh	2011	8%	2 429 h	ukjent	ukjent	Vestvindkraft AS	132 kV via Hålandfossen til Moskov/Grov
Ulvegresta	Solund	140,0	350,0	Konsesjonssekt	1 700 000 000 kr	4,86 kr/kWh	2010	6,5%	3 125 h	1. kvartal 2014	2 år	SAE Vind	133 kV via Hålandfossen til Moskov/Grov
Ytre Sula II	Solund	140,0	445,0	Konsesjonssekt	1 990 000 000 kr	4,47 kr/kWh	2011	8%	3 188 h	1. kvartal 2014	2 år	Sula kraft AS + Sunnfjord Energi AS	134 kV via Hålandfossen til Moskov/Grov
Ytre Sula I	Solund	7,5	23,0	Konsesjonssekt	76 100 000 kr	3,31 kr/kWh	2008	8%	3 067 h	ukjent	ukjent	Vestvindkraft AS	135 kV via Hålandfossen til Moskov/Grov
Sum konsesjonssekt		857,5	1873,0		7 998 100 000 kr								
Sum totalt		735,2	2 066,5		8 687 350 000 kr								

Mehuken I og II vindpark er ikke inkludert i analysen men er tatt med i tabellen på grunn av at vindparken blir brukt i diskusjonen.

Tabell 9: Datagrunnlaget for planlagte vannkraft- og småkraftverk. (Ark: Vannkraft).

Større vannkraftverk	Kommune	Effekt [MW]	Energi [GWh]	sommer [GWh]	vinter [GWh]	Status	Investeringskostnad [IE]	Driftskostnader	Prisnivå	Kalkulasjonsrente	Bruktid	Byggestart	Byggetid	Tiltakshaver	Nettilknytning
Mork	Lærdal	35,0	87,7	74,1	13,6	Tildelt konsesjon 14. 12. 2012	306 000 000 kr	3,49 kr/kWh	2010	8%	2 535 h	juli 2009	1,5 år	E-CO Energi AS (Mork kraftverk AS)	66 kV til Lærdal T
Feios	Vik	28,8	39,7	65,4	34,3	Tildelt konsesjon 08.03.2013	243 950 000 kr	2,45 kr/kWh	2006	8%	3 539 h	juni 2008	2,5-3 år	Feios kraftverk AS	300 kV Fardal-Move
Sum konsesjon		63,8	127,4	139,5	47,9		549 950 000 kr								
Gravdalen	Lærdal	11,0	55,0	11,2	43,8	Konsesjonssekt	218 900 000 kr	3,34 kr/kWh	2007	8%	5 000 h	juni 2011	2,5-3 år	Østfold Energi AS	66 kV til Stuvane kraftverk
Leikanger	Leikanger	77,0	184,2	144,8	39,4	Konsesjonssekt	628 500 000 kr	3,41 kr/kWh	2008	8%	2 390 h	oktober 2010	3 år	Sognekraft AS	132 kV til Seljevollen
Stardalen	Jelster	16,0	48,7	34,2	14,5	Konsesjonssekt	160 100 000 kr	3,29 kr/kWh	2009	8%	3 044 h	januar 2012	2 år	Stardalen kraft AS	22/66 kV til Skei i Jelster
Ilvann (Effektøkning)	Luster	48,0	111,0	62,0	175,0	Konsesjonssekt (Pumpeeffekt 39 Mw)	507 500 000 kr	4,57 kr/kWh	2010	8%	2 400 h	3. kvartal 2012	2,5-3 år	Norsk Hydro ASA	132 kV via Herva kraftverk til Fortun
Djane	Luster	61,0	89,0	83,0	3,0	Konsesjonssekt (88 Mw hvis ikke Ilvann bygges ut)	390 000 000 kr	4,38 kr/kWh	2010	8%	1 459 h	3. kvartal 2012	2 år	Norsk Hydro ASA	132 kV via Herva kraftverk til Fortun
Vigdala	Luster	16,0	48,0	38,0	10,0	Konsesjonssekt	127 000 000 kr	2,85 kr/kWh	2007	8%	3 000 h	juni 2014	2 år	Statkraft Energi AS	300 kV Jostedal kraftverk (T)
Leirdala (Overføring av Vestside)	Luster	8,0	115,0	30,6	43,6	Konsesjonssekt, E = 134,2 GWh	510 000 000 kr	4,43 kr/kWh	2010	8%	1 070 h	4. kvartal 2014	4,5 år	Statkraft Energi AS	300 kV eksisterende T
Brein	Gloppen	32,0	98,0	68,0	30,0	Konsesjonssekt	336 000 000 kr	3,43 kr/kWh	2011	8%	3 060 h	3. kvartal 2013	2 år	Brein Kraft AS	22 kV til Reed T/132 kV til Skei-Reed
Øfferdal, Ytre	Årdal	12,0	25,4	20,5	4,9	Konsesjonssekt	143 700 000 kr	5,66 kr/kWh	2010	8%	2 120 h	3. kvartal 2014	3,5 år	Øfferdal kraftverk AS	132 kV via Naddvik til Øvre Årdal
Øfferdal, Indre	Årdal	36,0	75,7	61,0	14,7	Konsesjonssekt	228 400 000 kr	3,02 kr/kWh	2010	8%	2 152 h	3. kvartal 2014	3,5 år	Øfferdal kraftverk AS	132 kV via Naddvik til Øvre Årdal
Gjengedal	Gloppen	52,0	136,0	84,0	52,0	Melding	483 000 000 kr	3,80 kr/kWh	2011	8%	2 916 h	januar 2016	2,5 år	SFE Produksjon AS	132 kV til Stovbru T
Jelstra	Jelster/Førde	27,0	116,0	73,0	43,0	Under utgreiing	330 000 000 kr	2,84 kr/kWh	2012	8%	3 800 h	mai 2016	1,5 år	Fjellkraft AS	66 kV eller 132 kV kabel til Moskov T
Sum konsesjonssekt/øvrig		396,0	1 102,0	776,3	473,9		4 067 100 000 kr								
Sum totalt		459,8	1 289,4	915,8	527,8		4 616 350 000 kr								
Småkraft	Sogn og Fjordane	511,1	2 300,0			Konsesjonssekt	8 257 000 000 kr	3,59 kr/kWh	2012	8%	4 500 h		1-2 år	Fleire tiltakshavere	Fleire prosjekter

Tabell 10: Datagrunnlaget for planlagte nettiltak. (Ark: Nett)

Nett	Spenning	Status	Investeringskostnad	Driftskostnader	Prisnivå	Kalkulasjonsrente	Tiltakshaver	Fylke	Kommune	Byggestart	Byggetid
Ørskog - Sogndal	420 kV	Ferdig behandlet	2 510 000 000 kr	0,00 mill kr/år	2008	5%	Statnett SF	Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal		2011	5 år
Hålandfossen - Lutelandet	132 kV	Ferdig behandlet	100 000 000 kr	1,50 mill kr/år	2007	4,5%	Sunnfjord Energi AS	Sogn og Fjordane	Hyllestad, Fjaler	ukjent	ukjent
Tildelt konsesjon											
Ytre ring Nordfjord	132 kV	Konsesjonssekt, På høring	262 100 000 kr	3,33 mill kr/år	2010	4,5%	SFE Nett AS	Sogn og Fjordane	Bremanger, Vågsøy	2014	3 år
På høring											
Gjengedal - Storebru	132 kV	Melding sendt, Under behandling	80 000 000 kr	0,86 mill kr/år	2012	4,5%	SFE Nett AS	Sogn og Fjordane	Flora, Gloppen	januar 2016	2,5 år
Borgund-Stuvane-Lærdal-Mork kraftverk	66 kV/132 kV	Konsesjonssekt, Under behandling (0,35 kr/kWh (effektapp))	167 000 000 kr	1,67 mill kr/år	2011	4,5%	Lærdal Energi AS	Sogn og Fjordane	Lærdal	2013	1 år
Under behandling			247 000 000 kr								
Totalt			3 119 100 000 kr								

4.2 Avgrensing & forutsetninger

Det kan være utfordrende å verdsette en del fremtidige faktorer som er forbundet med usikkerhet. Denne analysen har heller ikke tilgang til avansert programvare. Det blir derfor tatt forbehold om visse forenklinger, og det tas noen forutsetninger for å avgrense omfanget og forenkle modellen. Forutsetningene er begrunnet og tar utgangspunkt i retningslinjer fra NVE og aktører i energibransjen for øvrig.

Antar at alle konsesjonssøkte vann- og vindkraftverk blir realisert. Etter samtale med Kristen Skrivarvik antas det også at 70 % av den konsesjonssøkte småkraftproduksjonen blir bygget ut dersom ikke annet blir opplyst (Skrivarvik 2013). I tillegg blir alle konsesjonssøkte småkraftprosjekter behandlet som et tiltak, med hensyn på produksjon og kostnader.

Siden alle produksjonsprosjektene i analysen er under 1 TWh, beregnes nytten av *levert kraft og reguleringsevne* som beskrevet i ligning (4).

Utviklingen viser at småkraftutbygging blir stadig dyrere ettersom de mest lønnsomme prosjektene allerede er realisert. Gjennomsnittet av de to tilfellene i tabell 11 gir utbyggingskostnader på 3,59 kr/kWh, og analysen antar derfor at småkraftutbygginger har denne kostnaden. Dette er også over gjennomsnittet av de historisk laveste og de nåværende høyeste kostnadsberegningene.

Siden det antas at Illvatn pumpekraftverk blir bygget, vil Øyane kraftverk få redusert årsproduksjonen til 89 GWh/år. De beregnede investeringskostnadene for både Lutelandet Energipark og Hennøy vindpark endres etter personlig meddelelse med Vestavind kraft AS (Vestavind Kraft AS 2013). Av samme årsak endres også produksjonsanslaget for Hennøy vindpark. Analysen ser også vekk fra en del prosjekter fra oversikten i kraftsystemutgreiinga. Dette gjelder Mehuken vindpark I og II fordi de allerede er i drift. Det samme gjelder Holsbru-, Eiriksdal- og Eldrevatn kraftverk. Aurland (overføring), Aurland (effektøkning). Bredvatn-Åskåra, Isavatn-Øksenvane, Insteelvane-Øksenvane og Ny Øksenvane tas også vekk fra analysen. Årsaken er at prosjektene er i en tidlig utredningsfase og det foreligger derfor lite tilgjengelig informasjon om disse tiltakene.

For prosjekter med flere omsøkte alternative utbygginger med ulike kostnadsestimater, inkluderes kun det omsøkte primæralternativet (hovedalternativet) i analysen.

For 420 kV Ørskog-Sogndal brukes kostnadsberegningene fra 2008 på 2,5 milliarder kroner.

Når prisnivået for energiprojekter skal korrigeres for inflasjon benyttes SSB sin KPI totalindeks (konsumprisindeksen). Denne måler prisutviklingen for varer og tjenester for en gjennomsnittshusholdning. Årsaken til at denne indeksen tas i bruk er at kostnads- og nytteverdiene består av ulike typer verdier som ikke blir fanget opp av en enkelt indeks.

Anbefalingene fra NVE for beregning av levetid for de ulike energiprojektene er tatt i bruk. Dette forsterkes av at de aller fleste prosjekter også bruker disse anbefalingene. Det foreligger heller ikke noen opplysninger om drifts- og vedlikeholdskostnader for vannkraftproduksjon.

Basert på anbefalinger fra NVE blir disse satt til 1 % av investeringskostnadene (Jensen et al. 2003). Det samme gjelder for kraftoverføringstiltak men denne prosentandelen er 1,5 %.

Antar at utraneringsverdien og kostnader ved å legge ned driften utligner hverandre. Dette er basert på personlig meddelelse med NVE og det faktum at det finnes lite informasjon om verdsetting av disse kostnadene (NVE, S. i. 2013). Lignende analyser har for øvrig også satt den samme forutsetningen.

Netttiltak bidrar kun med investeringskostnader og diskonterte driftskostnader. *Nytteverdier fra årlig reduksjon i avbruddskostnader og årlig reduksjon i kostnader ved nettap og flaskehals* ligning (6) og (7) tas derfor ikke med i analysen på grunn av mangel på tilgjengelig data.

De fleste scenarioer benytter konstant relativ produksjon (F^u) og gjennomsnittlig pris (P^u) på grunn av manglende tilgjengelig datagrunnlag for ukentlige variasjoner. Det siste scenarioet bruker imidlertid variabler basert på gjennomsnittlig data fra NordPool Spot i perioden uke #1 2011 til uke #17 2013. Siden perioden er relativ kort, tas det forbehold om eventuelle avvik fra normalverdier.

Analysen ser bort fra det samfunnsøkonomiske tapet forbundet med offentlige støttemidler, el-sertifikatene som gis til fornybarprodusenter, jamfør avsnitt 3.1.7.

Miljøkostnader blir som tidligere nevnt ikke tatt med i den tallmessige analysen på grunn av vanskeligheter med verdsettingen og valg av vinkling på oppgaven.

4.3 Prosjekter

Dette avsnittet beskriver et utdrag av de planlagte produksjons- og nettutbygginger i Sogn og Fjordane fra

tabell 8, tabell 9 og tabell 10. Kart over de planlagte vannkraftverkene illustreres i figur 8, mens områder med stort potensial for småkraft presenteres i figur 7. Figur 5 viser geografisk beliggenhet av planlagte netttiltak som utløses av potensialet for produksjon i området.

For vannkraftverk beregnes det en fysisk levetid på 60 år og en analyseperiode eller økonomisk levetid på 40 år (Jensen et al. 2003). Erfaringer tilsier derimot at den fysiske levetiden på vannkraftverk kan være et sted mellom 60 og 100 år med godt vedlikehold og jevn drift. For vindkraftprosjekter anbefaler NVE en økonomisk levetid på 20 år og en fysisk levetid på 40 år. Anleggsperioden til produksjonsprosjektene i analysen varierer et sted mellom 1 og 3 år, men for de fleste vindparkene ligger denne på rundt 2 år. Analyseperioden og den økonomiske levetiden for netttiltak er 30 år mens den fysiske levetiden er 50 år.

For kraftproduksjon består *nyttessiden* av inntekter fra fremtidig produksjon, bidrag til reguleringsevne og en eventuell restverdi. For kraftoverføring inkluderer *kostnadssiden* investerings- og drifts- og vedlikeholdskostnader. Investeringskostnadene antas å være faste kostnader, mens drifts- og vedlikeholdskostnader varierer med mengden overført energi. Restverdier beregnes ut fra ligning (5).

Ettersom det er vanskelig å beregne nytteverdiene av økt forsyningssikkerhet og reduserte avbruddskostnader ved økt overføringskapasitet vil netttiltakene kun bidra med investerings- og drifts- og vedlikeholdskostnader. For Ørskog-Sogndal har imidlertid Statnett SF beregnet sen samfunnsøkonomiske nytteverdien i konsesjonssøknaden fra 2007. Denne var på 250 millioner kroner med investeringskostnader på 1,93 milliarder kroner. De positive nytteverdiene gikk i hovedsak på reduserte flaskehalskostnader. I 2008 sendte Statnett inn en tilleggssøknad med oppdaterte kostnadsberegninger som viste at investeringskostnadene hadde økt til 2,5 milliarder kroner. Det er denne investeringskostnaden som blir brukt i analysen. Endringene går først og fremst på at utbyggingskostnader for Høyanger-, Ålfoten-, Haugen- og deler av Sogndal transformatorstasjon ikke var medregnet i de opprinnelige beregningene. Det samme gjelder sanering av 132 kV Høyanger-Moskog og

132 kV Leivdal-Høyanger. Foruten 420 kV Ørskog-Sogndal inkluderes tiltak på regionalnettet som 132 kV kraftlinjen Lutelandet-Hålandsfossen, 132 kV Ytre ring Nordfjord, 132 kV Gjengedal-Storebru og 132 kV Borgund-Stuvane-Lærdal-Mork.

Det er søkt om utbygging av til sammen 1,9 TWh vindkraft i Sogn og Fjordane (SFE 2012b). I tillegg har Lutelandet Energipark fått innvilget konsesjon med estimert produksjon på rundt 120 GWh/år. Vindparkene som inkluderes i denne analysen ligger vest for 420 kV Ørskog-Sogndal traseen i Sogn og Fjordane og er illustrert i figur 6. Okla- og Vågsvåg vindpark er de minste konsesjonssøkte vindkraftprosjektene med en estimert årlig produksjon på 65 GWh og installert effekt på henholdsvis 21 og 24 MW. Blant prosjektene med størst produksjonskapasitet har Norsk Grønnkraft AS og Zephyr AS søkt om en vindpark på Guleslettene i Florø med total installert effekt på hele 144 MW. Dette vil gi en årlig produksjon på 421 GWh. I tillegg planlegger Statkraft Agder Energi Vind (SAE Vind) en 140 MW park med estimert produksjon på 350 GWh/år på Sula i Solund kommune.

Blant de konsesjonssøkte prosjektene i analysen er den gjennomsnittlige brukstiden 2 904 timer/år. Vågsvåg estimerer et sted mellom 2 700 og 2 960 timer i året og kalkulerer med dette med lavest brukstid av vindparkene (Kvalheim Kraft DA & SFE Nett AS 2011). Bremangerlandet vindpark har det høyeste estimatet med årlig brukstid på 3 270 timer (Vestavind Kraft AS 2011a).

De konsesjonssøkte vindparkene som inkluderes i analysen har estimerte investeringskostnader på til sammen 8 milliarder kroner. I tillegg til dette har Lutelandet Energipark AS fått konsesjon til å bygge en vindpark med investeringskostnader på 520 millioner kroner (NVE 2011a). Blant de konsesjonssøkte vindparkene har Ytre Sula II, Ulvegveina og Gulelettene kalkulert med de høyeste investeringskostnadene. Disse ligger på henholdsvis 1,99, 1,7 og 1,6 milliarder kroner. Vindparkene med de lavest estimerte investeringskostnadene er Ytre Sula I med 76,1 millioner kroner og Okla vindpark med 190 millioner kroner. De samme vindparkene har de laveste investeringskostnadene per energiproduksjon på henholdsvis 3,31 og 2,92 kr/kWh. Av de planlagte vindparkene har SAE Vind kalkulert med de høyeste utbyggingskostnadene per produksjon på 4,86 kr/kWh for Ulvegveina vindpark i Solund. Driftskostnadene varierer med bl.a. terrenget der vindparkene er lokalisert og klimaet i området. De fleste vindparkene opererer med driftskostnader i området 0,07-0,15 kr/kWh. For Ytre Sula I er det beregnet 0,05 kr/kWh i driftskostnader, mens 0,15-0,18 kr/kWh er beregnet for Vågsvåg vindpark. Disse kostnadene representerer hver sine ytterpunkter men erfaringstall viser at driftskostnadene ligger mellom 0,12 og 0,14 kr/kWh (SAE Vind 2011).

I Sogn og Fjordane er det søkt om bygging av 1,3 TWh vannkraft og 2,3 TWh ny småkraft (SFE 2012b). Sommerproduksjon defineres som produksjon i perioden (01.05-30.09), mens vinterproduksjon skjer i perioden (01.10-31.04) (Norsk Hydro ASA 2010b). I tillegg til dette har rundt 190 GWh allerede fått innvilget konsesjon. Flere av konsesjonssøknadene gjelder også utvidelse av eksisterende kraftverk hvor det søkes om bl.a. utnyttelse av ytterligere fallrettigheter, heving av dammer og installering av reversible pumpe-turbiner. Det største vannkraftprosjektet er Leikanger kraftverk i Leikanger med installert effekt på 77 MW som vil gi en årlig produksjon på 184 GWh. Av de minste planlagte vannkraftverkene har Statkraft søkt om utbygging av Vigdøla kraftverk med 48 MW ytelse og årlig produksjon på 48 GWh. Feios og Illvatn beregner årlig middelproduksjon henholdsvis 100 og 111 GWh.

Den gjennomsnittlige brukstiden for de konsesjonssøkte kraftverkene er 2 856 timer/år. Blant disse har Øyane kraftverk i Luster estimert med lavest brukstid på 1607 timer per år (Norsk Hydro ASA 2010b). Østfold Energi AS har estimert med årlig brukstid på hele 4909 timer for Gravidalen kraftverk, og er med dette kraftverket med desidert høyest brukstid (Østfold Energi AS 2008).

De tolv konsesjonssøkte vannkraftverkene i Sogn og Fjordane har estimerte investeringskostnader på til sammen 4,6 milliarder kroner. Det er også gitt konsesjon til å bygge to vannkraftverk med investeringskostnader på til sammen 550 millioner kroner (SFE 2012b). Dette gjelder Mork kraftverk i Lærdal og Feios kraftverk i Vik i Sogn. Av vannkraftverkene har Leikanger kraftverk kalkulert med de høyeste investeringskostnadene på 629 millioner kroner. Kraftverket med de laveste investeringskostnadene er Vigdøla kraftverk med 127 millioner kroner. Feios kraftverk har de laveste investeringskostnadene per energiproduksjon på 2,45 kr/kWh. Illvatn pumpekraftverk har estimert med de høyeste investeringskostnadene med 4,57 kr/kWh.

Hvis man beregner at småkraftverk har gjennomsnittlige utbyggingskostnader på 3,59 kr/kWh, er de totale investeringskostnadene i overkant av 8 milliarder kroner. Det totale energipotensiale sammen med kostnadsgrunnlag fra NVE danner grunnlaget for nytte- kostnadsberegningene for småkraftprosjekter. NVE-håndbok 1/2011 har beregnet gjennomsnittlige utbyggingskostnader for småkraftverk hvor den øvre investeringsgrensen er 4,5 kr/kWh (Hofstad & Stensby 2011). Disse tallene er presentert i tabell 11. Håndboken påpeker at beregningene er forbundet med en del usikkerhet. I håndboken legges det også frem en brukstid på 4 500 timer/år for småkraftverk. Dette anslaget er noe høyere enn anslagene fra andre kilder som beregner en brukstid rundt 3 000 - 4 000 timer/år. NVE-håndbok 2/2002 bruker en brukstid på 4 000 timer/år som referanse, mens den gjennomsnittlige

brukstiden for vannkraftverk i Norge er 4 200 timer/år i følge OED (Hofstad et al. 2002; Olje- og energidepartementet 2012b).

Tabell 11: Kostnadsgrunnlag for småkraftverk (Hofstad & Stensby 2011).

Små vannkraftverk (0,1-10 MW)		
Kostnader	Nedre	Øvre
<i>Investeringskostnader:</i>		
Anleggskostnader	6 550 kr/kW	13 550 kr/kW
Maskintekniske installasjoner	3 100 kr/kW	3 500 kr/kW
Elektrotekniske installasjoner	2 150 kr/kW	2 350 kr/kW
Byggetid	0,8 år	1,5 år
Byggetidsrenter	283 kr/kW	879 kr/kW
Sum investeringskostnader	12 083 kr/kW	20 279 kr/kW
Kapitalkostnader	8 033 kr/kW/år	1 348 kr/kW/år
Driftskostnader	121 kr/kW/år	203 kr/kW/år
Sum faste årskostnader	924 kr/kW/år	1 551 kr/kW/år
Fullasttimer	4 500 timer/år	4 500 timer/år
Investeringskostnader/produksjon	2,685 kr/kW	4,506 kr/kW
Enhetskostnader	0,205 kr/kW	0,345 kr/kW

4.4 Sensitivitets- og scenarioanalyse

Til tross for at samfunnsøkonomiske analyser vanligvis vurderer prosjektrisiko og usikkerheter ved bl.a. å justere kalkulasjonsrenten med et risikotillegg, kan usikkerheter også identifiseres på en alternativ måte. Ved å teste hvordan endringer i aktuelle variabler får konsekvenser for lønnsomheten til prosjekter kan kritiske faktorer synliggjøres. Denne følsomheten overfor endringer vil i stor grad påvirke risikoen til prosjektet. Svakheten med sensitivitetsanalyser er imidlertid at usikkerheten rundt prosjekter er mer sammensatt, og variablene korrelerer derfor i større grad enn hva som kan identifiseres i slike analyser. Måten dette løses på er å se på hvordan lønnsomheten til et prosjekt endrer seg når flere variabler endres samtidig. På denne måten kan man estimere lønnsomheten for forskjellige scenarioer.

Nullalternativet innebærer at prosjektene ikke blir gjennomført og situasjonen er som den er i dag med hensyn på kostnader og produksjon. Enkelte prosjekter er allerede i byggefasen, for eksempel Ørskog-Sogndal, men siden linjen ikke er satt i drift enda ser man bort fra kraftledningen i nullalternativet. Netto nåverdier fra de ulike scenarioene vil derfor bli gitt i forhold til nullalternativet som ikke innebærer noen kostnader og med dagens kraftproduksjon.

Prosjektene har satt forskjellig datoer for byggestart og driftsstarter. Flere av tiltakene har også satt byggestart til tidligere tidspunkter, men har enten blitt satt på vent til det nye sentralnettet er på plass, påklaget eller er inne til konsesjonsbehandling. Dette gjelder bl.a. Feios kraftverk og Okla vindpark som planla byggestart henholdsvis i 2008 og 2007. Den nevnte vindparken er fremdeles inne til konsesjonsbehandling, mens Feios kraftverk fikk konsesjon så sent som 8. mars i år. På grunn av usikkerhetene omkring driftsstart antar jeg derfor at prosjektene blir satt i drift samtidig. Dette tidspunktet settes til 2016 på bakgrunn av at sentralnettet ikke er ferdig før tidligst i løpet av 2015 og de fleste prosjekter krever i tillegg tiltak på regionalnettet. Flere av prosjektene vil sannsynligvis bli bygget samtidig og bli satt i drift så tidlig som mulig, det vil si når kapasiteten i kraftsystemet tillater nettilknytning. På grunnlag av dette blir NNV diskontert til produksjonsstart i 2016. Seks av de planlagte vannkraftverkene og et nettiltak planlegger imidlertid igangsetting av driften tidligere enn 2016.

I denne analysen har man valgt å se på endringer i følgende variabler:

- Kraftpriser (Konstant men variabel mellom scenarier).
- Kalkulasjonsrente (Konstant over analyseperioden).
- Produksjon (Konstant relativ produksjon men variabel mellom scenarier).
- Andel av konsesjonssøkte småkraftprosjekter som blir realisert.

For at prosjektene skal realiseres antas de også å være bedriftsøkonomisk lønnsomme. Dette avhenger bl.a. av størrelsen på kraftpris og el-sertifikatprisen. Analysen legger til grunn Econ Pöyrys prognose fra 2008 og historiske priser på det nordiske spotmarkedet jmfør avsnitt 3.5.2. Econ Pöyrys prognose viste at de norske kraftprisene skulle ligge rundt 0,40 kr/kWh frem mot 2020 hvor de mellom 2020 og 2030 skulle stabilisere seg nærmere 0,385 kr/kWh. De historiske systemprisene på NordPool Spot ligger på 0,325 kr/kWh og inkluderer ikke nettleie og flaskehalskostnader (pristillegg for prisområder).

I Finansdepartementets veileder fra 2005 anbefales det å benytte en kalkulasjonsrente på 4 % for offentlige prosjekter med moderat risiko. Det påpekes imidlertid at prosjekter med betydelig systematisk risiko kan øke denne rentesatsen, noe som gjelder spesielt for vindparker. De aller fleste vind- og vannkraftprosjektene som inkluderes i denne analysen har benyttet en kalkulasjonsrente på 8 % som også er anbefalt i NVEs håndbok for samfunnsøkonomisk analyse fra 2003. NVE-håndbok 1/2011 forklarer imidlertid at denne rentesatsen nå er foreldet og at det i stedet legges til grunn en rente på 6 %. På grunnlag av dette varieres kalkulasjonsrenten mellom 4 %, 6 % og 8 %. Avsnitt 3.1.5 forklarer mer detaljert hvordan kalkulasjonsrenten fastsettes. Fra konsesjonssøknadene ser man at de fleste

vindparkene har brukt en kalkulasjonsrente på 8 % i kostnadsberegningene. Ulvegveina vindpark er den eneste parken som har brukt en annen rentesats og denne er 6,5 % (Kvalheim Kraft DA 2005; SAE Vind 2011). SFE bruker som regel en kalkulasjonsrente på 4,5 % på utbygginger i regionalnettet, mens Statnett SF bruker 5 % for investeringer i sentralnettet (Korneliussen 2012; Skrivarvik 2013).

Prosjektene har ulik størrelse og det er interessant å se hvordan prosjekter med forskjellig størrelse påvirkes av variabelendringene. Tabell 12 viser de ulike scenarioene med valgte størrelser på variabler. Med hensyn på effekt og produksjon er Okla vindpark blant de minste, mens Guleslettene vindpark er blant de største. Samtidig vil Ulvegveina vindpark ha de dyreste utbyggingskostnadene/produksjon. For de planlagte vannkraftanleggene er Leikanger kraftverk det desidert største, mens Feios kraftverk er midt på treet men har lave utbyggingskostnader. Illvatn pumpekraftverk er det mest kostbare kraftverket med hensyn på produksjon. Det legges derfor ekstra vekt på hvordan lønnsomheten til disse prosjektene forandrer seg med endring i variablene. Nøkkeltall fra de nevnte kraftprosjektene blir illustrert i tabeller og beskrevet under hvert scenario i resultatkapitlet.

Vedlegg A, vedlegg B og vedlegg C viser eksempler på tre nåverdiberegninger slik de har blitt utført for de respektive teknologiene. Resultater fra alle scenarioer finnes i tabellform i vedlegg D.

Tabell 12: Oversikt over de 8 ulike scenarioene med valgt variabelstørrelser.

Scenario	r	pris	produksjon	Småkraft
1. Standard/middels	6 %	0,385 kr/kWh	100 %	70 %
2a. Pris lav	6 %	0,285 kr/kWh	100 %	70 %
2b. Pris høy	6 %	0,485 kr/kWh	100 %	70 %
3a. Kalk.rente lav	4 %	0,385 kr/kWh	100 %	70 %
3b. Kalk.rente høy	8 %	0,385 kr/kWh	100 %	70 %
4a. Pessimistisk	8 %	0,385 kr/kWh	80 %	60 %
4b. Optimistisk	4 %	0,385 kr/kWh	110 %	80 %
5. Variabelt	Var	Var	100 %	70 %

5 Resultater

5.1 Scenario 1 – Standard/middels scenario

- Middels produksjon: 100 % av produksjonen i et normalår.
- Middels kraftpris: 0,385 kr/kWh.
- Middels kalkulasjonsrente: 6 %.

Det første scenarioet kalles Standard/middels scenario på grunn av at produksjonen er hentet fra konsesjonssøknadene og renten fra de nyeste håndbøkene til NVE (2010/2011). Estimert middelproduksjon er basert på normalår med gjennomsnittlig tilsig og vindforhold. Det antas også at 70 % av den konsesjonssøkte småkraftproduksjonen blir realisert. Kraftprisen settes til 0,385 kr/kWh som er lik prisprognosen til Econ Pöyry for 2030. Tabell 13 viser resultatene av nåverdiberegningene fra standardscenarioet for et utvalg prosjekter.

Med de gitte forutsetningene over viser det seg at det kun er en av de ti planlagte vindparkene som ikke er et samfunnsøkonomisk lønnsomt prosjekt. Dette gjelder Ulvegveina vindpark som har en nåverdi på -30 millioner kroner justert til 2012 prisnivå. I kostnadsberegningene har Ulvegveina brukt en kalkulasjonsrente på 6,5 % og er dermed den eneste vindparken har brukt en rente forskjellig fra 8 %. Internrenten (IR) til Ulvegveina er 6 % og nytte-kostnadsbrøken (NKB) er -0,01. Med en IR lavere enn den virkelige kalkulasjonsrenten på 6,5 % er prosjektet i utgangspunktet samfunnsøkonomisk ulønnsomt. Guleslettene er den mest lønnsomme vindparken med nåverdi på 561 mill. kr og nytte-kostnadsbrøk på 0,28. IR til Guleslettene er 9 %. Okla og Ytre Sula I er de mest lønnsomme vindparkene med hensyn på kostnader, begge med NKB på 0,55. Totalt bidrar vindkraftprosjektene med en positiv nåverdi på 1,39 milliarder kroner.

De fjorten vannkraftprosjektene genererer en nytteverdi på totalt 4,32 milliarder kroner. Feios har høyest lønnsomhet i forhold til kostnader med en NKB på 1,60 og nytteverdi på 500 millioner kroner. Leikanger som det største prosjektet har en solid NKB på 0,87 og en netto nytte på 670 millioner kroner. Ytre Offerdal har en NKB på 0,14 og netto nytte på 22,8 millioner kroner. Samtidig vil småkraften bidra med en positiv nåverdi på rundt 2,77 milliarder kroner.

Nettiltakene har en kostnadsramme på totalt 4 milliarder kroner justert med 2012-prisnivå. Med forutsetningene over vil prosjektene totalt gi en samfunnsøkonomisk nytte på 4,4 milliarder kroner.

Tabell 13: Et utvalg prosjekter er presentert med prisnivå, justerte nåverdiberegninger, internrenter og nytte-kostnadsbrøk fra standard/middels scenarioet.

Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Gulelettene vindpark	0,28	9 %	557 mill kr	2011	561 mill kr
Okla vindpark	0,55	13 %	138 mill kr	2005	157 mill kr
Ulvegrena vindpark	-0,01	6 %	-30 mill kr	2010	-30 mill kr
Leikanger kraftverk	0,87	13 %	628 mill kr	2008	670 mill kr
Feios kraftverk	1,60	19 %	447 mill kr	2006	500 mill kr
Illvatn pumpekraftverk	0,40	9 %	234 mill kr	2010	239 mill kr
Sum Småkraft	0,30	8 %	2 770 mill kr	2012	2 770 mill kr
Sum Vindkraft			1 359 mill kr		1 393 mill kr
Sum Vannkraft			4 151 mill kr		4 325 mill kr
Sum Nett			-3 836 mill kr		-4 065 mill kr
Total NNV			4 444 mill kr		4 422 mill kr

5.2 Scenario 2a – Lavpris scenario

- Middels produksjon: 100 % av produksjonen i et normalår.
- Lav kraftpris: 0,285 kr/kWh.
- Middels kalkulasjonsrente: 6 %.

I dette scenarioet er det kun prisen som endres i forhold til standard/middels scenarioet. Prisen settes ned med 10 øre/kWh til 0,285 kr/kWh med forventninger om lavere lønnsomhet. Denne prisen ligger tett opptil 0,288 kr/kWh som var den gjennomsnittlige systemprisen på NordPool Spot i perioden januar 2011 til april 2013. Resultatene fra dette scenarioet vises i tabell 14 og blir kommentert i dette delkapitlet.

Kun tre av vindkraftprosjektene har positive nåverdier. Dette gjelder Okla, Guleslettene og Ytre Sula I. Guleslettene har en netto nåverdi på 38 millioner kroner, noe som gjør at prosjektet gir lav avkastning i forhold til de høye investeringskostnadene. Okla har igjen best NKB av de planlagte vindparkene på 0,23. Det gir prosjektet en positiv lønnsomhet på 66 millioner kroner. Ulvegrena er nok en gang det svakeste prosjektet med en NKB på -0,21 og medfører en samfunnsøkonomisk kostnad på 471 millioner kroner. Totalt har vindkraftprosjektene en negativ nytteverdi på -1,1 milliarder kroner.

Det er kun anlegget som utnytter Ytre Offerdalselvi som har negativ nåverdi med de gitte forutsetningene. Prosjektet viser en nytteverdi på -19 millioner kroner og en IR på 5 % som er under kalkulasjonsrenten på 6 %. De resterende medfører imidlertid en samfunnsøkonomisk nytteverdi. Blant

vannkraftprosjektene er det igjen Leikanger som gir har den høyeste lønnsomheten med 352 millioner kroner. Nytte-kostnadsbrøken på 0,46 er derimot ikke like bra som Feios sin på 1,02. Med disse forutsetningene har vannkraftprosjektene en nytteverdi på totalt 2,16 milliarder kroner.

Netttiltakene har fortsatt en kostnadsramme på 4 milliarder kroner, samtidig vil småkraften bidra med en positiv nåverdi på rundt 166 millioner kroner. Med forutsetningene over vil prosjektene totalt gi en samfunnsøkonomisk nytte på 1,65 milliarder kroner. Ved å senke kraftprisen med 10 øre i forhold til standard/middels scenarioet vil den totale nytteverdien dermed bli 7,28 milliarder kroner lavere.

Tabell 14: Presentasjon av resultatene fra nåverdiberegningen for et utvalg prosjekter fra lavprisscenarioet.

Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Gulettene vindpark	0,02	6 %	38 mill kr	2011	38 mill kr
Okla vindpark	0,23	9 %	58 mill kr	2005	66 mill kr
Ulvegreina vindpark	-0,21	3 %	-461 mill kr	2010	-471 mill kr
Leikanger kraftverk	0,46	10 %	330 mill kr	2008	352 mill kr
Feios kraftverk	1,02	14 %	286 mill kr	2006	320 mill kr
Illvatn pumpekraftverk	0,09	7 %	55 mill kr	2010	56 mill kr
Sum Småkraft	0,02	6 %	166 mill kr	2012	166 mill kr
Sum Vindkraft			-1 106 mill kr		-1 116 mill kr
Sum Vannkraft			2 066 mill kr		2 159 mill kr
Sum Nett			-3 836 mill kr		-4 065 mill kr
Total NNV			-2 710 mill kr		-2 855 mill kr

5.3 Scenario 2b – Høypris scenario

- Middels produksjon: 100 % av produksjonen i et normalår.
- Høy kraftpris: 0,485 kr/kWh.
- Middels kalkulasjonsrente: 6 %.

Også i dette scenarioet endres prisen i forhold til standard/middels scenarioet. Forskjellen er at prisen settes opp med 10 øre/kWh. Dette gir forventninger om en meget høy lønnsomhet i forhold til standardscenarioet. Prisen her er høy men samtidig lavere enn prognosen til Pöyry Econ for 2013. Tabell 15 viser nøkkeltallene fra dette scenarioet.

Med forutsetningene over vil alle produksjonsprosjektene i analysen være samfunnsøkonomisk lønnsomme. De planlagte vindenergiprojektene får en samfunnsøkonomisk nytteverdi på til sammen 3,9 milliarder kroner. Guleslettene vindpark gir fortsatt stabil avkastning med en NKB på 0,54, i dette

tilfellet på 1,1 milliarder kroner. Okla og Ytre Sula I har begge en NKB på 0,87 med nytteverdier på hhv. 250 og 83 millioner kroner. Ulvegveina vindpark som var et ulønnsomt prosjekt i det forrige tilfellet har nå positiv nåverdi på 410 millioner kroner.

De planlagte vannkraftverkene vil gi samfunnet nytteverdier som er beregnet til 6,5 milliarder kroner. Feios- og Vigdøla kraftverk har de beste nytte-kostnadsbrøkene på henholdsvis 2,17 og 1,93. Leikanger kraftverk vil ha en positiv nytteverdi på 988 millioner kroner. Forutsetningene gjør at også Ytre Offerdal nå er lønnsomt med en nytteverdi på 65 millioner kroner.

Småkraftprosjektene vil gi samfunnet nytteverdier for 5,37 milliarder kroner, mens kostnadene for nettiltak er som før. Den totale netto nytteverdien er derfor 11,7 milliarder kroner. Ved å øke kraftprisen med 10 øre i forhold til det realistiske scenarioet vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten bli 7,28 milliarder kroner høyere.

Tabell 15: Presentasjon av resultatene fra nåverdiberegningen for et utvalg prosjekter fra lavprisscenarioet.

Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Gulelettene vindpark	0,54	12 %	1 076 mill kr	2011	1 084 mill kr
Okla vindpark	0,87	17 %	218 mill kr	2005	249 mill kr
Ulvegveina vindpark	0,18	8 %	402 mill kr	2010	410 mill kr
Leikanger kraftverk	1,28	16 %	926 mill kr	2008	988 mill kr
Feios kraftverk	2,17	23 %	609 mill kr	2006	680 mill kr
Illvatn pumpekraftverk	0,71	12 %	414 mill kr	2010	422 mill kr
Sum Småkraft	0,59	11 %	5 374 mill kr	2012	5 374 mill kr
Sum Vindkraft			3 823 mill kr		3 901 mill kr
Sum Vannkraft			6 237 mill kr		6 490 mill kr
Sum Nett			-3 836 mill kr		-4 065 mill kr
Total NNV			11 599 mill kr		11 700 mill kr

5.4 Scenario 3a – Lav kalkulasjonsrente scenario

- Middels produksjon: 100 % av produksjonen i et normalår.
- Middels kraftpris: 0,385 kr/kWh.
- Høy kalkulasjonsrente: 4 %.

I dette scenariet settes kalkulasjonsrenten ned til 4 % mens alt annet er uendret i forhold til det standardscenarioet. Denne kalkulasjonsrenten ble brukt av Finansdepartementet i 2005 som en anbefaling til offentlige prosjekter. Tabell 16 presenterer resultatene fra dette scenarioet.

Også i dette tilfellet er alle produksjonstiltakene lønnsomme. Den totale nytteverdien fra de planlagte vindparkene beregnes til 3,63 milliarder kroner. Gulettene vindpark vil oppleve en nytteverdi på 1,03 milliarder kroner med en NKB på 0,49. Forskjellene er derfor små for Guleslettene vindpark sammenlignet med Scenario 2b. Ytre Sula II har også en høy nåverdi på 707 millioner kroner men en langt lavere NKB enn Guleslettene på 0,26. Nytteverdien for Okla vindpark er 236 millioner kroner med en NKB på 0,79 og en høy IR på 13 %. Med disse forutsetningene kan Okla derfor mer enn tredoble kalkulasjonsrenten uten å være et ulønnsomt prosjekt rent samfunnsøkonomisk. Ytre Sula I har derimot den høyeste NKB-verdien på 0,83.

I dette tilfellet har Feios kraftverk en nytte-kostnadsbrøk på hele 2,30 og en IR på 19 %. Dette gir prosjektet en samfunnsøkonomisk lønnsomhet på 750 millioner kroner. Leikanger kraftverk har en lønnsomhet på 1,11 milliarder kroner og NKB på 1,38. Ytre Offerdal vil ha en lønnsomhet på 81 millioner kroner og en NKB på 0,46. Totalt har vannkraftverkene en positiv samfunnsøkonomisk nytteverdi på 7,3 milliarder kroner. Kostnadene for nettiltak er uendret mens småkraften bidrar med 6,47 milliarder kroner.

Dette gir en total netto nytteverdi på 13,36 milliarder kroner. Ved å senke kalkulasjonsrenten til 4 % vil den totale nytteverdien bli 8,95 milliarder kroner høyere i forhold til standardscenarioet.

Tabell 16: Presentasjon av resultatene fra nåverdiregningen for et utvalg prosjekter fra kalkulasjonsrentescenario a.

Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Gulettene vindpark	0,49	9 %	1 025 mill kr	2011	1 033 mill kr
Okla vindpark	0,79	13 %	207 mill kr	2005	236 mill kr
Ulvgreina vindpark	0,15	6 %	353 mill kr	2010	360 mill kr
Leikanger kraftverk	1,38	13 %	1 041 mill kr	2008	1 111 mill kr
Feios kraftverk	2,30	19 %	672 mill kr	2006	750 mill kr
Illvatn pumpekraftverk	0,79	9 %	482 mill kr	2010	492 mill kr
Sum Småkraft	0,69	8 %	6 470 mill kr	2012	6 470 mill kr
Sum Vindkraft			3 555 mill kr		3 627 mill kr
Sum Vannkraft			7 041 mill kr		7 325 mill kr
Sum Nett			-3 836 mill kr		-4 065 mill kr
Total NNV			13 230 mill kr		13 357 mill kr

5.5 Scenario 3b – Høy kalkulasjonsrente scenario

- Middels produksjon: 100 % av produksjonen i et normalår.
- Middels kraftpris: 0,385 kr/kWh.

- Høy kalkulasjonsrente: 8 %.

I dette tilfellet settes kalkulasjonsrenten opp til 8 % i forhold til standardscenarioet. Nøkkeltallene fra prosjektutvalget er presentert i tabell 17.

Den planlagte vindkraften i Sogn og Fjordane vil i dette tilfellet gi en samfunnsøkonomisk kostnad på 281 millioner kroner. Fem av de ti planlagte vindparkene vil føre til samfunnsøkonomiske kostnader, mens fem av dem vil gi samfunnet nytteverdier. Guleslettene vindpark vil fortsatt gi samfunnet positive nytteverdier, i dette tilfellet på 206 millioner kroner. Mens Ulvegveina vindpark vil gi den største samfunnsøkonomiske kostnaden på 321 millioner kroner med en IR på 6 %. Okla vindpark vil imidlertid fortsette å være et lønnsomt prosjekt og i dette tilfellet er nåverdien nærmere 100 millioner kroner.

Kun et av fjorten vannkraftverk gir samfunnet negative nytteverdier med de gitte forutsetningene og totalt vil nytteverdien være 2,39 milliarder kroner. Ytre Offerdal kraftverket gir samfunnet kostnader på 13,5 millioner kroner, mens Leikanger og Feios er de mest lønnsomme kraftverkene på 385 og 337 millioner kroner. Feios kraftverk har igjen den høyeste IR på 19 %, mens for Leikanger kraftverk er internrenten 13 %. Potensielle småkraftverk vil kunne bidra med en positiv nåverdi på 397 millioner kroner dersom 70 % av den konsesjonssøkte produksjonen blir realisert.

Dette fører til en total netto nytteverdi på -1,56 milliarder kroner. Ved å heve kalkulasjonsrenten til 8 % vil den totale nytteverdien bli om lag 6 milliarder kroner lavere i forhold til det første scenarioet.

Tabell 17: Presentasjon av resultatene fra nåverdiregningen for et utvalg prosjekter fra kalkulasjonsrentescenario b.

Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Guleslettene vindpark	0,10	9 %	205 mill kr	2011	206 mill kr
Okla vindpark	0,36	13 %	86 mill kr	2005	98 mill kr
Ulvegveina vindpark	-0,15	6 %	-315 mill kr	2010	-321 mill kr
Leikanger kraftverk	0,51	13 %	361 mill kr	2008	385 mill kr
Feios kraftverk	1,10	19 %	302 mill kr	2006	337 mill kr
Illvatn pumpekraftverk	0,13	9 %	75 mill kr	2010	77 mill kr
Sum Småkraft	0,04	8 %	397 mill kr	2012	397 mill kr
Sum Vindkraft			-287 mill kr		-281 mill kr
Sum Vannkraft			2 284 mill kr		2 386 mill kr
Sum Nett			-3 836 mill kr		-4 065 mill kr
Total NNV			-1 441 mill kr		-1 563 mill kr

5.6 Scenario 4a – Pessimistisk scenario

- Lav produksjon: 80 % av produksjonen i et normalår (20 % reduksjon fra middelproduksjon).
- Middels kraftpris: 0,385 kr/kWh.
- Høy kalkulasjonsrente: 8 %.

Dersom flere variable komponenter slår ut negativt samtidig vil dette gi uheldige konsekvenser for den totale lønnsomheten. Dette blir simulert i et pessimistisk scenario. Eksempel på et slikt tilfelle kan være et tørrår hvor det er lavere tilsig enn normalt. Produksjon for både vannkraft og vindkraft reduseres med 20 % i forhold til middelproduksjonen mens kalkulasjonsrenten økes til 8 %. I tillegg antas det at kun 60 % av den konsesjonssøkte småkraftproduksjonen blir realisert. Tabell 18 presenterer nøkkeltallene fra prosjektutvalget for det pessimistiske scenarioet.

De planlagte vindparkene vil totalt føre til en samfunnsmessig kostnad på 1,77 milliarder kroner. Blant disse er det kun Okla- og Ytre Sula I vindpark som har en positiv nytteverdi. Netto nåverdien for Okla blir deflatert til 40 millioner kroner mens verdien av Ytre Sula I er 10 millioner kroner. Av de større vindprosjektene er det minst lønnsomme prosjektet Ulvegveina vindpark med en samfunnsøkonomisk kostnad på 567 millioner kroner. Guleslettene vindpark har en negativ nytteverdi på 123 millioner kroner.

Blant de planlagte vannkraftverkene er det fire som viser seg å være ulønnsomme. Dette gjelder Illvatn-, Øyane-, Leirdøla- i tillegg til Ytre Offerdal kraftverk. Det minst lønnsomme av disse er Illvatn pumpekraftverk med en nytteverdi på -41 millioner kroner og en IR på 7 %. Feios er igjen det mest lønnsomme prosjektet med en verdi på 216 millioner kroner og en NKB på 0,72. Leikanger kraftverk vil ha en NKB på 0,24 og samfunnsnyttens vil være 176 millioner kroner. Selv med et pessimistisk scenario vil de planlagte vannkraftverkene gi en samfunnsøkonomisk nyttegevinst på 967 millioner kroner. I tillegg har småkraftverkene en samlet samfunnsøkonomisk kostnad på 2,28 milliarder kroner.

Den totale netto nytteverdien av alle tiltakene er derfor -7,15 milliarder kroner. I forhold til middelscenarioet vil dette tilfellet gi redusert samfunnsøkonomisk lønnsomhet på 11,6 milliarder kroner.

Tabell 18: Presentasjon av resultatene fra nåverdberegningen for et utvalg prosjekter fra det pessimistiske scenarioet.

Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Gulelettene vindpark	-0,06	7 %	-122 mill kr	2011	-123 mill kr
Okla vindpark	0,15	10 %	35 mill kr	2005	40 mill kr
Ulvegrena vindpark	-0,27	4 %	-555 mill kr	2010	-567 mill kr
Leikanger kraftverk	0,24	10 %	165 mill kr	2008	176 mill kr
Feios kraftverk	0,72	15 %	193 mill kr	2006	216 mill kr
Illvatn pumpekraftverk	-0,07	7 %	-40 mill kr	2010	-41 mill kr
Sum Småkraft	-0,26	5 %	-2 283 mill kr	2012	-2 283 mill kr
Sum Vindkraft			-1 750 mill kr		-1 771 mill kr
Sum Vannkraft			918 mill kr		967 mill kr
Sum Nett			-3 836 mill kr		-4 065 mill kr
Total NNV			-6 951 mill kr		-7 152 mill kr

5.7 Scenario 4b – Optimistisk scenario

- Høy produksjon: 110 % av produksjonen i et normalår (10 % økning fra middelproduksjon).
- Høy kraftpris: 0,385 kr/kWh.
- Lav kalkulasjonsrente: 4 %.

I dette tilfellet gis de usikre elementene et positivt anslag. En lavere kalkulasjonsrente på 4 % vil i utgangspunktet gi høyere lønnsomhet siden de fremtidige virkningene blir verdsatt høyere. All type produksjon anslås å ligge 10 % over middelproduksjon. I tillegg antas det at 80 % av den omsøkte småkraften blir bygget ut. Tabell 19 presenterer resultatene av nåverdberegningen for et utvalg prosjekter fra dette scenarioet.

Et optimistisk scenario med disse forutsetningene vil gi en samfunnsøkonomisk nytteverdi på 30 milliarder kroner. Av disse består nytteverdier fra planlagte vindparker for 7,9 milliarder kroner, samtidig som planlagte vannkraftverk står for 8,5 milliarder kroner. De potensielle småkraftprosjektene vil også bidra med en netto nytteverdi på 10,1 milliarder kroner.

I dette optimistiske scenarioet er samtlige produksjonsprosjekter samfunnsøkonomisk lønnsomme. Av vindparkene er Guleslettene igjen det mest lønnsomme prosjektet. Denne gang med en nytteverdi på 1,26 milliarder kroner og en IR på 11 %. Ytre Sula II genererer også en høy nytteverdi på 933 millioner kroner. Okla vindpark har i dette scenarioet en nytteverdi på 276 millioner kroner og den beste IR av vindparkene på 14 %. Det beste prosjektet med hensyn på nytte-kostnadsbrøken er imidlertid Ytre Sula I med NKB på 1,01. Ulvegrena vindpark har en positiv nåverdi på 530 millioner kroner og har dermed den

tredje høyeste lønnsomheten målt i kroner. Til tross av dette har vindparken den laveste NKB og er derfor det minst lønnsomme prosjektet i forhold til innsatsfaktorene.

Av de planlagte vannkraftprosjektene er det kun to som har en nytte-kostnadsbrøk under 1,00. Dette er Ytre Offerdal- og Leirdøla kraftverk. Leikanger kraftverk er det mest lønnsomme kraftverket med en samlet nåverdi på 1,29 milliarder kroner og en NKB på 1,57. I forhold til innsatsfaktorene er det Feios kraftverk som har den høyeste nåverdien med en NKB på 2,57. Dette gir en nåverdi på 851 millioner kroner.

Tabell 19: Presentasjon av resultatene fra nåverdiregningen for et utvalg prosjekter fra det optimistiske scenarioet.

Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Gulettene vindpark	0,59	11 %	1 251 mill kr	2011	1 261 mill kr
Okla vindpark	0,90	14 %	242 mill kr	2005	276 mill kr
Ulvegveina vindpark	0,22	7 %	519 mill kr	2010	530 mill kr
Leikanger kraftverk	1,57	14 %	1 203 mill kr	2008	1 285 mill kr
Feios kraftverk	2,57	20 %	762 mill kr	2006	851 mill kr
Illvatn pumpekraftverk	0,93	10 %	577 mill kr	2010	589 mill kr
Sum Småkraft	1,04	11 %	10 109 mill kr	2012	10 109 mill kr
Sum Vindkraft			4 568 mill kr		4 658 mill kr
Sum Vannkraft			8 175 mill kr		8 502 mill kr
Sum Nett			-3 836 mill kr		-4 065 mill kr
Total NNV			19 016 mill kr		19 205 mill kr

5.8 Scenario 5 - Variabelt scenario

- Variabel produksjon: Ukesvariasjoner.
- Variabel kraftpris: Ukesvariasjoner.
- Variabel kalkulasjonsrente:

Vindkraft: 8 % de første 10 årene og 4 % de siste 10 årene av analyseperioden.

Vannkraft: 8 % de første 10 årene, deretter 6 % de neste 20 år og til slutt 4 % de siste 10 årene.

Nett: 4,5 % de første 20 årene, deretter 3 % de siste 10 årene.

- Kombinere Pris a og Pris b for vind og vann.

Dette scenarioet kalles variabelt scenario fordi flere faktorer varieres både på ukes- og års-nivå. Antar også at 70 % av den konsesjonssøkte småkraftproduksjonen blir realisert og den årlige produksjon er

satt til et middels høyt nivå. Tabell 20 viser resultatene fra nåverdiberegningene av det variable scenarioet.

Data for den relative produksjonen er hentet fra NordPool Spot og består av ukentlig gjennomsnittsproduksjon fra Sogn og Fjordane i perioden uke 1 2011 - uke 17 2013. Dette er hva som er tilgjengelig på NordPool i ukesoppløsning og danner et noe svakt grunnlag. Analysen hadde blitt forsterket med data fra et lengre historisk tidsperspektiv. Denne faktoren ble funnet ved å dele produksjon i uke X for 2011, 2012 og så langt det var tilgjengelig i 2013 på årsproduksjonen fra fylket. Deretter ble dette relative gjennomsnittet fra 2011, 2012 og 2013 kombinert til en gjennomsnittsfaktor.

Faktorene viser en noe høyere andel produksjon om sommeren og i de kaldeste vintermånedene (desember-februar). Høsten har den laveste produksjonen mens våren har noe høyere produksjonsandel. Siden produksjonen fra Sogn og Fjordane i hovedsak baserer seg på regulert vannkraft vil denne fordelingen passe bedre for denne teknologien enn for vind og småkraft. På tross av dette er den relative produksjonen også benyttet for uregulert produksjon.

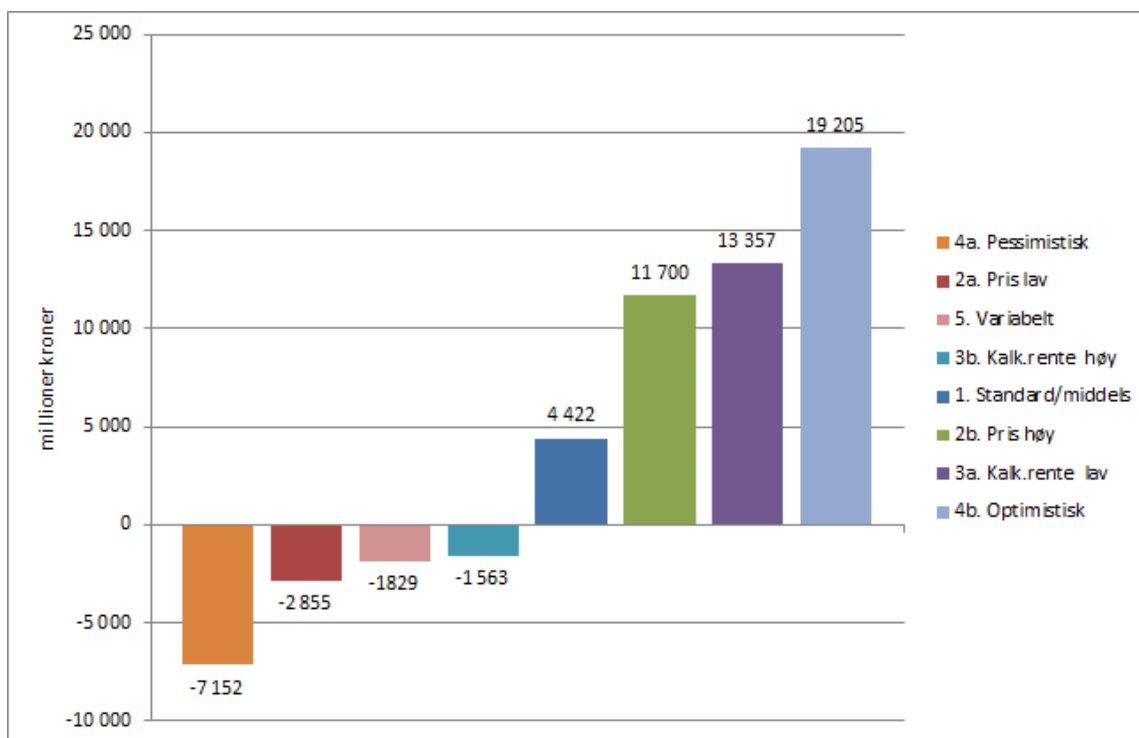
Den ukentlige gjennomsnittsprisen er også hentet fra NordPool Spot. På samme måte som den relative produksjonen er det tatt gjennomsnittet av kraftprisen i uke X for 2011 og uke X for 2012 og så langt det er tilgjengelig i 2013. Gjennomsnittlig årspris blir dermed 0,288 kr/kWh, noe som er en relativt lav kraftpris i forhold til den fremtidige prisprognosen fra Econ Pöyry.

Kalkulasjonsrenten blir satt i henhold til Finansdepartementets nye vedtekter. Renten varierer og det er brukt forskjellig rente for de ulike teknologiene. Vindkraft har en analyseperiode på kun 20 år slik at denne kalkulasjonsrenten blir konstant og settes til 6 % i henhold til de ferskeste anbefalingene fra NVE. For vindkraft blir rentesatsen satt til 6 % de første 20 årene. Deretter senkes denne til 4 % ut analyseperioden for å forsterke langtidsvirkninger. Nettiltak settes til 4,5 % de første 20 årene og 3 % de siste 10 årene av analyseperioden.

Tabell 20: Presentasjon av resultatene fra nåverdberegningen for et utvalg prosjekter fra det variable scenarioet.

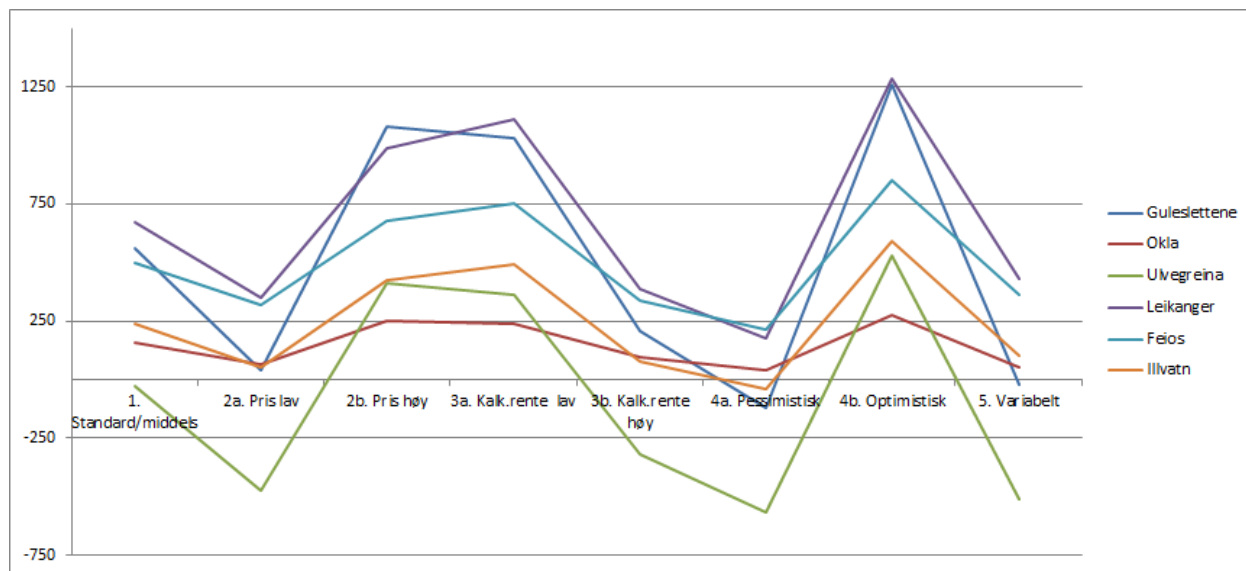
Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Gulettene vindpark	-0,01	6 %	-18 mill kr	2011	-18 mill kr
Okla vindpark	0,20	9 %	49 mill kr	2005	56 mill kr
Ulvagreina vindpark	-0,23	3 %	-497 mill kr	2010	-507 mill kr
Leikanger kraftverk	0,55	10 %	403 mill kr	2008	430 mill kr
Feios kraftverk	1,15	14 %	323 mill kr	2006	360 mill kr
Illvatn pumpekraftverk	0,18	7 %	103 mill kr	2010	105 mill kr
Sum Småkraft	0,10	6 %	906 mill kr	2012	906 mill kr
Sum Vindkraft			-1 342 mill kr		-1 356 mill kr
Sum Vannkraft			2 585 mill kr		2 698 mill kr
Sum Nett			-3 847 mill kr		-4 077 mill kr
Total NNV			-1 698 mill kr		-1 829 mill kr

Analysen har beregnet den samfunnsøkonomiske verdien av *levert kraft og reguleringsevne* fra planlagte produksjonsanlegg. Resultatene viser at den samfunnsøkonomiske verdien av ny produksjon vil ha sammenheng med verdien av levert kraftmengde. Resultatene er illustrert i figur 12 og inkluderer alle scenarioer, rangert fra lavest til høyest samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Analysen har prøvd å fange opp både realistiske og ekstreme endringer i variablene.



Figur 12: Resultater fra scenarioanalysen viser de totale nåverdiene av samtlige prosjekter.

Figur 12 viser store forskjeller i nåverdi ved å endre kalkulasjonsrenten +/- 2 % i forhold til standardscenarioet. Det samme gjelder dersom man endrer kraftprisen +/- 10 øre/kWh. Forskjellen mellom å senke kalkulasjonsrenten 2 % og øke kraftprisen med 10 øre/kWh (og vice versa) er imidlertid mindre.



Figur 13: Grafisk framstilling av lønnsomheten til utvalgte prosjekter for de forskjellige scenarioene.

Figur 13 viser hvordan lønnsomheten til de utvalgte prosjektene varierer for ulike scenarioer. Fra figuren kan man se at Leikanger kraftverk har den høyeste lønnsomheten i alle scenarioer, bortsett fra det pessimistiske. Samtidig vil Ulvegveina vindpark skifte mellom høy positiv og lav negativ nåverdi for de forskjellige scenarioene. Usikkerheten rundt dette prosjektet er derfor betydelig siden prosjektet viser seg å være følsomt for endringer i variablene. Okla vindpark viser stabil lønnsomhet uansett hvordan variablene endrer seg, og prosjektet er derfor forbundet med lav risiko. Selv i det pessimistiske scenarioet er Okla lønnsomt.

Det pessimistiske- og det optimistiske scenarioet er tatt med som et "worst case" / "best case" scenario som representerer ytterpunktene for lønnsomheten til prosjektene. Som forventet er det pessimistiske anslaget minst lønnsomt, samtidig som det optimistiske er det mest lønnsomme. En kombinasjon av lav produksjon og høy kalkulasjonsrente vil gjøre prosjektene mindre ulønnsomme. Det optimistiske tilfellet har halvparten så høy kalkulasjonsrente 4/8 %, og 37,5 % høyere produksjon enn det pessimistiske scenarioet. Dette medfører at den totale nytteverdien til det mest lønnsomme tilfellet er i overkant av

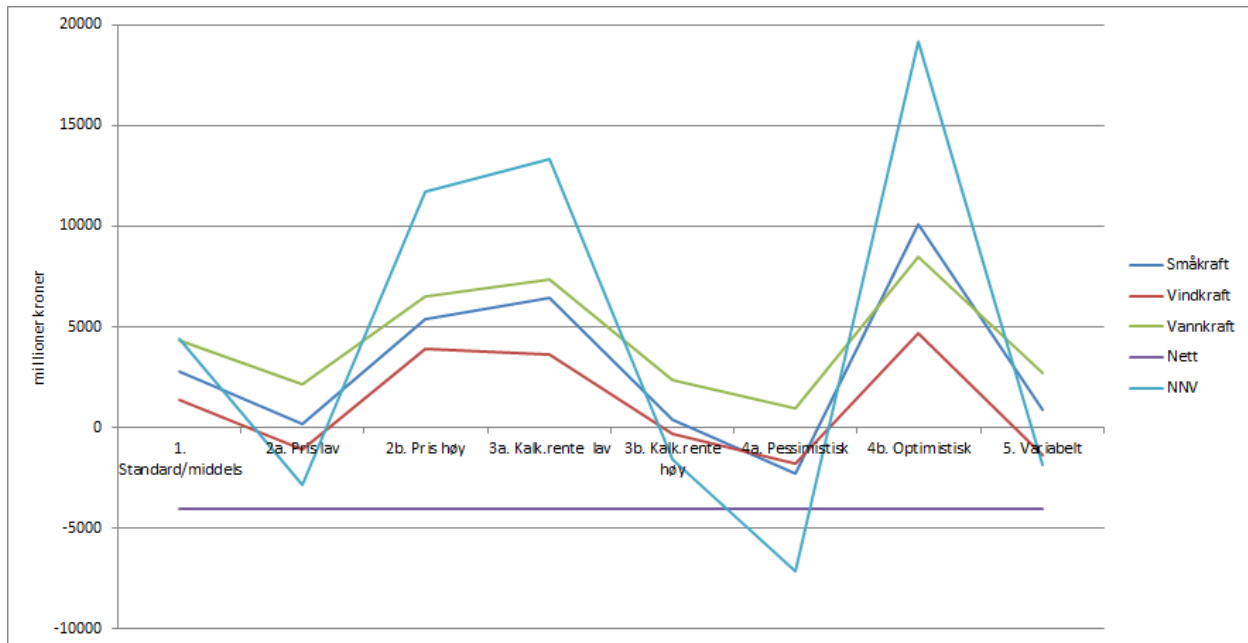
26 milliarder kroner høyere enn det minst lønnsomme. Scenarioene er eksempler på ekstreme situasjoner som ikke er særlig realistiske over tid. Man vil for eksempel ikke møte en produksjon over/under middelproduksjonen hvert eneste år i 20 år. Scenarioene som befinner seg nærmere midten av diagrammet i figur 12 er mer realistiske siden variablene som blir brukt i disse scenarioene er nærmere virkelige gjennomsnittsverdier.

Investeringskostnad/årsproduksjon, I/E [kr/kWh] bestemmer i stor grad lønnsomheten og risikoen til prosjektet. Mindre prosjekter som Feios kraftverk og Okla vindpark har utbyggingskostnader under 3 kr/kWh, men høyere NKB i forhold til andre prosjekter. Leikanger kraftverk og Guleslettene vindpark er prosjekter med høyere investeringskostnader og årsproduksjon. Med utbyggingskostnader på henholdsvis 3,41 og 3,80 kr/kWh er disse prosjektene fortsatt lønnsomme i de fleste tilfeller. Kun fire vannkraftverk har negativ nåverdi i det pessimistiske tilfellet.

Ytre Offerdal- og Øyane kraftverk er vannkraftprosjektene med høyest utbyggingskostnader på henholdsvis 5,66 kr/kWh og 4,38 kr/kWh. Øyane kraftverk er et lønnsomt prosjekt i alle scenarioer bortsett fra det pessimistiske, mens Ytre Offerdal får negativ nåverdi i halvparten av scenarioene. Dette tyder på at smertegrensen til investeringskostnadene er nærme 5 kr/kWh med de kraftprisene som er brukt i analysen. Dette støttes opp av at Ulvegveina vindpark med utbyggingskostnader på 4,86 kr/kWh er ulønnsomt i 5 av 8 scenario. Høy produksjon og store investeringer kan gi veldig høy samfunnsøkonomiske kostnader dersom kraftprisene er lave over lengre perioder. Vindparkene har også høyere driftskostnader enn vannkraftverkene. De gjennomsnittlige driftskostnadene for vannkraftverkene er 0,04 kr/kWh, mens de er 0,11 kr/kWh for vindparkene. Dette betyr at det koster nesten tre ganger så mye å drifte en vindpark enn et kraftverk.

I standardscenarioet ligger internrenten for vindkraftprosjekter i området 6-13 %. 7/10 vindkraftprosjekter har imidlertid internrente i området 6-8 %, mens gjennomsnittlig IR for alle vindkraftprosjekter er 8,3 %. Det viser at smertegrensen for fastsettelse av kalkulasjonsrenten for dette tilfelle ligger i området 6-8 %. Ved å bruke kalkulasjonsrenter lavere enn dette, vil vindkrafttiltakene være samfunnsøkonomisk lønnsomme, gitt at de andre variablene holdes konstante. Gjennomsnittlig IR for de planlagte vannkraftprosjektene er 12,8 %, og alle vannkrafttiltakene har IR i området 7 % og 19 % i dette scenarioet. Dette betyr at den gjennomsnittlige internrenten til vannkraftprosjekter er betydelig høyere enn for vindkraftprosjektene. Den gjennomsnittlige kraftprisen de siste årene har vært relativt lav på grunn av høy fyllingsgrad i norske magasiner. Prisene som blir brukt i det variable scenarioet har en gjennomsnittlig ukespris på 0,288 kr/kWh. De historiske prisene fra avsnitt 3.5.2 viser at de variable

ukesprisene er lavere enn de langsiktige gjennomsnittsprisene. Dette støttes også opp av prognosene til Econ Pöyry fra det samme avsnittet. Dette gjør at prosjektene i det variable scenarioet vil oppnå lav lønnsomhet.



Figur 14: Fremstilling av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten til de ulike teknologiene for samtlige scenarioer.

Figur 14 viser hvordan lønnsomheten til teknologiene varierer for de forskjellige scenarioene. Hvis man legger sammen nytteverdien til de planlagte vannkraftprosjektene gir disse positive nåverdier for samtlige scenarioer. Dette viser at vannkraftprosjektene ofte har høy samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Småkraftprosjektene vil i de fleste scenarioer ha en lavere nytteverdi enn vannkraftprosjektene, men høyere enn de planlagte vindparkene. Grafen indikerer at småkraftprosjektene kan oppleve marginal lønnsomhet dersom prisene er lave eller kalkulasjonsrenten settes høyt. De planlagte vindparkene viser enda lavere nytteverdier enn de planlagte småkraftverkene.

6 Diskusjon

Ved å ta høyde for at 420 kV Ørskog-Sogndal opplever økte investeringskostnader på 4,5 milliarder kroner, vil lønnsomheten reduseres i forhold til resultatene som er presentert. Kostnadsøkningen gjør at den totale samfunnsøkonomiske lønnsomheten blir 2,3 milliarder kroner lavere enn resultatene i figur 12. Dette gjør at bl.a. standard scenarioet får en lønnsomhet på rundt 2,1 milliarder kroner, mens det variable scenarioet ville fått en negativ nåverdi på nærmere 4,1 milliarder kroner. Selv med en kostnadsøkning vil betingelsene til standardscenarioet gi positiv samfunnsøkonomisk avkastning.

I følge økonomisk teori vil lavt tilsig korrelere med høy kraftpris og omvendt (Førsund 2007). Lavt tilsig betyr lavere tilbud fra norske vannkraftprodusenter som igjen vil øke kraftprisene. I det pessimistiske tilfelle settes kraftprisen til et middels nivå, 0,385 kr/kWh, selv om produksjonen er lavere enn normalt. Realistisk sett ville kraftprisen muligens vært enda høyere. Man kan imidlertid forsvare prissettingen ved å anta lav etterspørsel som kan forekomme ved å sette i gang effektive ENØK-tiltak (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012). I det optimistiske scenarioet settes både prisen og produksjonen opp, noe som vanligvis ikke skjer samtidig (Førsund 2007). Et annet poeng er at i det pessimistiske- og optimistiske scenarioet blir produksjon fra både vindkraft og vannkraft satt hhv. ned 20 % og opp 10 %. Dette gir bilde av en sammenheng mellom høy gjennomsnittlige vindhastigheter og mye nedbør. Hvor stor korrelasjon det i virkeligheten er mellom mye vind og nedbør, er det ikke undersøkt i denne oppgaven. Muligheter til separat å variere produksjon for de ulike teknologiene ville forbedret modellen.

Dersom klimaendringer (eller av naturlige årsaker) gjør at det blir mer ekstremvær med store nedbørsmengder og kraftigere vind, vil man også kunne oppleve høyere tilsig til norske magasiner. Produksjon fra vindparker vil imidlertid være mer usikker ettersom de må slutte å produsere for å beskytte turbinen ved for sterk vind. Selv om gjennomsnittshastighetene kanskje er øker under ekstreme værforhold, klarer ikke vindturbinene å utnytte økning i vindhastigheter over 12-13 m/s (Berge 2012). På denne måten vil ekstremvær kunne påvirke kraftprisene på forskjellige måter.

I analysen antas det at all planlagt vind- og vannkraftproduksjon og 70 % av småkraftproduksjonen blir realisert i virkeligheten. Det vil føre til en betydelig økning i tilbudet av kraft, noe som igjen vil medføre en lavere kraftpris. Prisendringen forsvares av prognosene til Econ Pöyry (Econ Pöyry 2008). Dette vil senke lønnsomheten til produksjonsprosjektene, men omfanget og konsekvensene vil variere med prisendringen. Econ Pöyry spår samtidig en økning i det alminnelige forbruket og etablering av ny

kraftkrevende industri. Dette vil øke etterspørselen etter kraft og dermed øker også prisene (Førsund 2007).

Regulert vannkraft kan produsere når prisene er høyere da de har mulighet for regulering mens småkraft er uregulert, og produksjonen vil bli solgt om sommeren til lave priser (Førsund 2007). På grunn gjennomsnittlige kraftpriser som er høyere enn sommerprisene har blitt lagt til grunn for småkraftprosjekter, kan nyttevirkningene av disse prosjektene ha blitt overestimert. Størrelsen på virkningene er imidlertid usikre og er med på å skape ytterligere usikkerhet rundt lønnsomheten til småkraftprosjekter.

For vannkraftverk vil de prosjektspesifikke kostnadene variere i større grad enn for vindparker (NVE, S. i. 2013). Årsaken er at en vindpark ofte vil ha mer forutsigbare utbyggingskostnader siden 70-75 % av kostnadene består av kjente turbinkostnader (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012). Småkraftverk vil på sin side møte variable anleggskostnader på grunn av at kostnadene i stor grad varierer med lengden på vannveien som kreves. Siden anleggskostnader er en stor andel av investeringskostnadene til småkraftverk vil variasjoner i anleggskostnadene være avgjørende for lønnsomheten til prosjektet. Seksjonsleder for småkraftavdelingen Øystein Grundt fra NVE mener at anslaget for utbyggingskostnader for småkraftverk på 3,59 kr/kWh er noe lavt (Grundt 2013). Historisk sett har man imidlertid også sett prosjekter med langt lavere kostnader. De mest lønnsomme småkraftprosjektene som var tidlig ute, hadde investeringskostnader på under 2 kr/kWh (Skrivarvik 2013). I dag er det derimot mer vanlig at prosjekter har investeringskostnader rundt 3,5-4,5 kr/kWh, og i enkelte tilfeller er de så høye som 5 kr/kWh (Grundt 2013).

Ifølge Grundt kan også gjennomsnittlig brukstid på 4 500 timer for småkraftverk være et noe høyt estimat (Grundt 2013). Samtidig foreligger det ikke noe bedre grunnlag for å anslå gjennomsnittlige brukstider i følge Grundt, og analysen tar derfor i bruk denne verdien. Dette kan ses i sammenheng med at gjennomsnittlig brukstid for vannkraftverk i Norge er 4 200 timer/år. Analysen tok utgangspunkt i konsesjonssøkt småkraftproduksjon i TWh og en evt. overestimering av brukstid vil ikke føre til en for høy verdsetting av produksjonen.

Med dagens regelverk er vannkraftverk med installert effekt under 5500 kVA (ca. 5 MW) fritatt fra å betale grunnrenteskatt (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012). Mens kraftverk over 5 MW må betale for hele produksjonen. Dette gjør at det ikke bygges kraftverk i området 5-10 MW (Helgesen 2010). Flere kraftverk kunne vært installert med større ytelse, men velger å avstå på grunn av

bedriftsøkonomiske hensyn. Dette er en uheldig utnyttelse av energiresursene og fører til at den samfunnsøkonomiske verdien til slike prosjekter blir lavere.

Tidligere ble stort sett alle konsesjonssøknader for utbygging av småkraft godkjent. Trenden de siste årene er imidlertid at rundt 3/4 av søknadene blir godkjent (Skrivarvik 2013). Dette har sammenheng med at de beste ressursene utnyttet først. I tillegg kan mange aktører forhaster og dermed gjør en mindre grundig jobb med konsesjonssøknadene for å kunne dra nytte av el-sertifikatene. I tillegg kan prissjokk som det som var tilfelle vinteren 2009/2010 gjøre at flere overestimerer fremtidige kraftpriser, spesielt siden sertifikatprisen kommer i tillegg (THEMA Consulting Group & Møreforskning AS 2012).

Det forutsettes at alle konsesjonssøkte vind- og vannkraftprosjekter blir realisert. Selv om vindparkene får konsesjon, er det derimot ikke sikkert at de blir bygget (Vestavind Kraft AS 2013).

Investeringsbeslutninger tas med hensyn på forventninger i markedsutviklingen. Kostnader og kraftpriser kan ha endret seg fra konsesjonssøknaden er sendt inn til en eventuell konsesjon foreligger. Marginale prosjekter er dermed mer sårbare overfor svingninger i markedet enn prosjekter med høyere sikkerhetsmarginer.

Seksjonsleder i NVE Torodd Jensen har undersøkt produksjonsstatistikken for norske vindparker fra 2009. Undersøkelsene viste at norske vindkraftprodusenter har en tendens til å overestimere de årlige brukstimene (Jensen & Hofstad 2010). Det antas at produksjonen er 15-20 % mindre enn hva som blir beregnet i konsesjonssøknadene. 2 600-2 800 brukstimer for landbasert vindkraft er derfor mer korrekt i forhold til virkelig drift ifølge Jensen (2010). Dersom dette er et gjennomgående tilfelle, vil det medføre betydelige negative konsekvenser for vindparkenes lønnsomhet. Lavere produksjon enn antatt fører til at produsentene genererer 15-20 % lavere inntekter enn beregnet.

I 2009 var den gjennomsnittlige brukstiden til norske vindturbiner rundt 2 300 timer, og ut fra vinddata var produksjonen lavere enn forventet (Jensen & Hofstad 2010). Samtidig har Mehuken I vært i drift siden 2001, og vindparken har i gjennomsnitt produsert 12 GWh per år som gir en brukstid på rundt 2 800 timer (Vestavind Kraft AS 2013). Mehuken II har kun vært i drift i to hele kalenderår, 2011 og 2012. I den perioden har vindparken produsert henholdsvis 55 GWh og 56 GWh som gir en brukstid på ca. 3 000 timer. Dette er faktisk en høyere årsproduksjon enn de 53 GWh som var estimert på forhånd, og en motsetning til resultatene til Jensen (2010).

Et generelt estimat er at vindturbiner har en teknisk levetid på 20-25 år (Norwea 2012). Dette er et syn som ikke deles av alle i bransjen. I følge Hughes (2012) er den tekniske levetiden for vindturbiner i

Danmark og Storbritannia i området 12-15 år, og det er tvilsomt at levetiden er lengre enn 15 år (Hughes 2012). Danske produsenter hevder imidlertid at flesteparten av deres vindturbiner fortsatt er i drift 20 år etter oppstart (Wittrup 2010). Men på grunn av teknologisk utvikling er det økonomisk lønnsomt å erstatte de gamle turbinene med mer effektive turbiner etter 20-25 år. Turbiner og fundamenter blir da demontert og fjernet. Deretter kan man velge om man vil erstatte turbinene med nye eller legge ned driften helt. Infrastruktur som vei og el-nett kan fortsatt benyttes enten av en ny vindpark eller til alminnelig forsyning dersom driften avsluttes. Dette viser at ikke alle investeringskostnader til vindparker er irreversible og at deler av investeringene også kan ha en funksjon for samfunnet etter at anleggene er borte. En vindpark kan på denne måten gi samfunnet høye langsiktige nytteeffekter. Slike effekter blir det imidlertid sjelden tatt hensyn til i økonomiske analyser på grunn til på grunn av usikkerheter i markedsutviklingen. Det er også forventninger om at teknologisk utvikling i fremtiden vil øke levetid til turbiner (Wittrup 2010).

Utenlandske turbinleverandører sitter på mye kunnskap når det gjelder drift og forbedringsmuligheter for vindparker. Det er derfor viktig å være bevisst på å forbedre kompetanseoverføringen mellom turbinleverandørene og de norske aktørene. Produksjonsoptimaliseringstiltak er eksempler på dette.

I analysen antas det at kostnader ved avvikling av driften er lik restverdien etter at den fysiske levetiden er over. Metall, turbiner og elektriske komponenter er derimot omsettelig i et bruktmarked. I tillegg vil også rivningskostandene ofte være prosjektspesifikke. I analysen fikk enkelte prosjekter i tillegg veldig høy restverdi. I størrelsesorden 25 % av investeringskostnadene. Det settes derfor spørsmålsteget rundt nytte- og kostnadsvirkninger ved avvikling av driften.

Per i dag er ikke vindkraft lønnsomt å bygge ut i Norge uten støtte som el-sertifikatordningen. For at Norge og Sverige skal nå kravet om 26,4 TWh ny fornybar kraftproduksjon innen 2020, må imidlertid noe av denne produksjonen komme fra vindkraft. For at vindparkinvesteringer skal forsvares kreves det at de fremtidige kraftprisene og el-sertifikatprisen er på et visst nivå. Dette vil gi incentiver til å realisere flere slike prosjekter. I avsnitt 3.3 kom det fram flere argumenter mot innføringen av sertifikatmarkedet. Samtidig trengs det økonomisk støtte for å bygge ut mer vindkraft, siden dagens enhetskostnader er høye.

Mange konsesjonssøknader blir påklaget og dersom dette skjer venter som regel et år med klagebehandling. Den totale behandlingstiden varierer men det er ikke uvanlig at det kan ta 5 år å få eventuell konsesjon. For 420 kV kraftlinjen Ørskog-Sogndal tok det 2 år for å få konsesjon og ytterligere

2 år til klagebehandling (Statnett SF 2013b). Kraftlinjen er et omfattende prosjekt men behandlingen ble prioritert på grunn av den svake forsyningssikkerheten i Midt-Norge. NVE har i den forbindelse nedprioritert bl.a. 22 småkraftprosjekter som venter på at Ørskog—Sogndal er på plass for at nettet har kapasitet nok til å ta imot ny produksjon (Jensen 2012). Det samme gjelder de fleste produksjonsprosjektene fra denne analysen.

Dersom konsesjonsprosessen hadde gått raskere, ville antagelig lønnsomheten til prosjektet vært annerledes. Mer produksjon hadde kommet tidligere i gang med verdiskapning og de administrative kostnadene kunne blitt redusert. Det er også knyttet mer usikkerhet rundt kostnadsberegningene ettersom markedet kan ha endret seg mens søknadene har vært inne til behandling. Dette ble beskrevet i delkapittel 2.3 for Ørskog-Sogndal kraftlinjen. Ved lang forsinkelse i konsesjonsbehandlingen legges nye kostnadsberegninger til grunn før man foretar en investeringsbeslutning. I forbindelse med utbyggingen av 132 kV kraftlinjen Granvin-Voss, ønsker BKK å inkludere de samfunnsøkonomiske merkostnadene ved lang konsesjonsbehandling i kostnadsberegningene (Lie 2011).

For å kunne dra nytte av det grønne el-sertifikatmarkedet må ny produksjon settes i drift før 31.12.2020. NVE ønsker i denne forbindelsen å behandle alle produksjonssøknader som kan motta sertifikater innen 2017 for at kraftverket skal kunne bygges innen fristen. NVE anbefaler derfor at planlagte anlegg sender inn søknadene så fort som overhodet mulig slik at de kan behandle flere prosjekter innenfor et avgrenset område. Dette håper de vil effektivisere konsesjonsprosessen, noe som igjen kan øke nytteverdien av de omsøkte tiltakene. Ordningen kan imidlertid medføre noen negative virkninger for enkelte prosjekter. På grunn av stor utbyggingsaktivitet vil etterspørselen etter arbeidskraft og materiell kunne føre til økte investeringskostnader.

Modellen er laget fra bunnen av med Microsoft Excel 2010 og fokuset har hele veien ligget på å lage en mest mulig fleksibel modell der man enkelt kan endre variablene. Dette har ført til at arbeidet med å lage modellen har vært relativt stor. Svakheter ved modellen er imidlertid mange ettersom man ikke har tilgjengelig en mer avansert programvare. Ved å bruke mer avanserte simuleringstøys kan man variere flere faktorer samtidig for å få frem mer realistiske scenarier.

Et eksempel på en forbedring av modellen vil være å gi mulighet til variere kraftpriser for de ulike teknologiene. Slik modellen er bygget opp nå er det kun mulig å bruke en konstant pris eventuelt den samme ukesvariasjonen i pris for alle teknologier. Modellen gir heller ikke mulighet til å simulere

forskjellige prisvariasjoner, relativ produksjon eller produksjon for ulike år. Det kunne også vært brukt en bedre løsning for deflatering. I stedet for å bruke konsumprisindeksen kunne man deflatere sum inntekter og sum kostnader separat. Dette kunne blitt gjort ved hjelp av (implisitte) prisindekser for henholdsvis produksjon og produktinnsats fra nasjonalregnskapet.

For å peke på modellens sterke sider er det for eksempel mulig å variere kalkulasjonsrenten fra år til år separert for de forskjellige teknologiene. Det er også enkelt å endre på den relative produksjonen separat for de ulike teknologiene. Dette kan være nyttig hvis man vil gjøre simuleringer med variabel rente for å bedre kunne fange opp flere langtidseffekter. Spesielt hvis man vil inkludere miljøeffekter, noe modellen allerede tillater. Modellen gir også mulighet til å inkludere bedriftsøkonomiske analyser og fange opp effekter av el-sertifikater.

7 Oppsummering og konklusjon

Utgangspunktet for analysen var å se nærmere på den samfunnsøkonomiske nytteverdien av potensiale for fornybar kraftproduksjon i Sogn og Fjordane. Fornybar produksjon etterspørres politisk, og virkemiddelet for økt produksjon er innføringen av el-sertifikatmarkedet.

Utbygging av 420 kV kraftlinjen Ørskog-Sogndal vil sammen med tiltak i regionalnettet og produksjonsprosjektene øke netto kraftoverføring fra Sogn og Fjordane til Midt-Norge så lenge Midt-Norge er et underskuddsområde. Tiltakene i analysen vil redusere flaskehals og flaskehalskostnadene og prisforskjellen mellom områdene blir jevnere og mer forutsigbare. Spenningsoppgradering av nettet vil i tillegg redusere effekttap. På grunn av manglende datagrunnlag var det imidlertid ikke mulig å beregne *årlig reduksjon i avbruddskostnader og årlig reduksjon i nettap og flaskehals*.

Samfunnsøkonomiske verdier av *økt forsyningssikkerhet og jevnere priser* er ansett for å være vanskelige å beregne. Jevnere priser vil gjøre det enklere for kraftintensiv industri å planlegge produksjon. Økt forsyningssikkerhet gir også muligheter for nye industrietableringer og utvidelse av eksisterende produksjon. Siden de nevnte effektene over ikke tas med i analysen, blir de positive virkningene av tiltakene underestimert. Tiltakene vil imidlertid ikke fjerne flaskehalskostnader i Midt-Norge fullstendig. For å gjøre det kreves utbygginger på det interne sentralnettet i området.

De verdsatte samfunnsøkonomiske nytteverdiene i denne analysen oppnås derfor kun i form av *levert kraft og reguleringsevne*.

Fastsetting av kalkulasjonsrente er en utfordring siden fornybare energiprojekter ofte har langsiktige virkninger som kan påvirke framtidige generasjoner. I standardscenarioet beregnes den gjennomsnittlige internrenten for de planlagte vannkraftverkene til 12,8 %, og 8,3 % for de planlagte vindparkene. Vannkraftverkene kan dermed bruke kalkulasjonsrenter opp mot 12,8 % avhengig av prosjektet og likevel være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Samtidig vil de planlagte vindparkene kunne benytte kalkulasjonsrenter opp mot rundt 8 % som er lik NVEs anbefalinger fra tidlig 2000-tallet. De fleste vindparkene fra analysen har benyttet nettopp denne kalkulasjonsrenten i kostnadsberegningene. Dersom forutsetningene er som i standardscenarioet, vil vindparkene oppleve marginal samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Samtidig vil de planlagte vannkraftverkene gi relativt høye nåverdier. På grunn av at NVE nå anbefaler en kalkulasjonsrente på 6 %, vil både vannkraftprosjektene- og vindparkene være samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Produksjonsprosjekter kan ha investeringskostnader opp mot 4 kr/kWh og likevel være lønnsomme i de fleste scenarioene. Prosjekter med lavere kostnader vil oppnå bedre resultater og være relativt sikre investeringer, mens prosjekter med høyere kostnader vil være mer risikofylte. 6 av 10 vindparker og 4 av 14 vannkraftverk har høyere investeringskostnader enn 4 kr/kWh. Trenden viser at vindparker er dyre å bygge ut og krever derfor høyere produksjon for å konkurrere på lønnsomhet i forhold til vannkraftprosjekter.

Den mest utslagsgivende faktoren for samfunnsøkonomisk lønnsomhet er den fremtidige kraftprisen. Det er foretatt forenklinger i analysen og det benyttes fire ulike prisanslag. Hovedvekten ble lagt på Econ Pöyrys prognose for gjennomsnittlig kraftpris i 2030 på 0,385 kr/kWh. Prisen ble økt og redusert med 0,10 kr/kWh, og det ble også benyttet variabel ukentlig pris med gjennomsnitt på 0,288 kr/kWh.

Marginale prosjekter er mer sårbare overfor svingninger i markedet enn prosjekter med høyere sikkerhetsmarginer. Analysen viser at vannkraftprosjektene i de fleste tilfeller vil være mer lønnsomme enn de planlagte vindparkene. Vindparkene er avhengig av en gjennomsnittlig kraftpris opp mot 0,35 kr/kWh for å være samfunnsøkonomisk lønnsomme. En kraftpris på 0,285 kr/kWh gjør at de fleste vindparkene blir ulønnsomme, mens vannkraftprosjekter tåler gjennomsnittlige kraftpriser ned mot 0,20 kr/kWh før halvparten av prosjektene er ulønnsomme. De to tilfellene forutsetter bl.a. at kalkulasjonsrenten ikke er over 6 % og at produksjonen ikke avviker mye fra middelproduksjonen.

Analysen viser at småkraft er lønnsomt i alle tilfeller bortsett fra det pessimistiske. Data som ble brukt for småkraft i analysen er imidlertid forbundet med stor usikkerhet. Jeg skal derfor være forsiktig med å konkludere med at slike prosjekter er lønnsomme. Med standardscenarioet og gjennomsnittlige investeringskostnader på 3,59 kr/kWh til grunn, tåler den planlagte småkraftproduksjonen kraftpriser ned mot 0,28 kr/kWh før de blir ulønnsomme. For en gjennomsnittspris på 0,385 kr/kWh ser det ut som om den planlagte småkraftproduksjonen er lønnsom og investeringene relativt sikre. Spørsmålet er om kraftprisene i analysen er lave nok til å simulere realistiske nåverdier for den planlagte småkraftproduksjonen siden det antas største produksjon skjer om sommeren. Prisene i sommerhalvåret kan være lavere enn 0,10 kr/kWh i lengre perioder.

Fra analysen ser man betydelige forskjeller på hvordan vannkraftprosjekter og vindkraftprosjekter reagerer på endringer i variablene. Basert på diskusjonen og betraktninger i dette kapitlet er de planlagte vannkraftprosjektene generelt sett mindre risikofylte enn vindparkene. Små avvik fra

standardscenarioet fører til at vindparkene fort blir ulønnsomme mens vannkraftprosjektene tåler større pessimistiske anslag.

Selv om størrelsen på variablene som benyttes i standardscenarioet er relativt realistiske, er det vanskelig å si om resultatene av analysen er det. I tillegg til nyttevirkningene som er nevnt tidligere i kapitlet, vil miljøeffekter i stor grad påvirke lønnsomheten til prosjektene. Kostnadsberegninger som er blitt lagt til grunn i analysen er usikre og avhenger av markedet. De fleste planlagte prosjektene fra analysen har søknader inne til behandling hos NVE. Selv om de får konsesjon er det ikke sikkert de blir realisert. Det er derfor vanskelig å påstå at tiltakene virkelig er samfunnsøkonomisk lønnsomme basert på denne analysen siden mange effekter ikke blir verdisatt. Prosjektene er i beste fall samfunnsøkonomisk lønnsomme mens i verste fall er de samfunnsøkonomisk ulønnsomme.

Hvis man hadde mer avansert programvare kunne man simulert scenarioer med flere variasjoner, både gjennom året, og over flere år. Spesielt ville muligheten til å variere priser for forskjellige teknologier ha forsterket modellen.

Litteraturliste

- Berge, E. (2012). Produksjonsprognoser vind. Oslo, Norge: Kjeller Vindteknikk AS.
- BKK AS. (2011). Straumnettet på Vestlandet mot 2025. 16 s.
- Breim kraft AS. (2010). Konesjonssøknad og konsekvensutredning for Breim kraftverk, Gloppen. Breim, Norge. 174 s.
- Bye, T. & Hope, E. (2007). Deregulering av elektrisitetsmarkedet: Norske erfaringer. *Økonomisk Forum*, 1: 1-9.
- Bye, T. (2009). Det perfekte sertifikat. *Samfunnsøkonomen*, 9: 4-8.
- Bye, T. & Hoel, M. (2009). Grønne sertifikater - dyr og formålsløs fornybar moro. *Samfunnsøkonomen*, 7: 34-37.
- Downing, L. (2012). *Wind Farm Operating Costs Fall 38% in Four Years, BNEF Says*. London, UK: Bloomberg. Tilgjengelig fra: <http://www.bloomberg.com/news/2012-11-01/wind-farm-operating-costs-fall-38-in-four-years-bnef-says-1-.html> (lest 22.04.2013).
- EBL. *Transport av elektrisitet*. Oslo, Norge: Energibedriftenes Landsforening. Tilgjengelig fra: <http://www.energifakta.no/documents/Energi/Transport/Kraftnett/kraftsystem.htm> (lest 06.02.2013).
- Econ Pöyry. (2008). Prognose for kraftprisen i Norge. Notat 2008-031 (Prosjekt nr. 20535): 6.
- Econ Pöyry & THEMA Consulting Group. (2010). Grønne forretningsmuligheter, R-2010-050. Oslo og Stavanger, Norge. 62 s.
- Feinberg, S. (2011). Wind turbine prices fall to their lowest in recent years. *Bloomberg*: 3.
- Feios kraftverk AS. (2006). Konesjonssøknad og konsekvensutredning for Feios kraftverk, Vik kommune. Vik i Sogn, Norge. 99 s.
- Finansdepartementet. (2005). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. Finansdepartementet, F. Oslo, Norge: Regjeringen. 89 s.
- Finansdepartementet. (2012). *Kalkulasjonsrenten*. Finansdepartementet. Oslo, Norge: Regjeringen.
- Finnemore, E. J., Franzini, J. B., Daugherty, R. L. & Subramanya, D. K. (2002). *Fluid Mechanics with Engineering Applications*. 10th utg.: McGraw-Hill Book Company.
- Fjellkraft AS. (2012). Melding om planlegging av Jølstra Fjellkraft. Narvik, Norge. 30 s.
- Fornyings- administrasjons- og kirkedepartementet. (2005: 30.01.2013). *Om konkurransepolitikken: Konkurranseforholdene i det nordiske energimarkedet*. Fornyings- administrasjons- og kirkedepartementet. Oslo, Norge: Regjeringen.
- Fridolfsson, S.-O. & Tangerås, T. P. (2009). Marketpower in the Nordic electricity wholesalemarket: A survey of the empirical evidence. *Energy Policy*, 37: 3681–3692.
- Førsund, F. R. (2007). *Hydropower Economics*. New York City, NY, US: Springer.
- Førsund, F. R. (2011). Innfasing av vindkraft. *Samfunnsøkonomen*, 65: 19.
- Google Earth. (2013). Mountain View, CA 94043, US: Google Inc.,.
- Grundt, Ø. (2013). *Personlig meddelelse*. Oslo, Norge (07.05.2013).
- Guleslettene Vindkraft AS. (2011). Guleslettene vindkraftverk - Konesjonssøknad og konsekvensutredning. Sarpsborg, Norge. 160 s.
- Helgesen, K. (2010). Teknisk - økonomisk dimensjonering av småkraftverk. Oslo, Norge: Småkraftdagene 2010. 26 s.
- Hofstad, K., Slaggård, J., Thorsen, K. & Trengereid, F. (2002). Håndbok 2/2002 - Kostnader for produksjon av kraft og varme, 82-410-0469-9. Oslo, Norge: NVE. 48 s.
- Hofstad, K. & Stensby, K. E. (2011). Håndbok 1/2011 - Kostnader ved produksjon av kraft og varme, 978-82-410-0750-7. Oslo, Norge. 66 s.
- Hornnes, K. (2013). *Personlig meddelelse*. Oslo, Norge (09.04.2013).

- Hughes, G. (2012). The Performance of Wind Farms in the United Kingdom and Denmark.
- Jensen, T., Haugen, S. & Magnussen, I. (2003). Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter - Håndbok. Oslo, Norge. 79 s.
- Jensen, T. & Hofstad, K. (2010). Vindkraft - Produksjonsstatistikk. Oslo, Norge: NVE. 5 s.
- Jensen, T. (2012, 10.10.2012). *Med nett og ny produksjon skal landet bygges*. PF Norsk Energiforening: NVE. 34 s.
- Korneliussen, R. (2012). Samfunnsøkonomiske analyser. (12.05.2013).
- KPMG. (2013). *Kraftverksbeskatning*. Oslo, Norge: KPMG. Tilgjengelig fra: <http://verdtaivite.kpmg.no/kraftverksbeskatning.aspx> (lest 20.04.2013).
- Kvalheim Kraft DA. (2005). Konesjon for utvidelse av Mehuken vindkraftverk i Vågsøy kommune, Sogn og Fjordane. Sarpsborg, Norge. 95 s.
- Kvalheim Kraft DA & SFE Nett AS. (2011). Konesjonssøknad Vågsvåg vindkraftverk med nettilknytning. Sarpsborg, Norge. 128 s.
- Lie, Ø. (2011). BKK vil ha tidsfrister for konesjonsbehandling. *Teknisk Ukeblad*.
- Lie, Ø. (2013). Havvinds subsidier lønner seg ikke. *Teknisk Ukeblad*.
- Mork kraftverk AS & E-CO Vannkraft AS. Søknad om planendring av Mork kraftverk i Lærdal kommune, Sogn og Fjordane. Oslo, Norge. 25 s.
- NordPool Spot. (2011). List of changes in Elspot Area. Oslo, Norge.
- NordPool Spot. (2012a). *History*. Oslo, Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/About-us/History/> (lest 20.02.2013).
- NordPool Spot. (2012b). *The power market*. Oslo, Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/How-does-it-work/> (lest 20.02.2013).
- NordPool Spot. (2013a). *Market data*. Oslo, Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Power-system-data/Production1/Production1/ALL1/Hourly1/> (lest 27.02.2013).
- NordPool Spot. (2013b). *Power system overview*. Oslo, Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Maps/Power-System-Overview/Power-System-Map/> (lest 30.01.2013).
- Norsk Hydro ASA. (2010a). Illvatn pumpekraftverk, Luster kommune - Konesjonssøknad med konsekvensutredning. Oslo, Norge. 63 s.
- Norsk Hydro ASA. (2010b). Øyane kraftverk, Luster kommune - Konesjonssøknad med konsekvensutredning. Oslo, Norge. 70 s.
- Norwea. (2012). Vindkraftens ABC. 72.
- NVE. (2008). *Kraftsystemet*. Oslo, Norge: NVE. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/energi1/kraftsystemet/> (lest 06.02.2013).
- NVE. (2009a). Anleggskonesjon Ørskog-Fardal, NVE 200701252-2171. Oslo, Norge. 8 s.
- NVE. (2009b). *Konesjon nettanlegg*. Oslo, Norge: NVE. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Energi1/Kraftsystemet/Konesjon-nettanlegg/> (lest 21.01.2013).
- NVE. (2009c). *Kvalitetsinsentiver*. Oslo, Norge: NVE. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/Om-beregning-av-inntektsrammer/Kvalitetsincentiver/> (lest 02.03.2013).
- NVE. (2010). *Større kraftutbygging*. Oslo, Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Konesjoner/Vannkraft/Stoerre-kraftutbygging/> (lest 04.02.2013).
- NVE. (2011a). Anleggskonesjon Lutelandet Energipark AS. Oslo, Norge. 5 s.
- NVE. (2011b). *Kraftrasjonering*. Oslo, Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Energi1/Kraftsystemet/Rasjonering/> (lest 02.04.2013).
- NVE. (2012a). Anleggskonesjon 132 kV Lutelandet-Hålandsfossen. Oslo, Norge. 6 s.

- NVE. (2012b). Nye rutiner for behandling av søknader om konsesjon for småkraft. 3. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/PageFiles/4211/Overordnede%20saksbehandlingsrutiner%20for%20behandling%20av%20sm%C3%A5kraftverk.pdf> (lest 04.04.2013).
- NVE. (2012c). *Små kraftverk*. Oslo, Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Vannkraft/Smaakraft/> (lest 04.02.2013).
- NVE. (2012d). *Tilknytning*. Oslo, Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Tilknytning/> (lest 02.04.2013).
- NVE. (2013). *Konsesjoner*. Oslo, Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/no/Konsesjoner/>.
- NVE, S. i. (2013). *Personlig meddelelse*. Oslo, Norge (03.05.2013).
- Nyborg, K. (2002). *Miljø og nytte-kostnadsanalyse - Noen prinsipielle vurderinger*: Stiftelsen Frischsenteret for samfunnsøkonomisk forskning, Ragnar Frisch Centre for Economic Research. Tilgjengelig fra: http://www.frisch.uio.no/pdf/rapp02_05.pdf (lest 27.02.2013).
- Offerdal Kraftverk AS. (2012). Konsesjonssøknad og konsekvensutredning for Offerdal kraftverk, Årdal kommune. Vik i Sogn, Norge. 191 s.
- Olje- og energidepartementet. (1998). Energi- og kraftbalansen mot 2020, Samfunnsøkonomisk effektivitet i energisektoren. *NOU*.
- Olje- og energidepartementet. (2012a). *Elsertifikatorordningen*. Oslo, Norge: Regjeringen. Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/fornybar-energi/hva-er-gronne-sertifikater.html?id=517462> (lest 05.02.2013).
- Olje- og energidepartementet. (2012b). Energiutredningen – verdiskaping, forsyningsikkerhet og miljø. Oslo, Norge.
- Olje- og energidepartementet. (2013). Fakta Energi- og vannressurser i Norge. Oslo, Norge. 82 s.
- Romsdals Blad nett. (2012). Verdens første i Elnesvågen.
- Ross, S. A., Westerfield, R. W. & Jaffe, J. (2010). *Corporate Finance*. New York City, NY, US: McGraw-Hill. 1003 s.
- SAE Vind. (2011). Konsesjonssøknad - Ulvegrena vindpark. Kristiansand, Norge.
- SFE. (2012a). Melding med forslag til utgreiingsprogram for Gjengedal kraftverk og 132 kV kraftledning mellom Gjengedal i Gloppen kommune og Storebru i Flora kommune. Sandane, Norge. 53 s.
- SFE. (2012b). Regional kraftsystemutgreiing for Sogn og Fjordane 2012 Hovedrapport. Sandane, Norge: Sogn og Fjordane Energi AS,. 34 s.
- SFE Nett AS. (2011). 132 kV ytre ring Nordfjord - Melding og forslag til konsekvensutgreiing. Sandane, Norge. 27 s.
- Skrivarvik, K. (2013). *Personlig meddelelse*. Ås, Sandane, Norge (06.05.2013).
- Sognekraft AS. (2009). Konsesjonssøknad og konsekvensutgreiing for Leikanger Kraftverk. Vik i Sogn, Norge. 96 s.
- Stardalen kraft AS. (2010). Konsesjonssøknad og konsekvensutredning for Stardalen kraftverk, Jølster kommune. Skei i Jølster, Norge. 105 s.
- Statkraft. (2011a). Overføring av Vestsiddeelvane og heving av Tunsbergdalsdammen - Konsesjonssøknad med prosjektrapport og KU. Oslo, Norge. 393 s.
- Statkraft. (2011b). Vigdøla kraftverk - Konsesjonssøknad med prosjektrapport og KU. Oslo, Norge. 262 s.
- Statnett SF. (2007). Konsesjonssøknad 420 kV-ledning Ørskog - Fardal - Søknad om konsesjon, ekspropriasjonstillatelse og forhåndstiltredelse. Oslo, Norge. 122 s.
- Statnett SF. (2008a). 420 kV-ledning Ørskog-Fardal Tilleggsutredninger og søknad om konsesjon. Oslo, Norge. 181 s.
- Statnett SF. (2008b). *Statnetts historie*. Oslo, Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/no/Om-Statnett/Statnetts-historie/> (lest 20.02.2013).
- Statnett SF. (2009). Hva er N-1?

- Statnett SF. (2011a). *Investeringsbeslutning tatt for Ørskog-Fardal (Sogndal)*. Oslo, Norge: Statnett SF (lest 28.02.2013).
- Statnett SF. (2011b). *Reservekraft*. Oslo, Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Systemansvaret-FoS/Reservekraft1/> (lest 13.03.2013).
- Statnett SF. (2013a). *SAKS*. Oslo, Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Systemansvaret-FoS/SAKS---Svart-anstrengte-kraftsituasjoner/> (lest 02.04.2013).
- Statnett SF. (2013b). *Ørskog-Sogndal*. Oslo, Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/no/Prosjekter/Orskog-Fardal/> (lest 10.05.2013).
- Sula Kraft AS. (2011). *Ytre Sula vindpark - Konesjonssøknad med konsekvensutgreiing*. Førde, Norge. 108 s.
- SWECO Norge AS. (2010). *Håndbok 2/2010 - Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg*, 82-410-0724-8. Oslo, Norge. 195 s.
- Teknisk Ukeblad. (2009). *Utsetter vind og småkraft*.
- Teknisk Ukeblad. (2010). *Nettselskapene må investere 80 milliarder på 10 år*.
- Teknisk Ukeblad. (2012a). *Skal bruke 50-70 milliarder på strømmettet*.
- Teknisk Ukeblad. (2012b). *Stat og kommuner kan tape 20 milliarder på elsertifikat*.
- Teknisk Ukeblad. (2013a). *Bygger 2000 kilometer bredbånd i utkanten*. (06.03.2013).
- Teknisk Ukeblad. (2013b). *Får ikke sikre gassseksport med gasskraft*.
- Teknisk Ukeblad. (2013c). *Historisk høye kraftinvesteringer*.
- Teknisk Ukeblad. (2013d). *Strømbrudd hindret gassseksport fra Ormen Lange*. (13.03.2013).
- Teknisk Ukeblad. (2013e). *Venter eksplosjon i regionalnett-investeringene*.
- THEMA Consulting Group. (2011). *En landsdel på vent – Nett og verdiskaping i Midt-Norge og Sogn og Fjordane*. 58.
- THEMA Consulting Group & Møreforskning AS. (2012). *Kraftpriser, forsyningssikkerhet og kostnader. THEMA Rapport 2011-19*. Oslo, Norge. 78 s.
- Twidell, J. & Weir, T. (2006). *Renewable Energy Resources*. 2nd utg. New York City, NY, US: Taylor & Francis Group. 237-319 s.
- Varian, H. R. (2010). *Intermediate Microeconomics: A Modern Approach*. 8th utg. New York City, NY, US: W.W. Norton. 739 s.
- Vestavind Kraft AS & SFE Nett AS. (2007). *Okla vindpark - Konesjonssøknad, reguleringsplan og KU*. Sandane, Norge. 101 s.
- Vestavind Kraft AS. (2011a). *Konesjonssøknad og konsekvensutredning for Hennøy vindkraftverk, Bremanger*. Sandane, Norge. 98 s.
- Vestavind Kraft AS. (2011b). *Melding om planlegging av vindkraftanlegg Folkestad*. Sandane, Norge. 28 s.
- Vestavind Kraft AS. (2013). *Personlig meddelelse*. Sandane, Norge (03.05.2013).
- von der Fehr, N.-H. M. & Johnsen, T. A. (2002). *Markedsmakt og flaskehals i kraftforsyningen*. *Økonomisk Forum* (6): 6-9.
- Wittrup, S. (2010). *Vindmøller lever lenger end forventet*. *Ingeniøren*.
- Østforld Energi AS. (2008). *Konesjonssøknad og konsekvensutredning for Gravdalen kraftverk, Lærdal kommune*. Sarpsborg, Norge. 85 s.

Vedlegg A: Eksempel på nåverdiberegning av Guleslettene vindpark for Scenario 1, Standard scenario.

Opplysninger om prosjektet:		
Prosjekt	Guleslettene vindpark	
	Vannkraft	Vindkraft
Prosjekttype (kryss av)		x
INNDATA		
	Symbol	Verdi
Kalkulasjonsrente	r	8 %
Fysisk levetid	FL	40 år
Økonomisk levetid/Analyseperiode	ØL	20 år
Installert effekt	P	144,0 MW
Antall driftstimer i året (Brukstimer)	t	3 051 h
Årlig produksjon (GWh)	X	421,0 GWh
Investeringskostnader	C_0/I	1600,00 mill kr
Evt. anleggsbidrag		0,00 mill kr
Prisnivå	Y	2011
Driftskostnader (ekskl. skatt)	D	0,09 kr/kWh
Årlige driftskostnader		35,79 mill kr
Vekst i driftskostnadene	g	0 %
Produksjonskostnader (skatt)	K_p	0,51 kr/kWh
Årlige produksjonskostnader		212,61 mill kr
Restverdi	R	800,00 mill kr
Kostnader ved å legge ned driften		0 mill kr
Skrapverdi (Inntekter)		0 mill kr
Årlige positive eksterne effekter		0 mill kr
Merverdiavgift	mva	25 %
Elavgift	elavgift	0,114 kr/kWh
Gjennomsnittlig nettap (belastes i nettleien)	nettap	10 %
Estimert spotpris	P_u	0,40 kr/kWh
Elsertifikatpris (15 år, kun bed.øk. lønnsomhet)	P_s	0,25 kr/kWh
UTDATA		
Årlig brutto nytte av levert energi	N	208,89 mill kr
Samfunnsøkonomisk nytte	N_s	271,21 mill kr
Bedriftsøkonomisk nytte	N_b	-1312,83 mill kr
Nyttekostnadsbrøk	NKB	0,14
Internrente	IR	10 %
Prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt.		

Vedlegg

Uke #	Pu:Spotpris i uke #	Fu: Relativ produksjon i uke #	Nytte uke #
1	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
2	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
3	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
4	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
5	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
6	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
7	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
8	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
9	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
10	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
11	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
12	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
13	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
14	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
15	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
16	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
17	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
18	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
19	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
20	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
21	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
22	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
23	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
24	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
25	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
26	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
27	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
28	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
29	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
30	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
31	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
32	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
33	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
34	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
35	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
36	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
37	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
38	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
39	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
40	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
41	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
42	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
43	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
44	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
45	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
46	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
47	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
48	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
49	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
50	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
51	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
52	0,40 kr/kWh	1,923 %	4,02 mill kr
Årlig brutto nytte av levert energi		100 %	208,89 mill kr

Vedlegg

År	Investeringer	Driftskostnader	Inntekter	Netto verdi	Neddiskontert verdi
0	1600,00 mill kr			-1600,00 mill kr	-1600,00 mill kr
1		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	160,28 mill kr
2		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	148,41 mill kr
3		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	137,42 mill kr
4		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	127,24 mill kr
5		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	117,81 mill kr
6		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	109,09 mill kr
7		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	101,01 mill kr
8		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	93,52 mill kr
9		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	86,60 mill kr
10		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	80,18 mill kr
11		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	74,24 mill kr
12		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	68,74 mill kr
13		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	63,65 mill kr
14		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	58,94 mill kr
15		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	54,57 mill kr
16		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	50,53 mill kr
17		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	46,79 mill kr
18		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	43,32 mill kr
19		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	40,11 mill kr
20		35,79 mill kr	208,89 mill kr	173,11 mill kr	37,14 mill kr
20	800,00 mill kr	351,34 mill kr	2222,56 mill kr	800,00 mill kr	171,64 mill kr
Samfunnsøkonomisk kalkyle				NNV	271,21 mill kr

Vedlegg B: Eksempel på nåverdiberegning av Illvatn pumpekraftverk for Scenario 5a, Pessimistisk scenario.

Opplysninger om prosjektet:		
Prosjekt	Illvatn pumpekraftverk	
	Vannkraft	Vindkraft
Prosjekttype (kryss av)	x	
INNDATA	Symbol	Verdi
Kalkulasjonsrente	r	8 %
Fysisk levetid	FL	60 år
Økonomisk levetid/Analyseperiode	ØL	40 år
Installert effekt	P	48,0 MW
Antall driftstimer i året (Brukstimer)	t	2 400 h
Årlig produksjon (GWh)	X	88,8 GWh
Investeringskostnader	C_0/I	507,50 mill kr
Evt. anleggsbidrag		0,00 mill kr
Prisnivå	Y	2010
Driftskostnader (ekskl. skatt)	D	0,05 kr/kWh
Årlige driftskostnader		4,06 mill kr
Vekst i driftskostnadene	g	0 %
Produksjonskostnader (skatt)	K_p	0,00 kr/kWh
Årlige produksjonskostnader		0,00 mill kr
Restverdi	R	169,17 mill kr
Kostnader ved å legge ned driften		0,00 mill kr
Skrapverdi (Inntekter)		0,00 mill kr
Årlige positive eksterne effekter		0 mill kr
Merverdiavgift	mva	25 %
Elavgift	elavgift	0,114 kr/kWh
Gjennomsnittlig nettap (belastes i nettleien)	nettap	10 %
Estimert spotpris	P_u	0,39 kr/kWh
Elsertifikatpris (15 år, kun bed.øk. lønnsomhet)	P_s	0,25 kr/kWh
UTDATA		
Årlig brutto nytte av levert energi	N	42,63 mill kr
Samfunnsøkonomisk nytte	N_s	-39,80 mill kr
Bedriftsøkonomisk nytte	N_b	49,57 mill kr
Nyttekostnadsbrøk	NKB	-0,07
Internrente	IR	7 %
Prosjektet er IKKE samfunnsøkonomisk lønnsomt.		

Vedlegg

Uke #	Pu: Spotpris i uke #	Fu: Relativ produksjon i uke #	Nytte uke #
1	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
2	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
3	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
4	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
5	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
6	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
7	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
8	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
9	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
10	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
11	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
12	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
13	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
14	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
15	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
16	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
17	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
18	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
19	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
20	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
21	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
22	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
23	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
24	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
25	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
26	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
27	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
28	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
29	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
30	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
31	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
32	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
33	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
34	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
35	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
36	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
37	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
38	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
39	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
40	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
41	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
42	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
43	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
44	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
45	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
46	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
47	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
48	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
49	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
50	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
51	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
52	0,39 kr/kWh	1,923 %	0,82 mill kr
Årlig brutto nytte av levert energi		100 %	42,63 mill kr

Vedlegg

År	Investeringer	Driftskostnader	Inntekter	Netto verdi	Neddiskontert verdi
0	507,50 mill kr			-507,50 mill kr	-507,5 mill kr
1		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	35,71 mill kr
2		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	33,07 mill kr
3		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	30,62 mill kr
4		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	28,35 mill kr
5		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	26,25 mill kr
6		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	24,30 mill kr
7		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	22,50 mill kr
8		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	20,84 mill kr
9		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	19,29 mill kr
10		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	17,86 mill kr
11		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	16,54 mill kr
12		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	15,32 mill kr
13		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	14,18 mill kr
14		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	13,13 mill kr
15		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	12,16 mill kr
16		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	11,26 mill kr
17		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	10,42 mill kr
18		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	9,65 mill kr
19		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	8,94 mill kr
20		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	8,27 mill kr
21		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	7,66 mill kr
22		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	7,09 mill kr
23		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	6,57 mill kr
24		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	6,08 mill kr
25		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	5,63 mill kr
26		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	5,21 mill kr
27		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	4,83 mill kr
28		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	4,47 mill kr
29		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	4,14 mill kr
30		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	3,83 mill kr
31		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	3,55 mill kr
32		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	3,29 mill kr
33		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	3,04 mill kr
34		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	2,82 mill kr
35		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	2,61 mill kr
36		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	2,42 mill kr
37		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	2,24 mill kr
38		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	2,07 mill kr
39		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	1,92 mill kr
40		4,06 mill kr	42,63 mill kr	38,57 mill kr	1,78 mill kr
40	169,17 mill kr	48,41 mill kr	516,12 mill kr	169,17 mill kr	7,79 mill kr
Samfunnsøkonomisk kalkyle					-39,80 mill kr

Vedlegg C: Eksempel på nåverdiberegning av 132 kV kraftlinjen Hålandsfossen-Lutelandet.

Opplysninger om prosjektet:			
Prosjekt	132 kV Hålandsfossen-Lutelandet		
	Innmating	Fordelingsnett	Transitnett
Prosjekttype (kryss av)	x		
INNDATA		Symbol	Verdi
Kalkulasjonsrente	r		4,5 %
Fysisk levetid	FL		50 år
Økonomisk levetid/Analyseperiode	ØL		30 år
Investeringskostnader	C0/I		100,00 mill kr
Evt. anleggsbidrag			0,00 mill kr
Prisnivå	y		2007
Driftskostnader			1,5 %
Årlige driftskostnader			1,50 mill kr
Restverdi			40,00 mill kr
UTDATA			
Diskonterte kostnader	Ns		-124 mill kr

Vedlegg

År	NNV		Totalt
	Investeringer	Driftskostnader	
0	100,00 mill kr		-100,00 mill kr
1		1,44 mill kr	-1,44 mill kr
2		1,37 mill kr	-1,37 mill kr
3		1,31 mill kr	-1,31 mill kr
4		1,26 mill kr	-1,26 mill kr
5		1,20 mill kr	-1,20 mill kr
6		1,15 mill kr	-1,15 mill kr
7		1,10 mill kr	-1,10 mill kr
8		1,05 mill kr	-1,05 mill kr
9		1,01 mill kr	-1,01 mill kr
10		0,97 mill kr	-0,97 mill kr
11		0,92 mill kr	-0,92 mill kr
12		0,88 mill kr	-0,88 mill kr
13		0,85 mill kr	-0,85 mill kr
14		0,81 mill kr	-0,81 mill kr
15		0,78 mill kr	-0,78 mill kr
16		0,74 mill kr	-0,74 mill kr
17		0,71 mill kr	-0,71 mill kr
18		0,68 mill kr	-0,68 mill kr
19		0,65 mill kr	-0,65 mill kr
20		0,62 mill kr	-0,62 mill kr
21		0,60 mill kr	-0,60 mill kr
22		0,57 mill kr	-0,57 mill kr
23		0,55 mill kr	-0,55 mill kr
24		0,52 mill kr	-0,52 mill kr
25		0,50 mill kr	-0,50 mill kr
26		0,48 mill kr	-0,48 mill kr
27		0,46 mill kr	-0,46 mill kr
28		0,44 mill kr	-0,44 mill kr
29		0,42 mill kr	-0,42 mill kr
29		24,03 mill kr	0,00 mill kr
Samfunnsøkonomiske kostnader			-124,03 mill kr

Vedlegg D: Resultater fra scenarioanalyser

Scenario 1 – Standard/middels scenario

Type	Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Vindkraft	Lutelandet	0,06	7 %	40 mill kr	2009	42 mill kr
Vindkraft	Okla	0,55	13 %	138 mill kr	2005	157 mill kr
Vindkraft	Vågsvåg	0,02	6 %	07 mill kr	2011	7 mill kr
Vindkraft	Hennøy	0,17	8 %	80 mill kr	2010	82 mill kr
Vindkraft	Bremangerlandet	0,08	7 %	115 mill kr	2011	116 mill kr
Vindkraft	Guleslettene	0,28	9 %	557 mill kr	2011	561 mill kr
Vindkraft	Folkestad	0,22	8 %	193 mill kr	2011	194 mill kr
Vindkraft	Ulvegveina	-0,01	6 %	-30 mill kr	2010	-30 mill kr
Vindkraft	Ytre Sula II	0,08	7 %	209 mill kr	2011	211 mill kr
Vindkraft	Ytre Sula I	0,55	12 %	49 mill kr	2008	53 mill kr
	Sum Vindkraft			1359 mill kr		1393 mill kr
	Sum Småkraft	0,30	8 %	2770 mill kr	2012	2770 mill kr
Vannkraft	Mork	0,83	13 %	291 mill kr	2010	297 mill kr
Vannkraft	Feios	1,60	19 %	447 mill kr	2006	500 mill kr
Vannkraft	Gravdalen	0,62	11 %	155 mill kr	2007	171 mill kr
Vannkraft	Leikanger	0,87	13 %	628 mill kr	2008	670 mill kr
Vannkraft	Stardalen	0,94	14 %	173 mill kr	2009	181 mill kr
Vannkraft	Illvatn (pumpe)	0,40	9 %	234 mill kr	2010	239 mill kr
Vannkraft	Øyane	0,46	10 %	207 mill kr	2010	211 mill kr
Vannkraft	Vigdøla	1,40	17 %	205 mill kr	2007	227 mill kr
Vannkraft	Leirdøla (Overføring, & damheving)	0,44	10 %	260 mill kr	2010	266 mill kr
Vannkraft	Breim	0,86	13 %	332 mill kr	2011	335 mill kr
Vannkraft	Offerdal, Ytre	0,14	7 %	23 mill kr	2010	23 mill kr
Vannkraft	Offerdal, Indre	1,11	15 %	291 mill kr	2010	297 mill kr
Vannkraft	Gjengedal	0,77	12 %	436 mill kr	2011	439 mill kr
Vannkraft	Jølstra	1,24	16 %	469 mill kr	2012	469 mill kr
	Sum Vannkraft			4151 mill kr		4325 mill kr
S-Nett	420 kV Ørskog - Fardal (Sogndal)			-3080 mill kr	2008	-3288 mill kr
R-Nett	132 kV Hålandsfossen - Lutelandet			-124 mill kr	2007	-137 mill kr
R-Nett	132 kV ytre ring Nordfjord			-325 mill kr	2010	-332 mill kr
R-Nett	132 kV Gjengedal - Storebru			-99 mill kr	2012	-99 mill kr
R-Nett	132/66 kV Borgund-Stuvane-Lærdal-Mork			-207 mill kr	2011	-209 mill kr
	Sum Nett			-3836 mill kr		-4065 mill kr
	Total NNV			4444 mill kr		4422 mill kr

Scenario 2a – Lavpris scenario

Type	Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Vindkraft	Lutelandet	-0,15	4 %	-108 mill kr	2009	-113 mill kr
Vindkraft	Okla	0,23	9 %	58 mill kr	2005	66 mill kr
Vindkraft	Vågsvåg	-0,19	3 %	-73 mill kr	2011	-74 mill kr
Vindkraft	Hennøy	-0,07	5 %	-31 mill kr	2010	-31 mill kr
Vindkraft	Bremangerlandet	-0,14	4 %	-193 mill kr	2011	-195 mill kr
Vindkraft	Guleslettene	0,02	6 %	38 mill kr	2011	38 mill kr
Vindkraft	Folkestad	-0,02	6 %	-17 mill kr	2011	-17 mill kr
Vindkraft	Ulvegveina	-0,21	3 %	-461 mill kr	2010	-471 mill kr
Vindkraft	Ytre Sula II	-0,13	4 %	-340 mill kr	2011	-342 mill kr
Vindkraft	Ytre Sula I	0,23	9 %	21 mill kr	2008	22 mill kr
Sum Vindkraft				-1106 mill kr		-1116 mill kr
Sum Småkraft		0,02	6 %	166 mill kr	2012	166 mill kr
Vannkraft	Mork	0,42	9 %	149 mill kr	2010	152 mill kr
Vannkraft	Feios	1,02	14 %	286 mill kr	2006	320 mill kr
Vannkraft	Gravdalen	0,26	8 %	66 mill kr	2007	73 mill kr
Vannkraft	Leikanger	0,46	10 %	330 mill kr	2008	352 mill kr
Vannkraft	Stardalen	0,51	10 %	94 mill kr	2009	98 mill kr
Vannkraft	Illvatn (pumpe)	0,09	7 %	55 mill kr	2010	56 mill kr
Vannkraft	Øyane	0,14	7 %	63 mill kr	2010	64 mill kr
Vannkraft	Vigdøla	0,87	13 %	127 mill kr	2007	141 mill kr
Vannkraft	Leirdøla (Overføring, & damheving)	0,13	7 %	74 mill kr	2010	76 mill kr
Vannkraft	Breim	0,45	10 %	174 mill kr	2011	175 mill kr
Vannkraft	Offerdal, Ytre	-0,11	5 %	-18 mill kr	2010	-19 mill kr
Vannkraft	Offerdal, Indre	0,64	11 %	169 mill kr	2010	172 mill kr
Vannkraft	Gjengedal	0,38	9 %	216 mill kr	2011	217 mill kr
Vannkraft	Jølstra	0,74	12 %	281 mill kr	2012	281 mill kr
Sum Vannkraft				2066 mill kr		2159 mill kr
S-Nett	420 kV Ørskog - Fardal (Sogndal)			-3080 mill kr	2008	-3288 mill kr
R-Nett	132 kV Hålandsfossen - Lutelandet			-124 mill kr	2007	-137 mill kr
R-Nett	132 kV ytre ring Nordfjord			-325 mill kr	2010	-332 mill kr
R-Nett	132 kV Gjengedal - Storebru			-99 mill kr	2012	-99 mill kr
R-Nett	132/66 kV Borgund-Stuvane-Lærdal-Mork			-207 mill kr	2011	-209 mill kr
Sum Nett				-3836 mill kr		-4065 mill kr
Total NNV				-2710 mill kr		-2855 mill kr

Scenario 2b – Høypris scenario

Type	Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert		
Vindkraft	Lutelandet	0,27	10 %	188 mill kr	2009	197 mill kr		
Vindkraft	Okla	0,87	17 %	218 mill kr	2005	249 mill kr		
Vindkraft	Vågsvåg	0,22	9 %	87 mill kr	2011	88 mill kr		
Vindkraft	Hennøy	0,41	12 %	191 mill kr	2010	195 mill kr		
Vindkraft	Bremangerlandet	0,30	10 %	423 mill kr	2011	426 mill kr		
Vindkraft	Guleslettene	0,54	12 %	1076 mill kr	2011	1084 mill kr		
Vindkraft	Folkestad	0,47	11 %	403 mill kr	2011	406 mill kr		
Vindkraft	Ulvegveina	0,18	8 %	402 mill kr	2010	410 mill kr		
Vindkraft	Ytre Sula II	0,30	10 %	758 mill kr	2011	764 mill kr		
Vindkraft	Ytre Sula I	0,87	16 %	78 mill kr	2008	83 mill kr		
Sum Vindkraft				3823 mill kr		3901 mill kr		
Sum Småkraft				0,59	11 %	5374 mill kr	2012	5374 mill kr
Vannkraft	Mork	1,23	16 %	433 mill kr	2010	442 mill kr		
Vannkraft	Feios	2,17	23 %	609 mill kr	2006	680 mill kr		
Vannkraft	Gravdalen	0,98	14 %	244 mill kr	2007	270 mill kr		
Vannkraft	Leikanger	1,28	16 %	926 mill kr	2008	988 mill kr		
Vannkraft	Stardalen	1,37	17 %	252 mill kr	2009	263 mill kr		
Vannkraft	Illvatn (pumpe)	0,71	12 %	414 mill kr	2010	422 mill kr		
Vannkraft	Øyane	0,78	12 %	351 mill kr	2010	358 mill kr		
Vannkraft	Vigdøla	1,93	21 %	282 mill kr	2007	313 mill kr		
Vannkraft	Leirdøla (Overføring, & damheving)	0,76	12 %	446 mill kr	2010	455 mill kr		
Vannkraft	Breim	1,27	16 %	491 mill kr	2011	494 mill kr		
Vannkraft	Offerdal, Ytre	0,39	9 %	64 mill kr	2010	65 mill kr		
Vannkraft	Offerdal, Indre	1,58	18 %	414 mill kr	2010	422 mill kr		
Vannkraft	Gjengedal	1,17	15 %	656 mill kr	2011	661 mill kr		
Vannkraft	Jølstra	1,73	20 %	657 mill kr	2012	657 mill kr		
Sum Vannkraft				6237 mill kr		6490 mill kr		
S-Nett	420 kV Ørskog - Fardal (Sogndal)			-3080 mill kr	2008	-3288 mill kr		
R-Nett	132 kV Hålandsfossen - Lutelandet			-124 mill kr	2007	-137 mill kr		
R-Nett	132 kV ytre ring Nordfjord			-325 mill kr	2010	-332 mill kr		
R-Nett	132 kV Gjengedal - Storebru			-99 mill kr	2012	-99 mill kr		
R-Nett	132/66 kV Borgund-Stuvane-Lærdal-Mork			-207 mill kr	2011	-209 mill kr		
Sum Nett				-3836 mill kr		-4065 mill kr		
Total NNV				11599 mill kr		11700 mill kr		

Scenario 3a – Lav kalkulasjonsrente scenario

Type	Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert		
Vindkraft	Lutelandet	0,23	7 %	166 mill kr	2009	174 mill kr		
Vindkraft	Okla	0,79	13 %	207 mill kr	2005	236 mill kr		
Vindkraft	Vågsvåg	0,17	6 %	70 mill kr	2011	70 mill kr		
Vindkraft	Hennøy	0,34	8 %	170 mill kr	2010	173 mill kr		
Vindkraft	Bremangerlandet	0,25	7 %	380 mill kr	2011	383 mill kr		
Vindkraft	Guleslettene	0,49	9 %	1025 mill kr	2011	1033 mill kr		
Vindkraft	Folkestad	0,46	8 %	406 mill kr	2011	409 mill kr		
Vindkraft	Ulvegveina	0,15	6 %	353 mill kr	2010	360 mill kr		
Vindkraft	Ytre Sula II	0,26	7 %	702 mill kr	2011	707 mill kr		
Vindkraft	Ytre Sula I	0,83	12 %	76 mill kr	2008	81 mill kr		
Sum Vindkraft				3555 mill kr		3627 mill kr		
Sum Småkraft				0,69	8 %	6470 mill kr	2012	6470 mill kr
Vannkraft	Mork	1,33	13 %	488 mill kr	2010	498 mill kr		
Vannkraft	Feios	2,30	19 %	672 mill kr	2006	750 mill kr		
Vannkraft	Gravdalen	1,07	11 %	278 mill kr	2007	308 mill kr		
Vannkraft	Leikanger	1,38	13 %	1041 mill kr	2008	1111 mill kr		
Vannkraft	Stardalen	1,47	14 %	282 mill kr	2009	295 mill kr		
Vannkraft	Illvatn (pumpe)	0,79	9 %	482 mill kr	2010	492 mill kr		
Vannkraft	Øyane	0,87	10 %	406 mill kr	2010	414 mill kr		
Vannkraft	Vigdøla	2,06	17 %	313 mill kr	2007	347 mill kr		
Vannkraft	Leirdøla (Overføring, & damheving)	0,85	10 %	517 mill kr	2010	528 mill kr		
Vannkraft	Breim	1,37	13 %	552 mill kr	2011	556 mill kr		
Vannkraft	Offerdal, Ytre	0,46	7 %	79 mill kr	2010	81 mill kr		
Vannkraft	Offerdal, Indre	1,69	15 %	462 mill kr	2010	471 mill kr		
Vannkraft	Gjengedal	1,26	12 %	740 mill kr	2011	746 mill kr		
Vannkraft	Jølstra	1,85	16 %	730 mill kr	2012	730 mill kr		
Sum Vannkraft				7041 mill kr		7325 mill kr		
S-Nett	420 kV Ørskog - Fardal (Sogndal)			-3080 mill kr	2008	-3288 mill kr		
R-Nett	132 kV Hålandsfossen - Lutelandet			-124 mill kr	2007	-137 mill kr		
R-Nett	132 kV ytre ring Nordfjord			-325 mill kr	2010	-332 mill kr		
R-Nett	132 kV Gjengedal - Storebru			-99 mill kr	2012	-99 mill kr		
R-Nett	132/66 kV Borgund-Stuvane-Lærdal-Mork			-207 mill kr	2011	-209 mill kr		
Sum Nett				-3836 mill kr		-4065 mill kr		
Total NNV				13230 mill kr		13357 mill kr		

Scenario 3b – Høy kalkulasjonsrente scenario

Type	Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Vindkraft	Lutelandet	-0,08	7 %	-54 mill kr	2009	-57 mill kr
Vindkraft	Okla	0,36	13 %	86 mill kr	2005	98 mill kr
Vindkraft	Vågsvåg	-0,11	6 %	-40 mill kr	2011	-40 mill kr
Vindkraft	Hennøy	0,03	8 %	13 mill kr	2010	13 mill kr
Vindkraft	Bremangerlandet	-0,06	7 %	-84 mill kr	2011	-84 mill kr
Vindkraft	Guleslettene	0,10	9 %	205 mill kr	2011	206 mill kr
Vindkraft	Folkestad	0,04	8 %	33 mill kr	2011	34 mill kr
Vindkraft	Ulvegveina	-0,15	6 %	-315 mill kr	2010	-321 mill kr
Vindkraft	Ytre Sula II	-0,06	7 %	-160 mill kr	2011	-161 mill kr
Vindkraft	Ytre Sula I	0,33	12 %	29 mill kr	2008	31 mill kr
Sum Vindkraft				-287 mill kr		-281 mill kr
Sum Småkraft				0,04	8 %	397 mill kr
Vannkraft	Mork	0,48	13 %	164 mill kr	2010	168 mill kr
Vannkraft	Feios	1,10	19 %	302 mill kr	2006	337 mill kr
Vannkraft	Gravdalen	0,31	11 %	75 mill kr	2007	84 mill kr
Vannkraft	Leikanger	0,51	13 %	361 mill kr	2008	385 mill kr
Vannkraft	Stardalen	0,57	14 %	102 mill kr	2009	107 mill kr
Vannkraft	Illvatn (pumpe)	0,13	9 %	75 mill kr	2010	77 mill kr
Vannkraft	Øyane	0,18	10 %	79 mill kr	2010	81 mill kr
Vannkraft	Vigdøla	0,95	17 %	135 mill kr	2007	149 mill kr
Vannkraft	Leirdøla (Overføring, & damheving)	0,17	10 %	95 mill kr	2010	97 mill kr
Vannkraft	Breim	0,51	13 %	190 mill kr	2011	192 mill kr
Vannkraft	Offerdal, Ytre	-0,08	7 %	-13 mill kr	2010	-13 mill kr
Vannkraft	Offerdal, Indre	0,71	15 %	181 mill kr	2010	185 mill kr
Vannkraft	Gjengedal	0,44	12 %	239 mill kr	2011	241 mill kr
Vannkraft	Jølstra	0,81	16 %	300 mill kr	2012	300 mill kr
Sum Vannkraft				2284 mill kr		2386 mill kr
S-Nett	420 kV Ørskog - Fardal (Sogndal)			-3080 mill kr	2008	-3288 mill kr
R-Nett	132 kV Hålandsfossen - Lutelandet			-124 mill kr	2007	-137 mill kr
R-Nett	132 kV ytre ring Nordfjord			-325 mill kr	2010	-332 mill kr
R-Nett	132 kV Gjengedal - Storebru			-99 mill kr	2012	-99 mill kr
R-Nett	132/66 kV Borgund-Stuvane-Lærdal-Mork			-207 mill kr	2011	-209 mill kr
Sum Nett				-3836 mill kr		-4065 mill kr
Total NNV				-1441 mill kr		-1563 mill kr

Scenario 4a – Pessimistisk scenario

Type	Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Vindkraft	Lutelandet	-0,21	5 %	-136 mill kr	2009	-142 mill kr
Vindkraft	Okla	0,15	10 %	35 mill kr	2005	40 mill kr
Vindkraft	Vågsvåg	-0,23	4 %	-80 mill kr	2011	-81 mill kr
Vindkraft	Hennøy	-0,11	6 %	-48 mill kr	2010	-49 mill kr
Vindkraft	Bremangerlandet	-0,20	5 %	-258 mill kr	2011	-260 mill kr
Vindkraft	Guleslettene	-0,06	7 %	-122 mill kr	2011	-123 mill kr
Vindkraft	Folkestad	-0,13	6 %	-112 mill kr	2011	-113 mill kr
Vindkraft	Ulvegreina	-0,27	4 %	-555 mill kr	2010	-567 mill kr
Vindkraft	Ytre Sula II	-0,20	5 %	-483 mill kr	2011	-487 mill kr
Vindkraft	Ytre Sula I	0,11	9 %	10 mill kr	2008	10 mill kr
Sum Vindkraft				-1750 mill kr		-1771 mill kr
Sum Småkraft		-0,26	5 %	-2283 mill kr	2012	-2283 mill kr
Vannkraft	Mork	0,21	10 %	71 mill kr	2010	73 mill kr
Vannkraft	Feios	0,72	15 %	193 mill kr	2006	216 mill kr
Vannkraft	Gravdalen	0,07	9 %	18 mill kr	2007	20 mill kr
Vannkraft	Leikanger	0,24	10 %	165 mill kr	2008	176 mill kr
Vannkraft	Stardalen	0,29	11 %	50 mill kr	2009	52 mill kr
Vannkraft	Illvatn (pumpe)	-0,07	7 %	-40 mill kr	2010	-41 mill kr
Vannkraft	Øyane	-0,03	8 %	-14 mill kr	2010	-14 mill kr
Vannkraft	Vigdøla	0,59	14 %	83 mill kr	2007	92 mill kr
Vannkraft	Leirdøla (Overføring, & damheving)	-0,04	8 %	-24 mill kr	2010	-25 mill kr
Vannkraft	Breim	0,23	10 %	86 mill kr	2011	87 mill kr
Vannkraft	Offerdal, Ytre	-0,25	5 %	-39 mill kr	2010	-40 mill kr
Vannkraft	Offerdal, Indre	0,40	12 %	100 mill kr	2010	102 mill kr
Vannkraft	Gjengedal	0,18	10 %	95 mill kr	2011	95 mill kr
Vannkraft	Jølstra	0,48	13 %	175 mill kr	2012	175 mill kr
Sum Vannkraft				918 mill kr		967 mill kr
S-Nett	420 kV Ørskog - Fardal (Sogndal)			-3080 mill kr	2008	-3288 mill kr
R-Nett	132 kV Hålandsfossen - Lutelandet			-124 mill kr	2007	-137 mill kr
R-Nett	132 kV ytre ring Nordfjord			-325 mill kr	2010	-332 mill kr
R-Nett	132 kV Gjengedal - Storebru			-99 mill kr	2012	-99 mill kr
R-Nett	132/66 kV Borgund-Stuvane-Lærdal-Mork			-207 mill kr	2011	-209 mill kr
Sum Nett				-3836 mill kr		-4065 mill kr
Total NNV				-6951 mill kr		-7152 mill kr

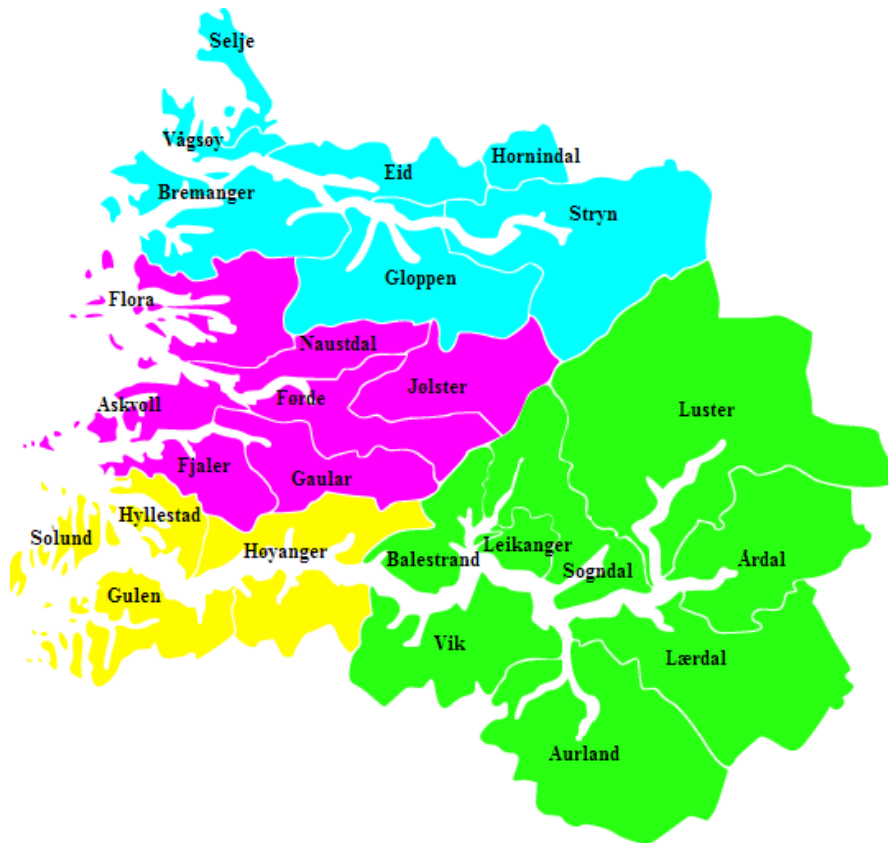
Scenario 4b – Optimistisk scenario

Type	Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Vindkraft	Lutelandet	0,29	8 %	223 mill kr	2009	233 mill kr
Vindkraft	Okla	0,90	14 %	242 mill kr	2005	276 mill kr
Vindkraft	Vågsvåg	0,23	7 %	98 mill kr	2011	99 mill kr
Vindkraft	Hennøy	0,42	9 %	212 mill kr	2010	216 mill kr
Vindkraft	Bremangerlandet	0,33	8 %	501 mill kr	2011	505 mill kr
Vindkraft	Guleslettene	0,59	11 %	1251 mill kr	2011	1261 mill kr
Vindkraft	Folkestad	0,57	9 %	506 mill kr	2011	510 mill kr
Vindkraft	Ulvegveina	0,22	7 %	519 mill kr	2010	530 mill kr
Vindkraft	Ytre Sula II	0,34	8 %	926 mill kr	2011	933 mill kr
Vindkraft	Ytre Sula I	0,96	14 %	89 mill kr	2008	95 mill kr
Sum Vindkraft				4568 mill kr		4658 mill kr
Sum Småkraft		1,04	11 %	10109 mill kr	2012	10109 mill kr
Vannkraft	Mork	1,52	14 %	565 mill kr	2010	577 mill kr
Vannkraft	Feios	2,57	20 %	762 mill kr	2006	851 mill kr
Vannkraft	Gravdalen	1,23	12 %	326 mill kr	2007	361 mill kr
Vannkraft	Leikanger	1,57	14 %	1203 mill kr	2008	1285 mill kr
Vannkraft	Stardalen	1,67	15 %	325 mill kr	2009	340 mill kr
Vannkraft	Illvatn (pumpe)	0,93	10 %	577 mill kr	2010	589 mill kr
Vannkraft	Øyane	1,02	11 %	482 mill kr	2010	492 mill kr
Vannkraft	Vigdøla	2,30	19 %	356 mill kr	2007	394 mill kr
Vannkraft	Leirdøla (Overføring, & damheving)	0,99	11 %	616 mill kr	2010	629 mill kr
Vannkraft	Breim	1,56	14 %	638 mill kr	2011	643 mill kr
Vannkraft	Offerdal, Ytre	0,57	8 %	100 mill kr	2010	102 mill kr
Vannkraft	Offerdal, Indre	1,90	16 %	529 mill kr	2010	540 mill kr
Vannkraft	Gjengedal	1,44	14 %	860 mill kr	2011	867 mill kr
Vannkraft	Jølstra	2,07	17 %	833 mill kr	2012	833 mill kr
Sum Vannkraft				8175 mill kr		8502 mill kr
S-Nett	420 kV Ørskog - Fardal (Sogndal)			-3080 mill kr	2008	-3288 mill kr
R-Nett	132 kV Hålandsfossen - Lutelandet			-124 mill kr	2007	-137 mill kr
R-Nett	132 kV ytre ring Nordfjord			-325 mill kr	2010	-332 mill kr
R-Nett	132 kV Gjengedal - Storebru			-99 mill kr	2012	-99 mill kr
R-Nett	132/66 kV Borgund-Stuvane-Lærdal-Mork			-207 mill kr	2011	-209 mill kr
Sum Nett				-3836 mill kr		-4065 mill kr
Total NNV				19016 mill kr		19205 mill kr

Scenario 5 – Variabelt scenario

Type	Tiltak	NKB	IR	NNV	Prisnivå	NNV2012 Justert
Vindkraft	Lutelandet	-0,17	4 %	-120 mill kr	2009	-126 mill kr
Vindkraft	Okla	0,20	9 %	49 mill kr	2005	56 mill kr
Vindkraft	Vågsvåg	-0,20	3 %	-78 mill kr	2011	-79 mill kr
Vindkraft	Hennøy	-0,09	5 %	-40 mill kr	2010	-41 mill kr
Vindkraft	Bremangerlandet	-0,16	4 %	-220 mill kr	2011	-222 mill kr
Vindkraft	Guleslettene	-0,01	6 %	-18 mill kr	2011	-18 mill kr
Vindkraft	Folkestad	-0,05	6 %	-44 mill kr	2011	-44 mill kr
Vindkraft	Ulvegveina	-0,23	3 %	-497 mill kr	2010	-507 mill kr
Vindkraft	Ytre Sula II	-0,16	4 %	-391 mill kr	2011	-394 mill kr
Vindkraft	Ytre Sula I	-0,39	9 %	17 mill kr	2008	18 mill kr
Sum Vindkraft				-1342 mill kr		-1356 mill kr
Sum Småkraft		0,10	6 %	906 mill kr	2012	906 mill kr
Vannkraft	Mork	0,52	10 %	185 mill kr	2010	188 mill kr
Vannkraft	Feios	1,15	14 %	323 mill kr	2006	360 mill kr
Vannkraft	Gravdalen	0,35	8 %	89 mill kr	2007	98 mill kr
Vannkraft	Leikanger	0,55	10 %	403 mill kr	2008	430 mill kr
Vannkraft	Stardalen	0,61	10 %	113 mill kr	2009	118 mill kr
Vannkraft	Illvatn (pumpe)	0,18	7 %	103 mill kr	2010	105 mill kr
Vannkraft	Øyane	0,22	7 %	101 mill kr	2010	103 mill kr
Vannkraft	Vigdøla	0,99	13 %	145 mill kr	2007	161 mill kr
Vannkraft	Leirdøla (Overføring, & damheving)	0,21	7 %	124 mill kr	2010	126 mill kr
Vannkraft	Breim	0,55	10 %	213 mill kr	2011	214 mill kr
Vannkraft	Offerdal, Ytre	-0,04	5 %	-06 mill kr	2010	-7 mill kr
Vannkraft	Offerdal, Indre	0,75	11 %	198 mill kr	2010	202 mill kr
Vannkraft	Gjengedal	0,48	9 %	270 mill kr	2011	273 mill kr
Vannkraft	Jølstra	0,85	12 %	325 mill kr	2012	325 mill kr
Sum Vannkraft				2585 mill kr		2698 mill kr
S-Nett	420 kV Ørskog - Fardal (Sogndal)			-3080 mill kr	2008	-3288 mill kr
R-Nett	132 kV Hålandsfossen - Lutelandet			-126 mill kr	2007	-140 mill kr
R-Nett	132 kV ytre ring Nordfjord			-330 mill kr	2010	-337 mill kr
R-Nett	132 kV Gjengedal - Storebru			-101 mill kr	2012	-101 mill kr
R-Nett	132/66 kV Borgund-Stuvane-Lærdal-Mork			-210 mill kr	2011	-212 mill kr
Sum Nett				-3847 mill kr		-4077 mill kr
Total NNV				-1698 mill kr		-1829 mill kr

Vedlegg E: Kart over Sogn og Fjordane



Figur 1: Kart over Sogn og Fjordane ([Wikipedia 2009](#)).

Figur 1 viser et oversiktskart over kommunene i Sogn og Fjordane med inndeling i fire områder. Det grønne og det gule området markerer henholdsvis Indre og Ytre Sogn. Området i turkis er Nordfjord, mens det lilla området markerer Sunnfjord.

Vedlegg F: Det nordiske kraftmarkedet

Før dereguleringen besto det norske kraftmarkedet av vertikalt integrerte monopoler som både produserte, solgte og distribuerte kraft (Bye & Hope 2007). Staten regulerte det hele og bestemte priser basert på langsiktige marginalkostnaden ved kraftutbyggingen gjennom statsbudsjettet. Prisene ble på denne måten bestemt av størrelsen på investeringene, og ikke omvendt slik det er i dagens marked. Det ble også bestemt ulike priser for forskjellige forbrukergrupper, hvor spesielt kraftkrevende industri kunne nyte godt av langvarige kontrakter med gunstige priser. I tillegg hadde nettleverandører ofte enerett til å levere kraft innenfor et geografisk område. Det ble stilt spørsmål med denne modellen da det hadde bygget seg opp overkapasitet i produksjon i et normalår som følger av overinvesteringer. Forsyningsplikt og usikkerhet vedrørende tilgangen til vann var mye av årsakene til dette. I tillegg slet markedet med høye utbyggingskostnader, drifts- og vedlikeholdskostnader og kryssubsidiering.

Den nye norske energiloven trådte i kraft i 1. januar 1991 og det norske kraftmarkedet ble med dette et av verdens første deregulerte kraftmarkeder (Wolfgang et al. 2009). Initiativtakerne til liberaliseringen var Olje- og energidepartementet og Finansdepartementet (Bye & Hope 2007). Hovedmålene var å få bedre balanse mellom produksjonskapasitet og etterspørsel, øke effektiviteten hos kraftprodusentene, og redusere regionale prisforskjeller. Dereguleringen skulle i tillegg øke forsynings sikkerheten og senke kraftprisene for forbrukerne. Målene skulle oppnås gjennom økt konkurranse mellom leverandører og produsenter i kraftmarkedet. Dereguleringen førte til at forbrukerne fritt kunne velge kraftleverandør uansett geografisk lokalisering til en konkurransedyktig pris.

De vertikalt integrerte bedriftene fikk krav om å dele opp regnskapet i separate deler for monopol- og fri konkurransevirkosomheten. NVE er regulerende myndighet og setter grenser for inntektene (inntektsramme) med hensyn på selskapets kostnader. Siden nettselskaper ofte står overfor ulike forhold når det gjelder terreng, klima og nettap, opplever de også forskjellige utbyggings- og driftskostnader. Reguleringen fordrer derfor til effektiv drift av nettet med lavest mulig driftskostnader for å hindre urimelig høye nettleieinntekter. Forbrukere blir krevd nettleie for tilknyttet nett samt overliggende nett (Olje- og energidepartementet 2013). Kraftkrevende industri er som regel koblet til sentral- eller regionalnettet og betaler kun nettleie for disse to nettnivåene. Mindre forbrukere som forsynes via distribusjonsnettet må imidlertid betale nettleie for alle tre nettnivåer. Sentralnettet genererer også inntekter til Statnett SF som følger av overføring av kraft mellom områder med forskjellig kraftpris, såkalte flaskehalsinntekter.

Vedlegg G: Fornybardirektivet

Fornybardirektivet ble vedtatt av EU-kommisjonen i desember 2008 og er et tiltak som skal bidra til å redusere klimautslipp fra EU sine medlemsland samt forbedre forsyningssikkerheten i EU (Olje- og energidepartementet 2010; Rosvold). Det overordnede målet er tredelt hvor:

- 20 % av den totale energiproduksjonen innen 2020 skal komme fra fornybar energiteknologi. (Dersom alle industrilandene bidrar vil kravet økes til 30 %).
- 20 % reduksjon i klimagassutslipp innen 2020.
- Energieffektiviteten skal økes med 20 % innen 2020.
(I tillegg er det krav om at 10 % av all energibruk i transportsektoren skal komme fra fornybar energiproduksjon innen 2020) (Olje- og energidepartementet 2010).

Kravet gjelder for elektrisitet, oppvarming/nedkjøling og transport med 1990 som referanseår (Böhringer & Rosendahl 2009; Rosvold). Alle EU sine medlemsland har forpliktet seg til å øke sin fornybarandel i varierende grad noe som blir viktig for å nå disse målene (Rosvold). Avhengig av landets forutsetninger for å utnytte fornybar energi beregnes fornybarkravet ut fra en formel og statistisk data fra statistikkbyrået Eurostat (Mæhlum 2010). Hvert land skal utarbeide detaljerte handlingsplaner for hvordan Fornybardirektivmålene skal nås (Olje- og energidepartementet 2010). Selv om Norge ikke er medlem av EU vil kravet også gjelde EØS land som Norge er en del av. Norsk kraftproduksjon er i en særstilling hvor 99 % av den årlige produksjonen kommer fra vannkraft. For Norges del er det er i stor grad i transportsektoren og offshorenæringen forbruket av fossil energi er betydelig. Innføringen av el-sertifikatordningen er et virkemiddel som fremmer utbygging av kraftproduksjon fra fornybar energiresurser og er derfor et viktig instrument for å nå målene i Fornybardirektivet. Norges krav er det desidert høyeste kravet til et enkelt land hvor 67,5 % av all energiforbruk skal komme fra fornybar energiproduksjon (Olje- og energidepartementet 2011). I denne forbindelse er utbyggingen av 420 kV Ørskog-Fardal (Sogndal) ledning en viktig faktor for å nå dette målet ved å utløse ny fornybar energiproduksjon fra områder med stort potensiale.

Begreper

Større kraftproduksjonsanlegg inneholder installasjoner med bl.a. turbiner og generatorer som er tilpasset forholdene der de installeres. Kraftverkene er på denne måten designet for å kjøre med en bestemt *kapasitet* eller *ytelse*. Denne kapasiteten kalles effekt og angis i watt. Watt er det samme som energi per tidsenhet med enheten Joule per sekund (J/s). Energiproduksjon angis vanligvis i årlig produksjon og denne finnes ved å multiplisere installert effekt med brukstiden for et anlegg. Den årlige kraftproduksjonen angis for eksempel i kWh (kilowattimer).

Hvis man regner med at et år har 365 dager tilsvarer dette 8760 timer (h). Både vannkraftverk og vindkraftverk varierer produksjonen etter behov og forhold og produserer derfor med varierende last. *Brukstiden* eller brukstiden angir hvor mange timer i løpet av et år installasjonen kjører på fullast mens kapasitetsfaktoren angir prosentandelen av året turbinen kjører på fullast. For vindkraftverk varierer brukstiden med vindforhold og valg av turbintype. For vannkraftverk varierer brukstiden med bl.a. nedslagsfeltet, tilsig, magasinkapasitet, elektromotorisk utstyr samt krav til både minstevannføring og vannspeil. Et grovt estimat på *brukstid* for vindturbiner langs den norske kysten er rundt 3 000 timer/år, men også tall som 2 000-3 000 timer i året er brukt for landbasert vindkraft i Norge.