

Synergier mellom gass og kraft i Midt-Norge og på Østlandet



Innholdsfortegnelse

Innledning

Bakgrunn

Sammendrag av Statnetts analyser

Del 1. Synergier mellom gass og kraft i Midt-Norge

Del 2. Synergier mellom gass og kraft på Østlandet

Innledning

Denne rapporten omhandler mulige gevinster i kraftsystemet ved etablering av gassrør til Skogn og Grenland. Sammenstillingen er utført som en del av oppfølgingen av St.meld. nr. 47 2003/2004 Om innovasjonsverksemda for miljøvennlige gasskraftteknologiar mv.

I brev datert 29. april 2005 fra Olje- og energidepartementet ble Gassco tildelt oppdraget å gå inn i konkrete drøftinger med industrien i Trøndelag og Grenland med sikte på å realisere rørløsninger for transport av gass. Statnett fikk i oppdrag å vurdere eventuelle gevinster for sentralnettet ved etablering av gassrør til Skogn og Grenland. Departementet ba om at resultatene fra prosessen ble forelagt OED i form av en skriftlig rapport innen 1. januar 2006.

Bakgrunn

Statnett er systemansvarlig¹ for kraft og har som forretningside å legge til rette for et velfungerende kraftmarked med høy leveringssikkerhet. Som systemansvarlig skal Statnett bidra til en effektiv utnyttelse av det totale kraftsystemet, sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet og sikre lik tilgang for alle til nettet ("tredjepartsadgang"). Statnett baserer utviklingen av nettet på samfunnsøkonomiske lønnsomhetskriterier.

Norges avhengighet av vannkraft og de siste års begrensede utbygging av ny kapasitet på produksjons- og nettsiden vil i økende grad gi utfordringer knyttet til overføringskapasiteten i sentralnettet, særlig i enkelte områder jf. figur 1. Statnett planlegger investeringer i sentralnettet for 10 milliarder kroner frem mot 2015. Forskrift om energiutredninger² skal sikre en koordinert utredningsvirksomhet i kraftsystemet. Målet er å bidra til en samfunnsøkonomisk utvikling av kraftsystemet, hensyn tatt andre aktuelle energibærere for stasjonær energibruk. Statnetts investeringer vil kunne bli vesentlig lavere dersom gass blir tatt i bruk, og da særlig til produksjon av elektrisitet.



Figur 1. Utfordringer i kraftsystemet

Statnett har gjort en vurdering av verdien for kraftsystemet av gassrør til Skogn og Grenland. Analysene har som formål å vurdere i hvilken grad framføring av gass vil påvirke forsyningssituasjon og samfunnsøkonomi sammenliknet med alternative tiltak i nett. Ettersom gasskraftverk er den anvendelsen av gass som i første omgang vil ha størst betydning for sentralnettet, har hovedfokus i analysene vært på hvordan ulike lokaliseringer av gasskraft vil påvirke investeringer og tapskostnader i kraftsystemet. Effektene av direkte bruk av gass til erstatning for el i husholdninger og industri vil kunne få betydning for utvikling av sentralnettet på sikt. Det er imidlertid krevende å forutse utviklingen av et norsk gassmarked og kvantifisere i hvilken grad direkte bruk av gass vil komme til erstatning for el. Disse effektene er derfor ikke vurdert i denne fasen av prosjektet. Konvertering fra olje til gass gir ingen direkte virkning på kraftsystemet.

¹ FOR-2002-05-07-448: Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet

² FOR 2002-12-16 nr 1607: Forskrift om energiutredninger

Et kort sammendrag av Statnetts analyser er presentert nedenfor. Analysene og vurderingene av gevinster i sentralnettet ved etablering av gassrør til Skogn og Grenland er i sin helhet presentert i henholdsvis del 1 og 2.

Sammendrag av Statnetts analyser

Midt-Norge

Midt-Norge er i dag et underskuddsområde på kraft, og vil i løpet av de neste årene stå ovenfor en meget anstrengt forsyningssituasjon. Den forventende forbruksøkningen på Hydro Aluminium, Ormen Lange og Hustadmarmor er på hele 6 TWh og tilsvarer alene mer enn årsforbruket i Trondheim by eller om lag 25 % av kraftforbruket i fylkene Møre og Romsdal, Sør- og Nord-Trøndelag. Opptrappingen vil ha full effekt mellom 2008 og 2010 med et beregnet kraftunderskudd i området på hele 8,5 TWh i 2010. Analyser viser at kraftsituasjonen allerede i 2008 blir så krevende at det er stor risiko for å komme i en situasjon der området ikke kan forsynes. Analysene viser videre at det store underskuddet i området i perioder vil gi fare for såkalt spenningskollaps. Dette vil kunne føre til en mørklegging av hele Midt-Norge. For å unngå å komme i en slik situasjon må overføringsgrensen inn til Midt-Norge reduseres fra 1700 MW til 1200 MW. Denne betydelige reduksjonen i overføringskapasitet samtidig som kraftunderskuddet i området øker utgjør til sammen hovedutfordringen i Midt-Norge. Utfordringen vedvarer til det blir etablert en varig løsning, enten i form av ny ledning eller ny produksjon. For å sikre forsyningen i Midt-Norge er det allerede igangsatt omfattende tiltak og det er planlagt ytterligere nettforsterkninger. Statnett legger opp til å forhåndsmelde en ny ledning Ørskog – Sogn tidlig i 2006. Første realistiske tidspunkt for en ny ledning er rundt 2012. Rent teknisk kan et gasskraftverk være på plass i løpet av 2010. Statnett vurderer nå ulike tiltak for å løse denne meget krevende forsyningssituasjonen.

I analysene har Statnett sammenliknet kostnadene ved å bygge ledningen fra Ørskog til Sogn med tre alternative lokaliseringer av 800 MW gasskraft: Skogn, Tjeldbergodden og Fræna³, jf. figur 2. Investeringskostnadene for en ny ledning fra Ørskog til Sogn er anslått til om lag 1100 millioner kroner og kan idriftsettes i 2012. Dersom det kommer et 800 MW gasskraftverk i Midt-Norge innen denne tid, vil ledningen være overflødig. Et mindre gasskraftverk på 400 MW vil utsette investeringen. Tabell 1 viser nettmessige gevinster ved etablering av et 800 MW gasskraftverk på henholdsvis Skogn, Tjeldbergodden og Fræna. De reduserte nettapene er ikke beregnet for et 800 MW gasskraftverk på Fræna, kun et 430 MW anlegg. Det er grunn til å tro at et 800 MW gasskraftverk på Fræna ville gitt enda høyere totale nettmessige gevinster enn de to andre alternativene.



Figur 2. Planlagte gasskraftverk i Midt-Norge

³ Gasskraftverket som er planlagt på Fræna har en installert kapasitet på 430 MW. I vurderingene er det imidlertid lagt til grunn et 800 MW gasskraftverk på Fræna for å kunne sammenlikne med Tjeldbergodden og Skogn.

Tabell 1 Nettmessige gevinster ved gasskraft i Midt-Norge

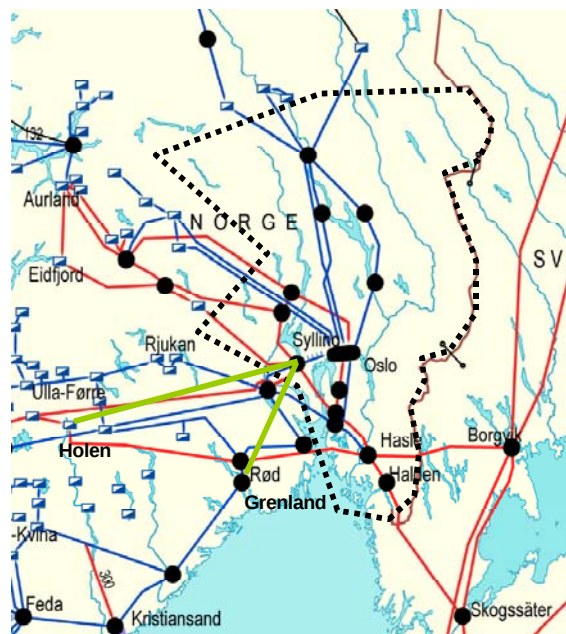
	Skogn	Tjeldbergodden	Fræna
Ny ledning Ørskog-Sogn	1100	1100	1100
- Nødvendige nettførsterkninger	1030	550	100
= Unngåtte investeringer	70	550	1000
+ Reduserte nettapkostnader	530	550	NA
Anslag nåverdi nettmessige gevinster	600	1100	NA

alle tall i millioner kroner (2006-kroner)

I tillegg vil både en ny ledning og gasskraftverk generere samfunnsøkonomiske gevinster utover de nettmessige gevinstene gjengitt i tabell 1. Disse består i all hovedsak av at kraftprisene til konsumentene i området vil stabilisere seg på nivå med landet forøvrig. Produsentene vil imidlertid tape på prisreduksjonen, men i et mindre omfang. Sammenliknet med en ledning fra Ørskog til Sogn er det beregnet at etablering av et 800 MW gasskraftverk i Midt-Norge vil innebære en økning i slike markedsgevinster med 200 millioner kroner i året. I det videre er det kun fokusert på de rene nettmessige gevinster og ikke inkludert de markedsmessige gevinstene av et gasskraftverk.

Østlandet

I rapporten som omhandler Østlandet står forsyningssikkerheten i "Oslofjordområdet" sentralt, jf. avmerket område i figur 3. Området er i en særegen situasjon med liten egenproduksjon, høyt kraftforbruk og kontinuerlig behov for import. Det største effektunderskuddet som har vært registrert i området var på 4800 MW (den 5. februar 2001). Det er et begrenset potensiale for avtalt forbruksutkobling i anstrengte situasjoner på grunn av lite prosessindustri i området. Overføringsnettene inn mot området er godt utbygget og det er til sammen 18 ledninger som er kritiske for forsyningen. Analysene viser at forsyningssituasjonen per i dag er innenfor akseptable rammer. En fortsatt forbruksvekst på Østlandet vil imidlertid øke presset på overføringsnettene inn til området i årene framover og det vil være et økt behov for import fra Sverige over Hasle-snittet. Som følge av dette vil nettet bli mer sårbart for situasjoner med høy forbruksbelastning, for eksempel på kalde vinterdager. Avbøtende tiltak vil være en ny ledning inn til området eller etablering av ny produksjon.



Figur 3. Det analyserte "Oslofjordområdet"

For å vurdere gevinstene i sentralnettet av et gassrør til Grenland har Statnett valgt å se på effekten av et 1000 MW gasskraftverk i henholdsvis Grenland og Østfold. Effektene av ny produksjon på sentralnettet blir vurdert opp mot en mulig ny ledning.

I analysene er det lagt til grunn en årlig forbruksvekst for Østlandet på 1,3 prosent. Det er også gjort beregninger for en årlig forbruksvekst på 0,8 %.

Under forutsetning av at det kan opprettholdes en høy import fra Sverige i anstrengte situasjoner, viser analysene at dagens overføringskapasitet er tilstrekkelig til å forsyne Østlandet fram til 2020. Resultatene avhenger av at forbruksveksten holder seg moderat og at importkapasiteten over

Haslesnittet ikke reduseres under 1000 MW. Historiske data viser imidlertid at tilgangen på effekt fra Sverige over Haslesnittet kan variere betydelig. Videre er det stor grad av sammenfall av forbruksmønster og tidspunkt for når topplasten inntreffer både i Sverige og Norge. Ettersom begge land per i dag er avhengige av import i topplast, er det ikke tilrådelig å basere forsyningen av Østlandet på at det er tilgjengelig effekt av denne størrelsen i Sverige.

I en situasjon med høy belastning i Østlandsområdet og redusert import over Haslesnittet vil eventuelle driftsforstyrrelser kunne medføre at Statnett må foreta tvangsmessig utkobling av forbruk. Dette følger av Nordels Systemdriftsavtale, som har til hensikt å ivareta sikkerheten i hele det nordiske kraftsystemet. Situasjonen er mest kritisk på kalde vinterdager hvor det kan oppstå en effektknapphet i Oslofjordområdet dersom det skjer en varig feil⁴ på en av de 18 ledningene som utgjør hovedforsyningen av området. Analysene indikerer at dette vil kreve utkobling av forbruk i størrelsesorden 500 - 1000 MW⁵.

Utfallsstatistikken viser at det i dagens situasjon er relativt liten sannsynlighet for utfall med så lang varighet at en utkobling blir nødvendig. En sikring mot slike situasjoner må imidlertid ses på bakgrunn av at sannsynligheten for utkobling vil øke over tid. Statnett vurderer det ikke som akseptabelt å drive nettet under slike forhold og vil planlegge aktuelle nettforsterkninger. Aktuelle tiltak som vil gi vesentlig forbedring av forsyningssikkerheten er ny ledning fra Vestlandet til Østlandet eller ny produksjon i området. I tillegg er det nødvendig å installere komponenter som gir spenningsstøtte (2000 MVAR kondensatorbatterier).

Analysene viser at en ny ledning idriftsatt rundt 2014 synes samfunnsøkonomisk lønnsom under visse forutsetninger. Det er ikke tatt stilling til hvilken ledning som er det beste alternativet. I analysene er ledningen Holen – Sylling lagt til grunn. En sammenligning av gasskraft i Grenland og Østfold med kostnadene ved denne ledningen viser at det er relativt store nettmessige gevinster ved etablering av ny produksjon på Østlandet, jf. tabell 2.

Tabell 2 Nettmessige gevinster ved gasskraft på Østlandet

	Grenland	Østfold
Ny ledning Holen-Sylling	580	580
- Nødvendige nettforsterkninger	490 ⁶	0
= Unngåtte investeringer	90	580
+ Reduserte nettapkostnader	260	350
Anslag nåverdi nettmessige gevinster	350	930

alle tall i millioner kroner (2006-kroner)

Den samfunnsøkonomiske nåverdien som er oppgitt inneholder både reduserte tapkostnader og unngåtte investeringer. Øvrige samfunnsøkonomiske effekter er ikke inkludert i resultatene i tabell 2. Slike effekter vil omfatte endringer i produsent- og konsumentoverskudd som følge av prisendringer (markedsgevinster).

Analyseresultatene er følsomme for endringer i forutsetninger. Kritiske faktorer er vurderingen av forbruksvekst, sannsynlighet for varig feil og tilgang på tilstrekkelig effekt fra Sverige. Disse usikre elementene vil endres over tid og kan gi opphav til at de nettmessige gevinstene er større eller lavere enn anslått her.

⁴ En varig feil krever reparasjon eller justering før enheten igjen er driftsklar.

⁵ 1000 MW tilsvarte forbruket i Vestfold Fylke i februar 2001.

⁶ Ny ledning fra Grenland til Sylling samt komponenter som er nødvendig for å gi nødvendig spenningsstøtte (kondensatorbatterier)

Oppsummering

Statnett har vurdert i hvilken grad framføring av gass til Skogn og Grenland vil påvirke kraftsystemet. Ettersom gasskraftverk er den anvendelsen av gass som vil ha størst betydning for sentralnettet, har hovedfokus i analysene vært på hvordan ulike lokaliseringer av gasskraft vil påvirke investeringer og tapkostnader i sentralnettet. Analysene viser at det kan oppnås vesentlige nettmessige gevinster ved etablering av gasskraftverk i Midt-Norge og på Østlandet.

Det har stor betydning for forsyningssikkerheten i Midt-Norge at det raskt gjennomføres tiltak som sikrer kraftforsyningen i området. Et 800 MW gasskraftverk i området vil gjøre en ny ledning fra Ørskog til Sogn overflødig dersom gasskraftverket etableres først. Sammenlignet med denne ledningen vil et 800 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden gi en netto reduksjon i investerings- og tapkostnader i overkant av 1 milliard kroner. Tilsvarende vil et 800 MW gasskraftverk på Skogn gi en reduksjon på 600 millioner kroner. Et 800 MW gasskraftverk på Fræna vil trolig gi størst nettmessige gevinster.

Østlandsområdet vil over tid bli mer sårbart for driftsforstyrrelser, spesielt i perioder der det er begrenset mulighet for import fra Sverige. For Østlandet viser beregningene at et 1000 MW gasskraftverk i området vil gjøre en ny ledning fra Vestlandet til Østlandet overflødig. Analysene viser at det under gitte forutsetninger er samfunnsøkonomisk lønnsomt med en ny ledning innen ti år (2014) dersom det ikke kommer gasskraftverk i regionen. Etablering av 1000 MW gasskraftverk i Oslo eller Østfold vil således kunne gi en netto reduksjon i investerings- og tapkostnader i underkant av 1 milliard kroner. Lokalisert til Grenland vil et gasskraftverk av tilsvarende størrelse kunne gi en reduksjon i investerings- og tapkostnader på 350 millioner kroner.

Del 1. Synergier mellom gass og kraft i Midt-Norge

Synergier mellom gass og kraft i Midt-Norge



SAMMENDRAG

Kraftsituasjonen i Midt-Norge (Møre og Romsdal samt Sør- og Nord-Trøndelag) er inne i en kritisk utvikling som følge av sterk opptrapping av industriforbruket i området. Opptrappingen dreier seg primært om igangsatt utvikling hos Hydro Aluminium Sunndalsøra, prosessanlegget for Ormen Lange og Hustadmarmor. Den forventede økningen er på ca 6 TWh og representerer en større økning enn årsforbruket i Trondheim by eller om lag 25 % av energiforbruket i disse tre fylkene. Denne opptrappingen regnes som sikker og innebærer en forskyvning av forbrukstygdepunktet mot Møre og Romsdal fylke. Opptrappingen vil ha full effekt mellom 2008 og 2010. Analyser viser at kraftsituasjonen fra dette tidspunkt blir så krevende at det er stor risiko for å komme i en situasjon hvor området ikke kan forsynes.

Statnett har gjennomført og gjennomfører nettforsterkninger i regionen som følge av denne forbruksøkningen. Det planlegges også nettforsterkningstiltak fra Midt-Norge mot Sverige og mot Sogn eller Nord-Norge. Nettforsterkningstiltak mot Sverige planlegges idriftsatt i 2009. Av aktuelle nettforsterkningstiltak internt i Norge, er alternativet Ørskog (Ålesund) – Sogn med et kostnadsanslag på ca 1,1 mrd det mest aktuelle. Denne rapporten drøfter konsekvensene for sentralnettet og kraftsystemet ved etablering av ett gasskraftverk i Midt-Norge. De gasskraft-alternativer som er studert, er 800 MW på Skogn, 840 MW på Tjeldbergodden og 430 MW på Fræna.

Analysene viser at nytt nettforsterkningstiltak mot Sogn/Nord-Norge ikke blir samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom et ca 800 MW gasskraftverk med nødvendige netttiltak er etablert før en eventuell ny linje kan settes i drift. Av de studert 800 MW alternativene gir Tjeldbergodden langt høyere nettmessige gevinster enn Skogn. 800 MW på Fræna ville gitt de høyeste nettmessige gevinstene, og fremstår som det beste lokaliseringsalternativet for et slikt gasskraftverk. Statnett kan på denne bakgrunn ikke se noen synergier i kraftsystemet av gassrør, dersom det tas hensyn til at gasskraftverk kan realiseres på Tjeldbergodden/Alternativt 800 MW på Fræna.

Fræna-verket er planlagt med en installert kapasitet på ca 430 MW. Selv om også gasskraftverk på Fræna vil løse utfordringene i Midt-Norge i 2010, er dette mindre robust overfor tørrår og ytterligere økning i el-forbruket pga. halv installert effekt i forhold til Tjeldbergodden og Skogn. Et slik anlegg vil bety en *utsettelse* av Ørskog-Sogn til ca 2020.

Gasskraftverk gir også markedsgevinster i form av prisvirkninger i kraftsystemet. Her gir 800 MW-alternativene betydelig høyere gevinster enn Fræna-verket (ca 430 MW). Markedsgevinstene er beregnet på stadium 2010, er følsomme overfor endringer i forutsetninger, og vil ikke være konstante over tid.

Som følge av den kritiske utviklingen i Midt-Norge, er det av stor verdi å etablere et permanent tiltak så raskt som mulig. Det er teknisk mulig å realisere etablering av gasskraftverk tidligere enn etablering av ny kraftlinje inn til Midt-Norge, hensyntatt normal myndighetsbehandling av kraftlinjeprosjekter. Statnett planlegger og vil gjennomføre midlertidige tiltak ved behov i perioden til ny nettforsterkning eller gasskraftverk er etablert.

Den beste løsningen for Midt-Norge sett i forhold til utviklingen i kraftsituasjonen er etablering av ett gasskraftverk på ca 800 MW lokalisert på Fræna eller Tjeldbergodden. Dette gir størst gevinst for kraftsystemet, størst gevinst i form av potensielt reduserte nettinvesteringskostnader og synes å kunne være realisert raskere enn Ørskog – Sogn.

Selv om det kan beregnes både besparelser i nettinvesteringer og nettapskostnad ved etablering av gasskraftverk i Midt-Norge, fortsetter Statnetts aktivitet med tanke på å realisere riktig nettforsterkning med full tyngde. Selv om ny produksjon, herunder gasskraftverk er ønskelig ut fra positive konsekvenser både i sentralnettet og kraftsystemet som helhet, er de analyserte prosjektene i denne studien såpass usikre at Statnett ikke kan basere seg på at det faktisk blir etablert gasskraftverk i Midt-Norge.

INNHALDSFORTEGNELSE

1	INNLEDNING	4
2	KRAFTSITUASJONEN I MIDT-NORGE	5
3	AKTUELLE INVESTERINGSTILTAK I SENTRALNETTET	7
4	INNPLASSERING AV GASSKRAFT I MIDT-NORGE	8
5	UNNGÅTTE NETTINVESTETERINGER OG KONSEKVENSER FOR NETTAP VED GASSKRAFT I MIDT-NORGE.....	11
5.1	UNNGÅTTE NETTINVESTETERINGER	11
5.2	NETTAP	13
5.3	OPPSUMMERING AV NETTMESSIGE VIRKNINGER.....	14
6	ØVRIGE NYTTEEFFEKTER AV GASSKRAFT I MIDT-NORGE.....	15
7	TIDSPUNKT FOR IDRIFTSETTELSE.....	16
8	OPPSUMMERING	18
	VEDLEGG: METODE OG FORUTSETNINGER FOR SAMFUNNSØKONOMISK ANALYSE.....	19

1 INNLEDNING

Denne rapporten gir en beskrivelse av konsekvensen for kraftsystemet ved innplassering av et gasskraftverk på henholdsvis Skogn, Tjeldbergodden eller Hustad/Fræna.

Sammenstillingen er utført som følge av henvendelse fra OED/Gassco. Gassco ble i brev av 29. april 2005 fra Olje- og energidepartementet tildelt oppdraget med å gå inn i konkrete drøftinger med industrien i Grenland og Trøndelag med sikte på å realisere rørløsninger for transport av gass.

Gassco fikk videre i oppdrag å undersøke grunnlaget for å utarbeide forretningsplaner for etablering av gassrør til henholdsvis Grenland og Skogn/Trondheim. Departementet ba om at prosessen og resultatene av de konkrete drøftingene ble forelagt OED i form av en skriftlig rapport innen 1. januar 2006.

I brevet fra OED til Gassco ble Statnetts rolle som sentralnettsoperatør med ansvaret for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling for kraftsystemet trukket frem. Departementet mente det på denne bakgrunn var naturlig at Statnett foretar vurderinger av eventuelle gevinster for sentralnettet ved etablering av gassrør. På dette grunnlaget har Statnett vurdert konsekvensene for kraftsystemet ved innplassering av ett gasskraftverk i Midt-Norge. De lokaliseringene som er studert er Skogn, Tjeldbergodden og Fræna.

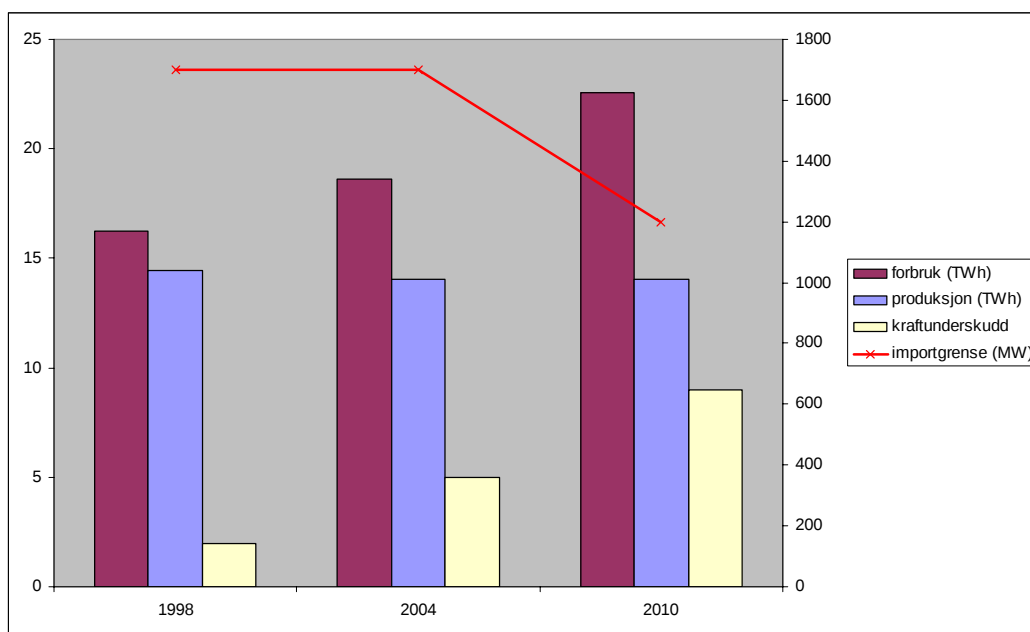
Statnett har de siste par årene vurdert og gjennomført et bredt spekter av tiltak i forhold til utviklingen i kraftsituasjonen i Midt-Norge. De analyser og vurderinger som presenteres i denne rapporten er derfor godt bearbeidet og forankret.

Vil vil innledningsvis peke på at selv om det er klare sammenhenger mellom ett gasskraftverk og behov for nye nettførsterkningstiltak, kan dette bildet bli noe forandret over tid, blant annet som følge av vesentlig nye realiteter knyttet til utvikling i kraftproduksjon og –forbruk.

2 KRAFTSITUASJONEN I MIDT-NORGE

Kraftsituasjonen i Midt-Norge (Møre og Romsdal samt Sør- og Nord-Trøndelag) er preget av en tiltakende svekkelse av kraftbalansen, primært som følge av omfattende økning i industriforbruket. Forbruksøkning på Hydro Aluminium, Ormen Lange og Hustadmarmor på stadium 2010 tilsvarer alene mer enn årsforbruket i Trondheim by eller om lag 25 % av kraftforbruket i disse tre fylkene.

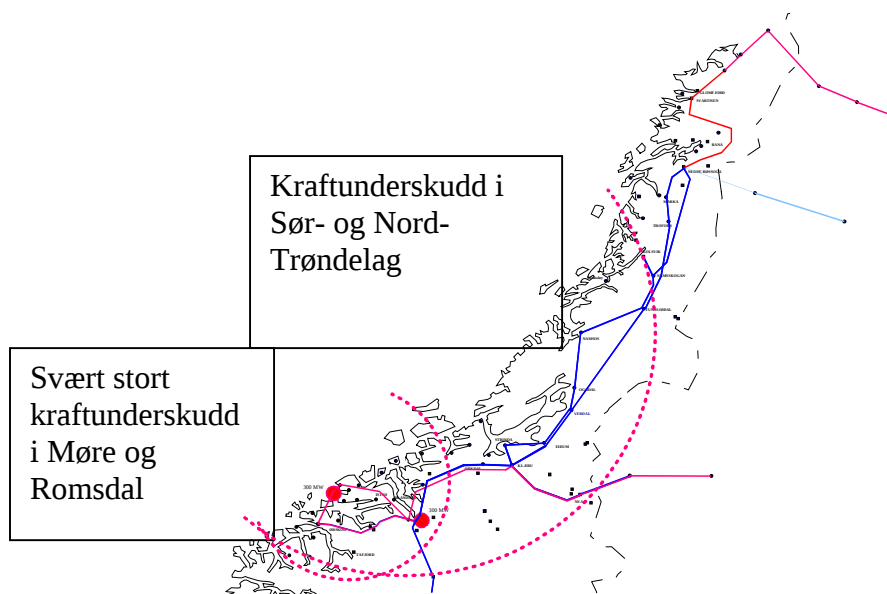
Figur 1 illustrerer utviklingen av produksjon og forbruk før, under og etter full økning i industriforbruket. For årene 1998 og 2004 er det benyttet målte verdier, mens forbruket i 2010 inkluderer full industriopptrapping. Produksjonsverdier for 2010 er satt lik målt produksjon for 2004¹. Den kraftbalansen i stadium 2010 som det er analysert på er presentert i vedlegg. Maksimalt registrert kraftunderskudd hittil har vært 5,4 TWh i 2003. Som følge av forbruksutviklingen, øker dette underskuddet, jfr. Figur 1. Det er viktig å være klar over at det er liten usikkerhet i hvorvidt økningen i det nevnte industriforbruket vil gi utslag som figuren viser. Disse aktørenes planer må oppfattes som sikre, siden investeringene for gjennomføring av tiltakene i stor grad er i gang. Ytterligere forbruksøkning på noen lenger sikt kan også være aktuelt, for eksempel ved at landanlegget for Ormen Lange utvider virksomheten.



Figur 1 Kraftbalanse i Midt-Norge eksklusive nettap og kjelkraft

Etter hvert som forbrukstyngdepunktet i Midt-Norge forflyttes mot Møre, vil kraftsituasjonen i dette området bli mest sårbar. Dette er illustrert i Figur 2, hvor graden av regionalt kraftunderskudd er antydnet grafisk.

¹ Vannkraft samt vindkraft Smøla (trinn 1) pluss Hitra.



Figur 2 Forflytning av forbrukstyngdepunkt

Analyser av kraftsituasjonen viser at det store underskuddet i området perioder vil gi fare for såkalt spenningskollaps ved en feil i nettet (under N-1 driftsforhold). Spenningskollaps av den type en da risikerer, er uakseptabel fordi konsekvensen potensielt er svært omfattende (utfall av hele Midt-Norge) og dermed ikke kan aksepteres. *Det paradoksale ved spenningskollapsfenomenet er at med økende kraftunderskudd avtar også importkapasiteten² når importbehovet øker.* Overføringsgrensen inn til Midt-Norge må derfor reduseres for å sikre opprettholdelse av en akseptabel driftssituasjon.

Statnetts analyser tilsier at importkapasiteten vil reduseres fra ca 1700 MW i dag til om lag 1200 MW i 2010, en reduksjon på nær 30 %. Importbehovet øker i samme periode betydelig. Som nevnt har høyeste registrerte kraftunderskudd hittil vært ca 5,4 TWh. Dette skjedde i 2003, et tørt år. Figur 1 viser at det beregnede kraftunderskuddet i 2010 gitt målt produksjon i 2004 (ca 1 TWh over normalår) og hensyntatt økning i industriforbruket vil være ca 8,5 TWh.

Betydelig redusert importkapasitet samtidig som kraftunderskuddet øker, utgjør til sammen hovedutfordringen i Midt-Norge. Denne situasjonen introduserer alvorlige risiki som økt sårbarhet ved feil og betydelig større risiko for effekt- og energiknapphet.

Utviklingen medfører at Statnett har sterkt fokus på vurdering og implementering av ulike typer tiltak. Det er allerede investert i forsterkningstiltak internt i området. Det er imidlertid klart at det må foretas omfattende investeringer fra Midt-Norge til en tilgrensende region dersom kraftunderskuddet i Midt-Norge ikke raskt blir vesentlig bedret gjennom betydelig mengde økt produksjon. Det er også klart at Statnett må forberede tiltak i forhold til utfordringer av mer midlertidig karakter.

I det følgende presenteres aktuelle investeringstiltak og andre virkemidler fra Statnetts side. Tiltakene blir drøftet i forhold til innplassering av gasskraftverk lokalisert på henholdsvis Skogn, Tjeldbergodden eller Fræna. Det gis også en beskrivelse av øvrige

² Importkapasitet brukes konsekvent i denne rapporten som betegnelse på overføringskapasitet inn til Midt-Norge.

samfunnsøkonomiske nyttevirksomheter i kraftsystemet. Dette for å gi et samlet bilde av effektene av gasskraftverk for kraftsystemet i Midt-Norge.

3 AKTUELLE INVESTERINGSTILTAK I SENTRALNETTET

Som følge av at kraftunderskuddet i Midt-Norge nå er inne i en kritisk utvikling, har Statnett analysert og lønnsomhetsberegnet ulike nettinvesteringstiltak for å styrke importkapasiteten. Det har vist seg at det kreves en omfattende nettinvestering for at forsyningssikkerheten skal kunne ivaretas på en tilstrekkelig god måte, men flere alternative løsninger kan være samfunnsøkonomisk lønnsomme. De hovedalternativene som er vurdert er vist i Figur 3. Dette er en skjematisk fremstilling og må ikke betraktes som illustrasjon av aktuelle linjetraséer.

De viste alternativene kommer i tillegg til ny norsk-svensk forbindelse mellom Nea i Norge og Järpstrømmen i Sverige som forutsettes idriftsatt fra 2009. Denne forbindelsen omtales ikke nærmere i rapporten, men ligger til grunn i beregning av importkapasitet for 2010, jfr. kapittel 2.



Figur 3 Vurderte nettinvesteringer mot Midt-Norge

Tabell 1 gir informasjon om de alternative nettførsterkningene. Det fremgår at ingen av disse kan ventes idriftsatt før tidligst i 2012. Det er en tidkrevende prosess å gjennomføre nettinvesteringer. En omfattende prosess mot myndigheter og berørte interesser (forhåndsmeldings- og konsesjonsfasen) må gjennomføres før en kan gjennomføre bygging.

Investeringsalternativ	Importkapasitet	Forventet kostnad, Mill. 2005 kr	Antall km (ca)	Idriftsettelsestidspunkt (ca) utfra normal fremdrift
Ørskog- Sogn ³	Ca 1900 MW	Ca 1100	240	2012
Viklandet - Frogner	Ca 1750 MW	Ca 1550	290	2013
Viklandet - Rana ⁴	Ca 1700 MW	Ca 2250	582	2014

Tabell 1: aktuelle nettforsterkningsalternativ som følge av utviklingen i kraftsituasjonen.

Ingen av disse prosjektene er forhåndsmeldt, men Statnett vil forhåndsmelde en eller flere av disse alternativene tidlig i 2006.

Samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegninger viser at Ørskog-Sogn er det klart mest lønnsomme alternativet når Statnetts basisscenario for utvikling av kraftproduksjon og forbruk i Norge legges til grunn. I rapporten er det derfor lagt mest vekt på å synliggjøre effekten av gasskraftverk sett i forhold til denne nettinvesteringen.

Det gjøres også lønnsomhetsberegninger av nettforsterkningstiltak med andre forutsetninger knyttet til mulig ny produksjon. I dette scenariet forutsettes bl.a. en betydelig mengde ny vindkraft lokalisert i Midt- og Nord-Norge. Gitt en slik utvikling kan det ikke utelukkes at en forsterkning nordover er mest lønnsom. Vurdering av gasskraftverk sett i forhold til den nordlige nettforsterkningen Viklandet – Rana er derfor også fremvist.

4 INNPLASSERING AV GASSKRAFT I MIDT-NORGE

De to gasskraftprosjektene i Midt-Norge som er mest utviklet er Industrikraft Midt-Norge (IMN) sitt prosjekt på Fiborgtangen (Skogn) og Statoils prosjekt på Tjeldbergodden (TBO). IMN er ett av tre gasskraftverk i Norge som har fått konsesjon. For Tjeldbergodden er status at dette ble konsesjonssøkt sommeren 2004. Konsesjonsvedtak fra NVE, samt innstilling fra SFT er ventet i løpet av 2005.

Et tredje gasskraftalternativ er også under utvikling (Industrikraft Møre). Dette er planlagt lokalisert i tilknytning til Hustadmarmor et par kilometer fra Fræna transformatorstasjon. Kraftverket er planlagt med om lag halv kapasitet i forhold til Tjeldbergodden/Skogn. Forhåndsmelding fremmes ventelig rundt årsskiftet 2005/2006. Prosjektet oppgir at en optimistisk vurdering av idriftsettelsestidspunkt er i løpet av 2010.

Tabell 2 viser hvilke forutsetninger knyttet til de tre gasskraftprosjektene som er lagt til grunn for Statnetts systemberegninger. Forutsetningene er i tråd med hva investorene selv opererer med⁵.

³ Flere alternativer aktuelle. Data oppgitt for rimeligste alternativ.

⁴ Indre trase

⁵ Eksisterende konsesjoner for IMN krever idriftsettelse innen 01.01.09. IMN har nylig søkt forlengelse av utslippskonsesjonen.

Gasskraftverk lokalisering	Installert effekt (MW)	Årsproduksjon (TWh)	Brukstid (t/år)	Idriftsatt
Skogn	800	6,4	8060	2010
TBO	840 ⁶	6,9	8230	2009
Fræna	430	3,5	8230	2010

Tabell 2: Studerte gasskraftverk.

Statnett har nylig ferdigstilt elektrotekniske analyser i modellverktøyet PSS/E for å fastslå hvilke kombinasjoner av nettforsterkninger for hvert av disse gasskraftverkene som gir tilsvarende eller bedre forsyningssikkerhet som den beste nettforsterkningsløsningen Ørskog–Sogn (se kapittel 3). Disse konkluderer med følgende:

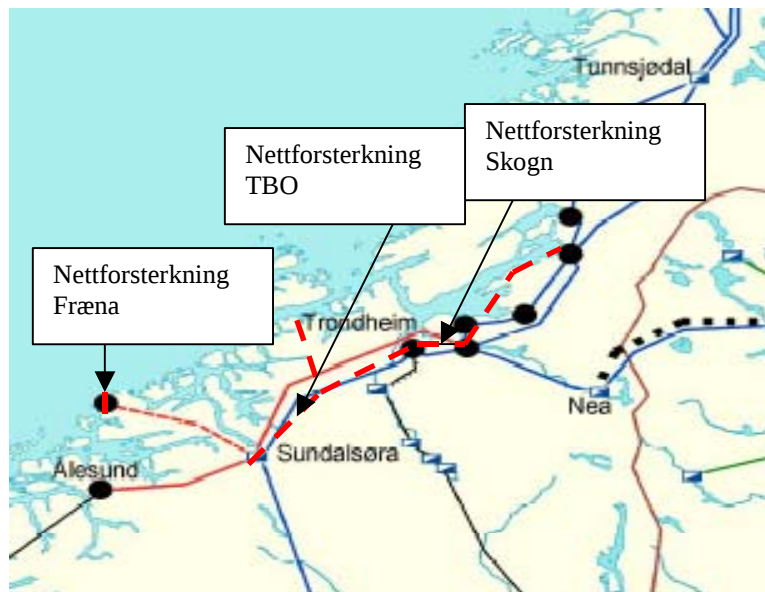
- **Gasskraftverk Skogn** forutsetter følgende nettforsterkninger:
 - o Ny 420 kV ledning Verdal – Fiborgtangen – Klæbu
 - o Oppgradering av eksisterende 300 kV ledning Klæbu – Orkdal – Aura til 420 kV Klæbu – Orkdal - Viklandet.
- **Gasskraftverk Tjeldbergodden** forutsetter følgende nettforsterkninger:
 - o Ny 420 kV ledning Tjeldbergodden – Trollheim, Autotrafo i Trollheim⁷
 - o Oppgradering av eksisterende 300 kV ledning Orkdal - Aura til 420 kV på strekningen Trollheim – Viklandet.
- **Gasskraftverk Fræna** forutsetter følgende nettforsterkninger⁸:
 - o Ny 420 kV ledning Hustad – Fræna samt stasjonskostnader Hustad og Fræna

Det presiseres at systemanalysene er gjort forutsatt *ett* gasskraftverk lokalisert henholdsvis i Skogn, på Tjeldbergodden eller på Fræna. For de to førstnevnte gasskraftalternativene viser analysene at sentralnettet fra hvert av gasskraftverkene og frem til Viklandet (Sunndalsøra) må forsterkes. Dette er illustrert skjematisk i Figur 4. På strekningen Klæbu-Trollheim-Viklandet er det forutsatt spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV-linje. Gasskraftverk på Fræna krever til sammenligning begrensede nettforsterkninger da dette lokaliseres gunstig i forhold til forbruksøkningen.

⁶ Netto matet inn på nettet

⁷ Konesjonssøkt. Konesjonsvedtak fra NVE ventes i november 2005.

⁸ Våre forutsetninger i analysen. Når Fræna-verket forhåndsmeldes, vil det gå frem hvilken nettløsning initiativtakerne legger opp til.



Figur 4 Nettfosterkningsløsning for gasskraftverk på Skogn, Tjeldbergodden eller Fræna

Tabell 3 oppsummerer hovedfakta når det gjelder nettfosterkningsalternativer for de studerte gasskraftverkene. Tabellen illustrerer at det er betydelige forskjeller i behov for nettfosterkninger for de studerte gasskraftverkene. Omfanget av nettfosterkninger som gir N-1 driftsforhold øker med avstand til Møre-området. Antatt idriftsettelsestidspunkt som er oppgitt i tabellen er Statnetts vurdering av når nettfosterkningsløsning og gasskraftverk vil kunne idriftsettes. For Skogn-alternativet antas det omfattende behovet for nettfosterkninger å være en tidskritisk faktor⁹. For Fræna-alternativet er behovet for nettfosterkning lite. Her er det utviklings- og realiseringstid for selve gasskraftverket som er begrensende. Både Skogn og Tjeldbergodden gir 5-600 MW høyere importkapasitet enn beste nettalternativ når gasskraftverkets installerte kapasitet inkluderes. Fræna –alternativet har om lag halvparten av installert kapasitet i forhold til de andre to gasskraftalternativene og gir også lavest netto importkapasitet.

Gasskraftverk	Nettløsning	Estimert investeringskostnad 2005-kr	Antatt idriftsettelsestidspunkt (nettfosterkning og gasskraftverk)	Importkapasitet inklusive inninstallert effekt gasskraft	Importkapasitet Beste nettalternativ
Skogn 800 MW	Fiborgtangen – Verdal - Klæbu – Trollheim – Viklandet	1030	01.07.10	Ca 2400 - 2500 MW	1900 MW
TBO 840 MW	Tjeldbergodden – Trollheim – Viklandet (Sundalsøra)	550	01.07.09	Ca 2400 - 2500 MW	1900 MW
Fræna 430 MW	Hustad – Fræna Transformatorstasjon Hustad	100	01.07 2010 ¹⁰	Ca 1700 MW	1900 MW

Tabell 3: Nettfosterkningsløsninger for gasskraftverk.

⁹ Skulle Skogn-verket ønskes idriftsatt tidligere, er det i første omgang aktuelt med en enklere forsterkningsløsning.

¹⁰ Oppgitt av prosjektet som mest optimistiske idriftsettelsestidspunkt.

5 UNNGÅTTE NETTINVESTETERINGER OG KONSEKVENSER FOR NETTAP VED GASSKRAFT I MIDT-NORGE

Hovedbudskapet så langt i denne fremstillingen har vært at kraftsituasjonen i Midt Norge utvikler seg slik at kraftunderskuddet er inne i en kritisk utvikling. Industriforbruket er trappet op for fullt opp i perioden 2008-2010.

Statnett har gjennomført samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegninger for alternative nettførsterkninger inn mot Midt-Norge, jfr. omtalte nettførsterkningsalternativene i kapittel 3. Alle forsterkningstiltakene gir tilfredsstillende forsyningssikkerhet dersom det ikke etableres betydelig mengde ny produksjon i området (f.eks. 800 MW gasskraftverk). En forsterkning fra Ørskog (Ålesund) til Sogn utpeker seg som det klart mest lønnsomme alternativet.

Statnett har også gjennomført lønnsomhetsberegninger for de samme nettførsterkningsalternativene gitt etablering av et ca. 800 MW gasskraftverk i Midt-Norge. Disse analysene viser at ingen av forsterkningsløsningene blir samfunnsøkonomisk lønnsomme gitt at et slikt gasskraftverk er i drift før nettførsterkningen. Dersom gasskraftverket settes i drift få år etter at ledningen er kommet i drift, vil en nettførsterkning fra Ørskog til Sogn imidlertid fortsatt være lønnsom.

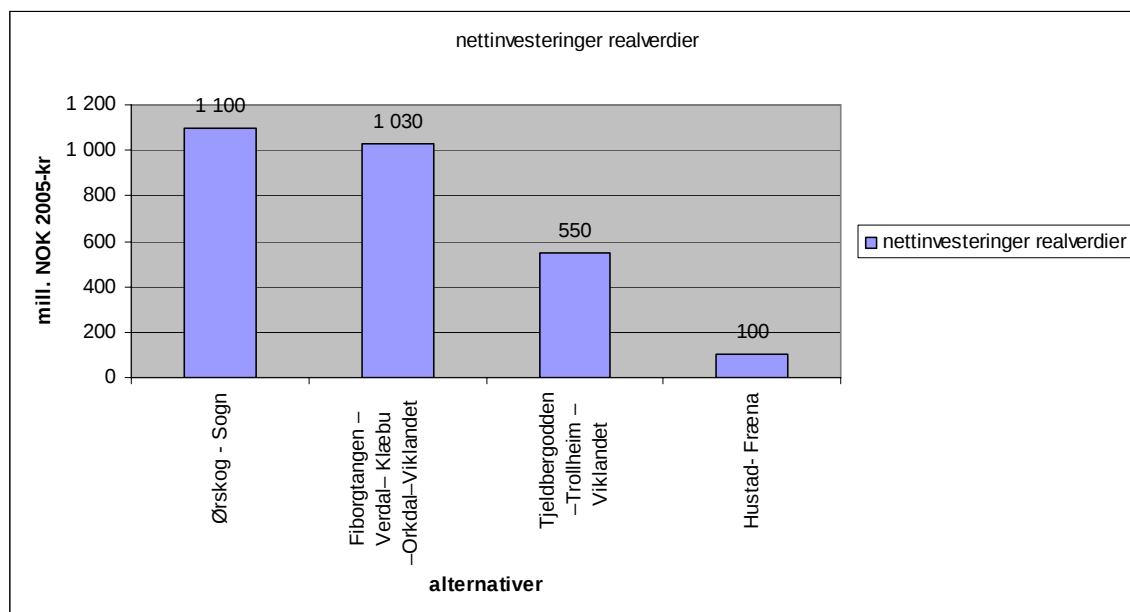
Det er foreløpig ikke gjort tilsvarende lønnsomhetsberegning gitt et gasskraftverk på ca. 400 MW, men utfra sammenligning av analyser kan det konkluderes med at også et slikt gasskraftverk vil *utsette* behovet for alternativ nettførsterkning. Et gasskraftverk på ca. 400 MW vil løse utfordringene på kort sikt, men vil gi lavere marginer, dvs. at tørrår og/eller forbruksøkning kan gi en tilsvarende underskuddssituasjon på et senere tidspunkt.

Ny kraftproduksjon i forhold til en nettførsterkning inn til området vil i tillegg bidra til en bedret kraftbalanse samlet sett for Norge. En ny nettførsterkning alene vil løse utfordringene i Midt-Norge gjennom tilførsel av energi til området. Men i en situasjon med et økende kraftunderskudd i Norge vil en slik løsning på sikt kunne skape nye utfordringer i andre områder som igjen må løses med nye nettførsterkninger.

5.1 Unngåtte nettinvesteringer

Dersom det etableres et gasskraftverk oppnås en nettmessig gevinst ved at en ny nettførsterkning inn mot Midt-Norge kan unngås/utsettes. Etablering av gasskraftverk på henholdsvis Skogn, Tjeldbergodden og Fræna krever imidlertid nettførsterkningstiltak internt i Midt-Norge, jf. kapittel 4.

Figur 5 viser nettinvesteringskostnader (realverdier) ved etablering av gasskraftverk på Tjeldbergodden, Skogn og Fræna, og for nettførsterkningen Ørskog-Sogn. Eventuelle forskjeller i miljøkostnader mellom alternativene er ikke kvantifisert. Forsterkningsløsningene for gasskraftverkene består både av spenningsoppgradering av eksisterende linjer og nybygging, mens forsterkningsløsningen Ørskog – Sogn i sin helhet består av nybygging.



Figur 5 Sammenligning nettin investeringskostnader i sentralnettet ved gasskraftverk i forhold til beste nettførsterkningsalternativ. Mill. 2005-kr.

Et gasskraftverk på Tjeldbergodden eller i Fræna innebærer betydelige lavere spesifikke investeringskostnader både sammenlignet med Skogn-alternativet og en ny nettførsterkning Ørskog-Sogn. Tjeldbergodden-alternativet innebærer en reduksjon i nettin investeringskostnader på ca 550 mill. kr, mens tilsvarende beregning for Skogn gir en reduksjon på ca 70 mill. kr.

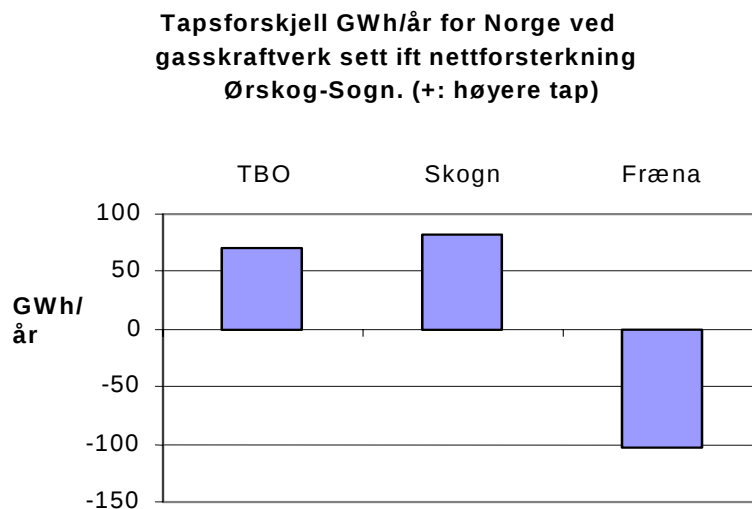
Lokalisering av ett ca 800 MW gasskraftverk på Fræna vil medføre en reduksjon i nettin investeringskostnader på ca 1 mrd i forhold til Ørskog-Sogn. Et ca 430 MW kraftverk vil *utsette* behovet for Ørskog-Sogn, men det er ikke en robust konklusjon å hevde at et slikt gasskraftverk vil gi som resultat at denne nettførsterkningen blir overflødig i en analysehorisont på 25 år.

Kostnadene ved å bygge gassrør (Trønderpipe 1,2 mrd. kr) inn til Skogn er ikke tatt med i denne sammenlikningen. Hensyntas dette, slik at nødvendig energiinfrastruktur betraktes samlet, øker forskjellene i forhold til 800 MW gasskraftverk på henholdsvis Fræna og Tjeldbergodden betraktelig.

Investeringskostnadene for en nordlig nettførsterkning Viklandet (Møre) – Rana er anslått ca 1,15 mrd. høyere enn Ørskog – Sogn. Nettmessige gevinster i form av reduserte investeringskostnader ved gasskraftverk vil derfor være langt høyere i en slik sammenligning. Det er imidlertid ingenting pr. i dag som tilsier at denne er mer aktuell enn Ørskog – Sogn. Viklandet – Rana omtales ikke nærmere i denne rapporten.

5.2 Nettap

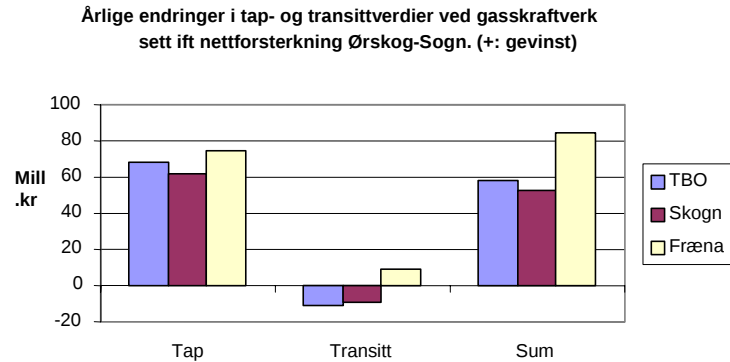
De gjennomførte modellberegningene indikerer en svak økning i tapsvolum ved etablering av ca 800 MW gasskraftverk sammenliknet med nettforsterkningen Ørskog – Sogn. Årsaken er at ved etablering av et gasskraftverk på denne størrelsen, skifter Midt-Norge fra å være et kraftig underskuddsområde til å komme omtrent i balanse. For Fræna indikeres en reduksjon i nettap som følge av at Midt-Norge fremdeles er i underskudd, men importbehovet er redusert. Figur 6 viser beregnet forskjell i nettap for gasskraftalternativene sammenliknet med Ørskog-Sogn (stadium 2010).



Figur 6 Forskjell i nettapsvolum Norge ved gasskraftverk sammenliknet med Ørskog – Sogn (stadium 2010).

Ved å ta hensyn til prisvirkningene i Midt-Norge, er likevel den samfunnsøkonomiske totaleffekten en reduksjon i nettapskostnad ved samtlige gasskraftalternativer (beregningene viser altså at prisvirkningen er større enn volumvirkningene ved et ca 800 MW gasskraftverk)¹¹.

¹¹ Merk at i de samfunnsøkonomiske beregningene forutsettes Norge delt inn i 12 delområder/prisområder, hvor Midt-Norge da er et eget prisområde. På grunn av den forventede anstrengte situasjonen i Midt-Norge vil prisvirkningene bli betydelige, noe som også slår ut på tapskostnadene. Forventet endringer av årlig nettapskostnad samt transittkostnader for Norge er fremstilt grafisk under



Figur 7 Reduksjon nettapskostnad og transittkostnader ved gasskraftverk, vurdert ift Ørskog-Sogn

I forhold til nettforsterkningsalternativet er det beregnet en årlig reduksjon i nettapskostnad på 60-80 mill. kr for samtlige gasskraftverk. Reduksjonen i forhold til nettforsterkningsalternativet er størst for Fræna med årlig gevinst på 75 mill. kr, og minst for Skogn med 62 mill. kr. Tjeldbergodden gir 68 mill.kr lavere årlige tapskostnader enn Ørskog-Sogn.

Transittkostnadene dreier seg om kompensasjon for transport av kraft gjennom andre lands nett. Denne ordningen er innført på europeisk nivå. Oppgjørsordningen vil bli revurdert og kostnadene pr. transittert MWh antas å bli endret over tid. Det er beregnet en årlig økning på ca 10 mill.kr for et 800 MW gasskraftverk sammenliknet med nettforsterkningsalternativet. For et gasskraftverk på 400 MW i Fræna er det beregnet en tilsvarende reduksjon i transittkostnader.

5.3 Oppsummering av nettmessige virkninger

Alle gasskraftalternativene gir nettmessige gevinster sett i forhold til nettforsterkningen Ørskog-Sogn. For alternativene Skogn og Tjeldbergodden (800 MW) er det små forskjeller i nettap og transitt, forskjell i nettinvesteringer er dominerende. Fræna (430 MW) gir høyere taps- og transittgevinster i forhold til Skogn/Tjeldbergodden, men ikke samme gevinst i forhold til nettinvesteringen Ørskog-Sogn. Et 800 MW gasskraftverk på Fræna ville trolig gitt tilsvarende nettaps- og transittgevinster som Skogn/Tjeldbergodden, men størst gevinst i form av redusert behov for nettinvesteringer medfører at et slikt alternativ ville vært det gunstigste. Skogn er det alternativet som gir minst årlige nettmessige gevinster, hvor betydelig høyere investeringskostnader enn øvrige alternativer en viktig årsak til dette.

Det er viktig å merke seg at ved å vurdere de årlige verdiene ovenfor, tas ikke hensyn til forskjeller i tidspunkt for idriftsettelse. Gitt den underskuddssituasjon Midt-Norge vil komme i frem mot 2010 er nettopp idriftsettelsestidspunktet av stor betydning, og tidligere idriftsettelse vil medføre store gevinster. En nettforsterkning Ørskog-Sogn antas å kunne være i drift i 2012. Gasskraftverk som kan være i drift tidligere vil gi betydelige gevinster. For å belyse også dette forholdet vises nåverdier for Tjeldbergodden og Skogn sett i forhold til nettforsterkningen Ørskog-Sogn med idriftsettelse medio 2012, med forutsetninger om ulike idriftsettelsestidspunkt:

	Idriftsettelsestidspunkt forutsatt	Nåverdi nettmessig gevinst, pr 2006
Skogn, 800 MW	Medio 2010	600 mill.kr
Tjeldbergodden, 840 MW	Primo 2009	1050 mill.kr

Analysen viser at med et gasskraftverk i størrelsesorden 800 MW i drift vil det sannsynligvis ikke være aktuelt med nye nettførsterkninger for å sikre forsyningen til Midt-Norge verken for stadium 2010 eller 2020. Nåverdiene for Skogn og Tjeldbergodden forutsetter derfor at det ikke gjøres ytterligere nettførsterkninger i analyseperioden på 25 år, ut over tilknytning av gasskraftverkene beskrevet i kapittel 4. Av tabellen over fremkommer at gasskraftverk på Skogn med de gitte forutsetningene gir en nettmessig gevinst på 600 mill.kr sett ift alternativet Ørskog-Sogn. Gassrør er da ikke inkludert i beregningene. Gasskraftverk på Tjeldbergodden gir en tilsvarende gevinst på i overkant av 1 mrd.kr.

Når det gjelder alternativet med 430 MW gasskraft på Fræna kan dette ikke sammenstilles med de øvrige på samme måte. Analysene basert på stadium 2010 tilsier at et 430 MW gasskraftverk på Fræna vil være tilstrekkelig og en god løsning for å forsyne området i 2010. Det er ikke gjennomført konkrete analyser for dette gasskraftverket på stadium 2020, men ut fra andre analyser av 800 MW gasskraftverk i området synes det klart at kun et gasskraftverk på 430 MW ikke vil være en robust og tilfredsstillende løsning for stadium 2020. Ved alternativet med gasskraftverket på Fræna vil det derfor sannsynligvis være behov for en nettførsterkning i tillegg innen 2020. Dvs. at vi her ikke snakker om en spart nettinvestering, men om en utsettelse i noen år.

6 ØVRIGE NYTTEEFFEKTER AV GASSKRAFT I MIDT-NORGE

I tillegg til de nettmessige gevinstene beskrevet i kapittel 6 er det andre store samfunnsøkonomiske nyttevirksomheter i kraftsystemet ved lokalisering av gasskraftverk i Midt-Norge eller ved en ny nettførsterkning inn til området.

- Ved nettførsterkninger gjelder dette gevinster ved reduserte flaskehalser med påfølgende mindre prisforskjeller mellom delområder¹¹ og også en bedret forsyningssikkerhet. For Midt-Norge vil en ny nettførsterkning Ørskog-Sogn bidra til å opprettholde forsyningen i Midt-Norge, og til betydelig lavere priser i området¹¹
- Ved ny produksjon dreier dette seg om markedsvirkninger i form av pris- og volumendringer i kraftsystemet. I dette tilfellet vil alle gasskraft-alternativene sørge for å opprettholde forsyningen i Midt-Norge, samt gi lavere priser i dette området og dermed mindre prisforskjeller til øvrige områder. Ny kraftproduksjon vil i tillegg bidra til en bedret nasjonal kraftbalanse og gjennomsnittlig noe reduserte kraftpriser generelt sett i kraftsystemet.

Slike markedsgevinster fremkommer i analysene som endringer i såkalt produsentoverskudd og konsumentoverskudd, justert for endringer i systemansvarliges kapasitetsinntekter. Disse markedsverdiene tilfaller i dette tilfellet forbrukerne, samt produsentene av den nye produksjonen. Sistnevnte er her holdt utenfor sammen med kostnadene for ny produksjon. Gevinstene er dominerende i Midt-Norge.

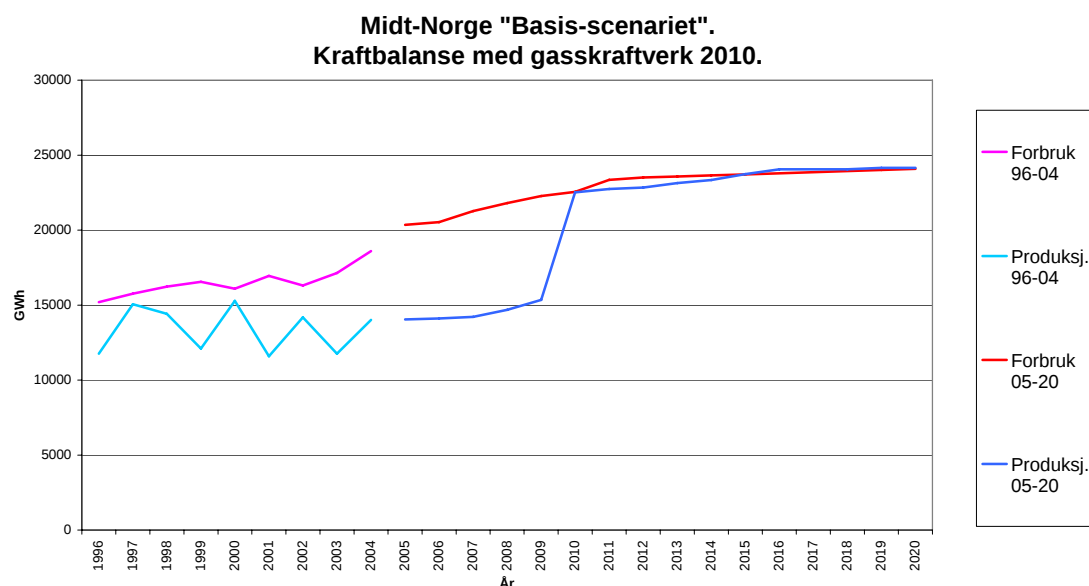
Både gasskraftverk på Skogn eller Tjeldbergodden gir i størrelsesorden 200 mill.kr større årlige markedsgevinster enn en nettførsterkning Ørskog-Sogn. Tjeldbergodden fremkommer

også her som noe gunstigere enn Skogn (+15 mill.kr årlig). Fræna gir på grunn av betydelig mindre omfang ny produksjon mindre gevinster, som er ca 20 mill.kr høyere årlige gevinster enn Ørskog-Sogn.

Beregner vi nåverdier pr 2006 for markedsverdiene, med tilsvarende forutsetninger som for de nettmessige virkningene, jfr kapittel 7, gir et gasskraftverk på Skogn en mergevinst ift Ørskog-Sogn på 3,4 mrd.kr, mens Tjeldbergodden gir 4,6 mrd.kr. De høye verdiene sett i forhold til sammenligningsgrunnlaget Ørskog-Sogn, tydeliggjør betydningen av å få på plass ny produksjon i Midt-Norge så raskt som mulig.

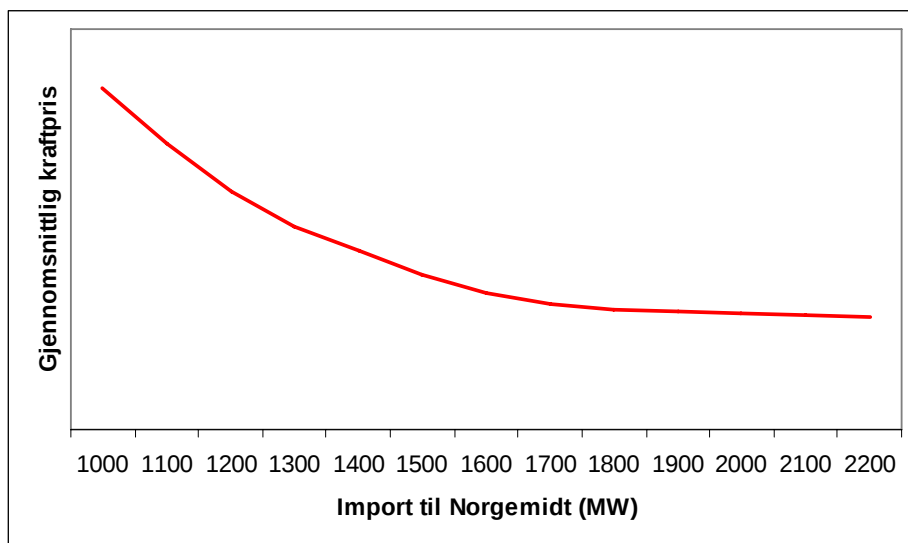
7 TIDSPUNKT FOR IDRIFTSETTELSE

Figuren under viser at kraftsituasjonen i Midt-Norge blir tilfredsstillende ved etablering av gasskraftverk og tilhørende nettforsterkning. Den alvorlige situasjonen som følge av økende kraftunderskudd kan dermed unngås eller løses raskere ved etablering av gasskraftverk enn ved etablering av ny nettforsterkning. *Skogn- og Tjeldbergodden- alternativene er såpass utviklet at de rent praktisk kan realiseres raskere enn nettforsterkningen Ørskog – Sogn.*



Figur 8 Illustrasjon kraftbalanse Midt-Norge med ca 800 MW gasskraftverk i 2010

Det er tidligere i denne rapporten beskrevet at et gasskraftverk realistisk sett kan være i idrift i 2009/10, mens det pr. i dag er vurdert at beste nettforsterkningsalternativ Ørskog – Sogn først



Figur 9 Skisse - kraftpris i Midt-Norge som funksjon av importgrense (stadium 2010)

kan være idriftsatt medio 2012. Figur 9 illustrerer skjematisk sammenhengen mellom importkapasitet og kraftpris for Midt-Norge, slik dette fremkommer i modellberegninger hvor Norge er inndelt i 12 områder. Figuren gir dermed en indikasjon på hvilken betydning økt importkapasitet og/eller ny produksjon har for kraftsystemet regionalt. I tillegg indikerer den betydningen av tidsdimensjonen, dvs. betydningen av å etablere et permanent tiltak så raskt som mulig.

Selv om Statnett kommer til å gjennomføre midlertidige tiltak i perioden mellom kraftsituasjonen blir spesielt krevende og nettforsterkning eller gasskraftverk er etablert, vil slike midlertidige tiltak potensielt ha høye samfunnsøkonomiske kostnader. De tiltakene som er aktuelle er:

- Redusert sikkerhetsnivå i nettdriften som følge av systemdrift med høyere importgrenser. Dette innebærer større risiko for avbrudd.
- Etablering av eget prisområde for på denne måten å stimulere til reduksjon av forbruk og økt produksjon.
- Etablering og drift av midlertidig energiproduksjon.
- Tiltak som innebærer frivillig reduksjon i kraftforbruket.
- Kombinasjoner av tiltakene over.

Det er Statnetts klare vurdering at den beste samfunnsøkonomiske løsningen for kraftsystemet i Midt-Norge er etablering av gasskraftverk. Etablering av gasskraftverk bør skje så raskt som mulig. Utviklingen i kraftsituasjonen innebærer at tidsdimensjonen er avgjørende. Statnetts vurdering pr. i dag er at gasskraftverk kan realiseres raskere enn alternativ nettforsterkning. Ny produksjon i området er også en bedre løsning for Midt-Norge fordi det er utviklingen i kraftunderskuddet som er utfordringen, og dette løses ikke best med ny overføringsforbindelse til et område som (i dag) har overskudd på kraft.

8 OPPSUMMERING

Kraftsituasjonen i Midt-Norge (Møre og Romsdal samt Sør- og Nord Trøndelag) er inne i en kritisk utvikling som følge av sterk opptrapping av industriforbruket i området.

Opptrappingen startet med økning i forbruket hos Hydro Aluminium Sunndalsøra i 2003 og vil være gjennomført når prosessanlegget for Ormen Lange har nådd fullt årsforbruk i perioden 2008-2010. Den forventede økningen til sammen er på ca 6 TWh og representerer en større økning enn årsforbruket i Trondheim by eller om lag 25 % av energiforbruket i disse tre fylkene. Opptrappingen innebærer en forskyvning av forbrukstyngdepunktet mot Møre og Romsdal fylke. Kraftsituasjonen fra dette tidspunkt blir så krevende at det er stor risiko for å komme i en situasjon hvor området ikke kan forsynes.

Statnett har gjennomført og gjennomfører nettforsterkninger i regionen som følge av denne forbruksøkningen. Det planlegges også nettforsterkningstiltak fra Midt-Norge mot Sverige og mot Sogn eller Nord-Norge. I denne rapporten er det vist at nettforsterkningen mot Sogn eller Nord-Norge ikke blir lønnsom dersom et ca 800 MW gasskraftverk er idriftsatt før en slik ny nettforsterkning. Forsterkningsalternativet Ørskog (Ålesund) – Sogn er det mest aktuelle forsterkningsalternativet, og har et kostnadsanslag på ca 1,1 mrd.

Hensyntatt nødvendige interne nettforsterkninger for hvert av gasskraftverkene Skogn og Tjeldbergodden, kan det antydes en netto gevinst i reduserte nettinvesteringskostnader på ca 500 mill. kr ved gasskraftverk på Tjeldbergodden og ca 70 mill. kr ved gasskraftverk på Skogn sammenlignet med den billigste nettforsterkningen Ørskog – Sogn. Nødvendig investering i gassrør for Skogn-alternativet er ikke medtatt i dette regnestykket.

Fræna er en meget gunstig lokalisering av gasskraftverk, men et anlegg med ca 430 MW installert kapasitet vil kun *utsette* behovet for en ny forsterkning Ørskog – Sogn. Selv om også gasskraftverk på Fræna vil løse utfordringene i midt-Norge i 2010, er dette mindre robust overfor tørrår og ytterligere økning i el-forbruket pga. halv installert effekt i forhold til Tjeldbergodden og Skogn.

Det er teknisk mulig å realisere etablering av gasskraftverk tidligere enn etablering av ny kraftlinje inn til Midt-Norge, hensyntatt normal myndighetsbehandling av kraftlinjeprojekter. Som følge av utviklingen i kraftunderskuddet har det stor verdi å etablere et permanent tiltak raskt. Statnett vil derfor gjøre sitt til å korte ned realiseringstiden for Ørskog – Sogn eller alternativ nettforsterkning. Statnett planlegger og vil gjennomføre midlertidige tiltak ved behov i perioden frem til gasskraftverk eller ny kraftledning er i driftsatt. Aktuelle tiltak er redusert sikkerhetsnivå i nettdriften, etablering av eget prisområde, etablering av midlertidig energiproduksjon, frivillig reduksjon i kraftforbruket eller kombinasjon av disse.

Den beste løsningen for Midt-Norge sett i forhold til utviklingen i kraftsituasjonen er etablering av betydelig ny produksjon. Et gasskraftverk på 800 MW i Møre og Romsdal fylke er den samfunnsøkonomisk beste løsningen. Dette gir størst gevinst for kraftsystemet, størst gevinst i form av potensielt reduserte nettinvesteringskostnader og synes rent teknisk å kunne realiseres raskere enn Ørskog – Sogn.

Statnetts aktivitet med tanke på å realisere riktig nettforsterkning må på tross av disse realitetene fortsette med full tyngde. Realisering av gasskraftverk er så usikkert at Statnett ikke kan basere seg på at dette faktisk vil bli etablert.

VEDLEGG: METODE OG FORUTSETNINGER FOR SAMFUNNSØKONOMISK ANALYSE

Analysen søker å belyse samfunnsøkonomi, gjennom kostnader og nytteverdier ved ulike gasskraftverk i Midt-Norge:

- Tjeldbergodden 840 MW
- Skogn 800 MW
- Fræna 430 MW

Gasskraftverkene sammenlignes mot gunstigste nettførsterkningsalternativ inn til Midt-Norge, som forutsettes å være en ny 420 kV-ledning Ørskog-Sogn.

Det er beregnet lønnsomhet som nåverdier pr 2005, hvor årsverdiene for stadium 2010 er lagt til grunn over en 25-års analyseperiode. Dette er en forenkling, som ikke tar hensyn til forbruksveksten etter 2010. Resultatene som bruttoverdier vil derfor være for forsiktige anslått, men dette vil ikke ha avgjørende virkning på forholdet mellom tiltakene.

Tiltakene er vurdert i forhold til et null-alternativ, hvor kun vedtatte investeringer relatert Ormen Lange samt 420 kV Klæbu-Nea-Järpstrømmen er satt i drift. I tillegg er det i alle forsterkningsalternativene forutsatt ca. 2000 MVar shuntkompensering.

Den samfunnsøkonomiske analysen er forenklet, og inkluderer ikke alle kostnadene relatert til gasskraftverkene. De reelle kostnadene ved gasskraftverkene og gassrør er holdt utenfor. Eventuell endring i energiforbruksmønster som følge av gassrør eller verdiskapingspotensiale utover energiproduksjon er ikke vurdert. Overskuddet ved ny gasskraftproduksjon er i analysene eliminert ved at denne verdien er trukket ut (produsert volum * kraftpris). Miljøkostnader knyttet til utslipp eller i forbindelse med nye kraftledninger er ikke hensyntatt i beregningen.

I den samfunnsøkonomiske analysen inngår følgende kostnader og gevinster:

- markedsgevinster ved endringer i produsent- og konsumentoverskudd (PO/KO) justert for systemoperatørs kapasitetsinntekt (KI).
- tapskostnader
- transittkostnader
- nettinvesteringskostnader
- drifts- og vedlikeholdskostnader for nettanlegg

Avbruddskostnader er tatt hensyn til gjennom at importgrensene for alle forsterkningsalternativene er satt ut fra N-1 kriteriet. Avbruddskostnader vil dermed begrense seg til N-2 feil med små sannsynligheter samt eventuelt lokale hendelser. Dette antas å være av mindre betydning.

I analysene inngår ikke eventuelle kostnader (spesialreguleringer/flaskehalskostnader) som kan oppstå i forbindelse med revisjoner.

Analysene baseres på scenarier i "Kraftsystemutredning for sentralnettet 2005 – 2020", med noen mindre tilpasninger. Analysene er basert på resultater fra modellverktøyene PSS/E og SAMLAST med utgangspunkt i last og produksjonsdata for stadium 2010. For nærmere

informasjon om disse modellverktøyene, se ”Kraftsystemutredning for sentralnettet 2005 – 2020”, side 163/164 (kan lastes ned fra www.statnett.no).

Investeringskostnadene ved ulike nettførsterkninger er basert på konkrete studier av ledningslengder, stasjonsløsninger og erfaringstall for ledninger og stasjonskomponenter.

Resultatene som presenteres er for Norge. Analysene viser at både gasskraftverk og nye ledninger vil kunne ha betydelig innvirkning også på det svenske systemet, gjennom ulik flyt i det svenske nettet. Både tapene og transitten gjennom Sverige vil variere mellom alternativene.

De vesentligste beregningsforutsetningene:

Rente samfunnsøkonomi	5 %
Nåverdi pr	01.01.2006
Analyseperiode	25 år fra idriftsettelse
<u>Gasskraftverk vurdert:</u>	
- Tjeldbergodden	840 MW / 6,9 TWh
- Skogn	800 MW / 6,45 TWh
- Fræna	430 MW / 3,54 TWh
- Kårstø er forutsatt i drift i 2010. Likeledes Snøhvit	
Antatte idriftsettelser inkl nødvendig ledningsforsterkning:	
- Tjeldbergodden	01.01.2009
- Skogn	01.07.2010
- Fræna	01.07.2010
Nødvendige nettførsterkningstiltak er tatt hensyn til:	
- Tjeldbergodden: Tjeldbergodden-Trollheim-Viklandet	
- Skogn: Skogn-Verdal-Klæbu-Viklandet	
- Fræna: Tilknytning til ny stasjon Fræna	
<u>Nettførsterkning som alternativ til gasskraftverk:</u>	
Beslutningstidspunkt/byggestart ledning	2009
Idriftsettelse Ørskog-Sogn	01.07.2012
Levetider iht standard. Drift-/vedlikeholdskostnader iht erfaringstall	
<u>Øvrig:</u>	
Vindkraftproduksjon forutsatt i 2010:	
- Nord	400 MW / 1,4 TWh
- Midt: Kolsvik, Fosen, Hitra, Frøya, Smøla, Fræna	646 MW / 1,9 TWh
- Øvrig vest og sør:	40 MW / 0,1 TWh

Del 2. Synergier mellom gass og kraft på Østlandet

Synergier mellom gass og kraft på Østlandet



Sammendrag

Rapporten gir en vurdering av nettmessige gevinster ved å etablere gasskraftverk på Østlandet. Rapporten skal inngå i Gasscos rapport til Olje- og energidepartementet (OED) om muligheten for å realisere gassrør til Grenland, som en oppfølging av St.meld. nr. 47 "Gassmeldingen".

Sentralt i analysen er forsyningssituasjonen på det sentrale Østlandet. Området er i en spesiell situasjon med høyt forbruk, lav egenproduksjon, og begrenset potensiale for avtalt forbruksutkobling. Forsyningssituasjonen er i dag tilfredsstillende, sett i forhold til de krav som stilles for nettdriften. Analysene viser at nettet også takler en forbruksvekst på 1,3 % fram mot 2020, forutsatt intakt nett og at det installeres 2000 MVAr ny reaktiv kompensering. Det foreligger både høyere og lavere vekstprognoser i markedet, og Statnett har i denne analysen lagt 1.3 % vekst til grunn for det sentrale Østlandet

Det kan imidlertid være utfordrende å takle en driftsforstyrrelse. Hvis det skjer en varig feil på en av ledningene inn mot Østlandet i toppplastperioden om vinteren, vil Norge være avhengig av import fra Sverige. Dersom Sverige ikke er i stand til å eksportere til Norge, må Statnett koble ut forbruk for å opprettholde normal forsyning, jf. Nordels driftskriterier. En tvangsmessig utkobling vil i en slik situasjon kunne omfatte ca. 500 MW på dagens nivå, og ca. 1000 MW i 2020 selv om det er installert ny reaktiv kompensering

Utfallsstatistikken viser at et slikt utfall med tre dagers varighet vil kunne skje ca. hvert 17. år. Utfall av kortere varighet vil kunne inntreffe hyppigere. Statnett vurderer det ikke som akseptabelt å drive nettet under slike forhold og vil planlegge aktuelle nettforsterkninger. De tiltakene som vil gi vesentlig forbedring av forsyningssikkerheten er ny ledning fra Vestlandet til Østlandet eller ny produksjon i området, i tillegg til nødvendig reaktiv kompensering på ca. 2000 MVAr kondensatorbatterier.

Analysene viser at det under gitte forutsetninger er samfunnsøkonomisk lønnsomt med ny ledning innen ti år (rundt 2014). Resultatet baserer seg på 1,3 % forbruksvekst, sannsynlighet for utfall basert på statistikk for ledninger, samt ingen tilgjengelig effekt og overføringsevne fra Sverige i den kaldeste vinterperioden.

Et gasskraftverk i Grenland gir ca. 350 MNOK (i 2006-kroner) høyere samfunnsøkonomisk nåverdi enn en ny ledning fra Vestlandet til Østlandet. Dersom behovet for en ny ledning er senere enn 2014 reduseres denne gevinsten.

For et eventuelt gasskraftverk øst for Flesakersnittet (i analysene er Tegneby ved Moss lagt til grunn) vil en ny ledning fra Grenland til Sylling, 540 MNOK, og betydelig reaktiv kompensering, 290 MNOK, kunne spares. Avhengig av lokalisering av et eventuelt gasskraftverk vil det også kunne spares tapskostnader. Gevinsten i forhold til Grenlandsalternativet gir dermed ca. 580 MNOK høyere nåverdi i 2006-kroner (930 MNOK bedre enn ledning Holen - Sylling).

Lønnsomheten av selve gasskraftverket, termisk tilleggsenergi, gassrøret, og annen utnyttelse av gassen er ikke vurdert i denne analysen. Bruk av gass til andre formål og utnyttelse av varme fra gasskraftverket vil kunne avlaste strømmettet noe, men dette er ikke vurdert her. Den samfunnsøkonomiske virkningen i Sverige av de vurderte tiltakene i Norge er heller ikke vurdert.

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	1
1 Innledning.....	3
2 Kraftsituasjonen på Østlandet.....	3
2.1 Dagens situasjon	3
2.2 Forventet utvikling.....	4
3 Sårbarhetsvurdering	6
3.1 Statnetts dimensjoneringskriterier	7
3.2 Samtidighet for topplasten	8
3.3 Vurderinger av svensk effektbalanse og overføringskapasitet i 2020	8
3.3.1 Svenska Kraftnäs vurderinger for sesongen 2005/2006.....	9
3.3.2 Statnetts vurderinger for sesongen 2006/2007.....	10
3.3.3 Nordel-rapport "Power and Energy Balance forecast 2008/2009"	10
4 Aktuelle tiltak i nettet	10
4.1 Spenningsoppgradering.....	10
4.2 Oppdeling av nettet i radialer.....	11
4.3 Ny reaktiv kompensering.....	11
4.4 Ny ledning fra Vestlandet til Østlandet	11
5 Gasskraft på Østlandet.....	12
6 Analyser og resultater	13
6.1 Formål med analysene	13
6.2 Forutsetninger	13
6.3 Investeringskostnader	14
6.4 Resultater	14
6.4.1 Intakt nett	14
6.4.2 Kostnader ved varige feil.....	14
6.4.3 Ledning Holen-Syilling sett i forhold til utkobling av forbruk.....	15
6.4.4 Ledning Holen-Syilling sett i forhold til gasskraft på Østlandet	16
7 Konklusjon	20

1 Innledning

Denne rapporten gir en beskrivelse av konsekvensen for kraftsystemet ved innplassering av et gasskraftverk i Grenland.

Sammenstillingen er utført som følge av henvendelse fra Gassco. Gassco ble i brev av 29. april 2005 fra OED tildelt oppdraget om å gå inn i konkrete drøftinger med industrien i Grenland og Trøndelag med sikte på å realisere rørløsninger for transport av gass.

Gassco fikk videre i oppdrag å undersøke grunnlaget for å utarbeide forretningsplaner for etablering av gassrør til henholdsvis Grenland og Skogn/Trondheim. Departementet ba om at prosessen og resultatene av de konkrete drøftingene ble forelagt OED i form av en skriftlig rapport innen 1. januar 2006.

I brevet fra OED til Gassco ble Statnetts rolle som sentralnettsoperatør med ansvaret for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling for kraftsystemet trukket frem. Departementet mente det var naturlig at Statnett skulle foreta vurderinger av eventuelle gevinster for sentralnettet ved etablering av gassrør. På dette grunnlaget har Statnett vurdert konsekvensene for kraftsystemet ved innplassering av et gasskraftverk i Grenland og i Østfold.

Det er vurdert i hvilken grad dagens sentralnett på Østlandet kan takle forventet forbruksutvikling frem til 2020, og hvilke netttiltak som er aktuelle. Det er vurdert nytteverdien av gasskraft i Grenland eller Oslo - Østfold sett i forhold til eventuelle netttiltak, gjennom samfunnsøkonomiske lønnsomhetsanalyser.

I rapporten gis det en beskrivelse av forsyningssituasjonen på Østlandet og hvilke tiltak som må iverksettes for å opprettholde akseptabel forsyningssikkerhet.

En økt direkte anvendelse av gass i alminnelig forsyning og i industri vil kunne dempe og eventuelt utsette behovet for investering i nye kraftledninger. Prognosene for volumet av slikt forbruk er relativt lave og betydningen er ikke vurdert i denne analysen.

2 Kraftsituasjonen på Østlandet

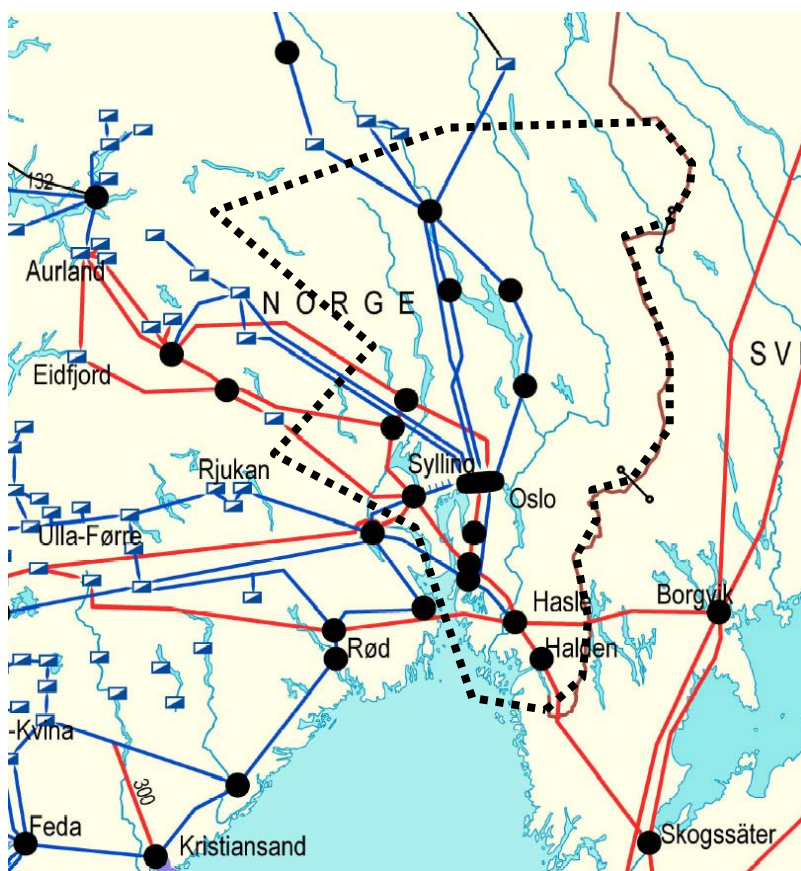
2.1 Dagens situasjon

Det området som beskrives i rapporten som "Oslofjordområdet" er vist i figur 1. Området beskrives grovt sett av området Østfold, Akershus, Oslo, og Buskerud syd (Hurum-Drammen-Kongsberg). Overføringsnettet består i hovedsak av to 420 kV korridorer fra Vestlandet til Østlandet (kalt Flesaker- og Hallingdalssnittet), en 300 kV forbindelse fra Sørlandet (Kristiansand), en 300 kV forbindelse fra Møre gjennom Gudbrandsdalen, i tillegg til to 420 kV forbindelser fra Sør-Sverige (Haslesnittet). Dette er et sterkt og fleksibelt overliggende 420/300 kV nett med bakgrunn i at systemet var designet for kapasitet til å eksportere kraft til Sverige. Til sammen er det 15 - 20 hovedledninger som påvirker overføringskapasiteten i varierende grad, avhengig av situasjonen. I analysene er det benyttet 18 hovedledninger.

Området har lav egenproduksjon, høyt forbruk, og er avhengig av kontinuerlig import. Overføringsnettet inn til området har vært godt utbygget som følge av tidligere lovverk som blant annet innebar leveringsplikt for de lokale energiverkene. Nettutbyggingen og strukturen i nettet fulgte av de store kraftutbyggingene i perioden 1950 – 1985/90, og er ikke endret i særlig grad de siste 15 årene.

Ved høyt forbruk ("topplast") kombinert med en varig feil i en av hovedkorridorene fra Vestlandet, er Østlandet i dag avhengig av ca. 700 MW (i området 300-900 MW) import fra Sverige. Muligheten for import er imidlertid usikker på grunn av økende varighet av flaskehalser, knapphet på tilgjengelig effekt i Sverige, og samvariasjon i topplast i Norge og Sverige. Østlandet opplever derfor en stadig svakere effektbalanse som følge av økt forbruk uten at tilsvarende mengde ny produksjon er tilgjengelig.

Kraftunderskuddet i Oslofjordområdet betegnes ofte som "Oslolasten". Oslolasten er summen av kraften som flyter over hovedsnittene Flesaker, Hallingdal og Hasle¹. Området er vist på kartet under. Den høyeste nominelle noteringen for "Oslolasten" er 4.800 MW fra 5. februar i 2001. Dette året var litt kaldere enn normalt, men ikke ekstremt. Korrigert for faktiske temperaturer i topplasttimene 1980-2003 ville topplasten i 2001 vært innenfor båndet 4400 – 5000 MW.



Figur 1. Analyseområdet indre Østlandet

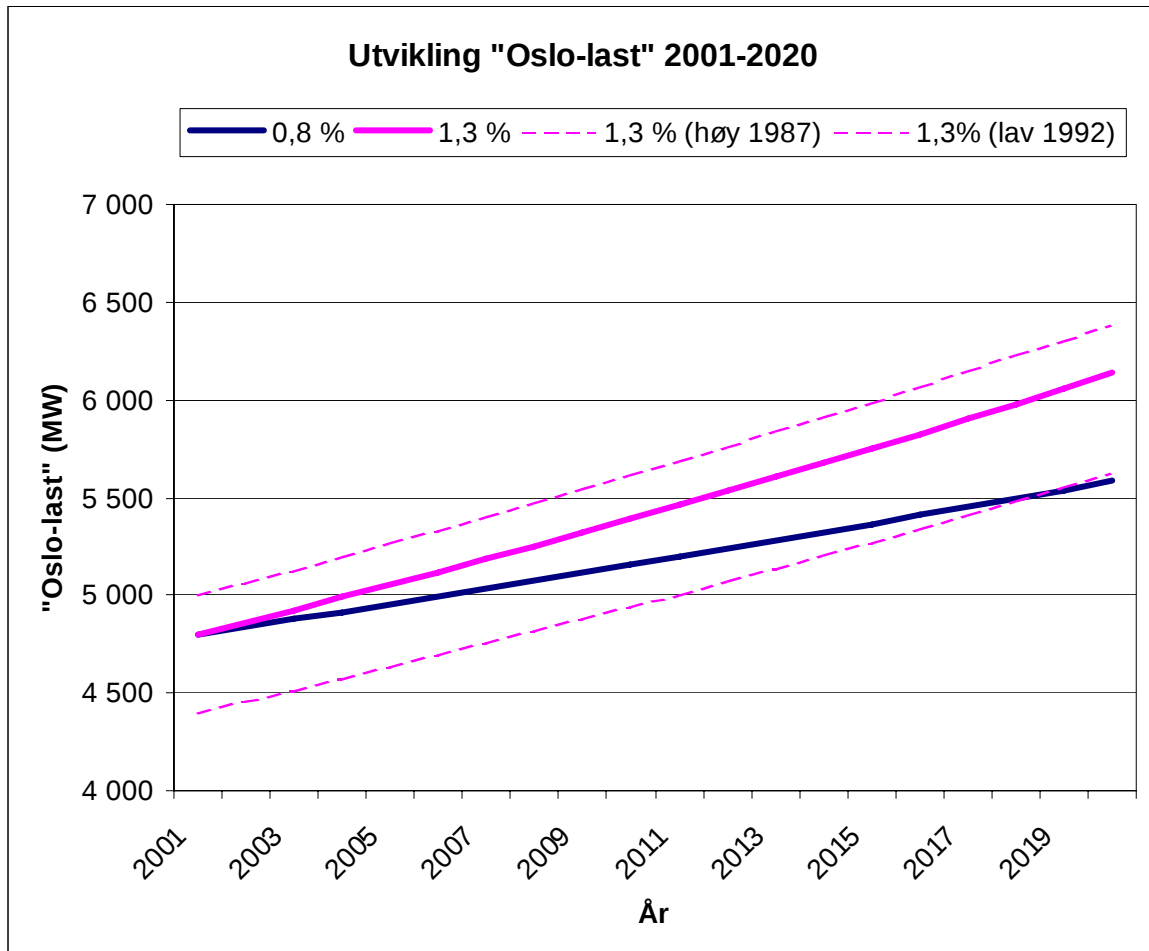
Produksjonsapparatet i det sentrale Østlandet har for lav kapasitet til å kunne dekke forbruket i området. Innenfor det sentrale Østlandet/"Oslo-lasten" er maksimal tilgjengelig produksjonskapasitet i størrelsesorden 900-1000 MW, hvorav kun halvparten kan regnes som sikker vinterproduksjon fordi de fleste kraftverkene er elvekraftverk uten magasinkapasitet.

2.2 Forventet utvikling

Forbruksveksten fremover er avgjørende for utviklingen av områdets forsyningssikkerhet, og dermed for når det er nødvendig å gjøre netttiltak. For Norge totalt sett har forbruksveksten

¹ Det virkelige behovet for kraft i Oslofjordområdet er ca 1000-1500 MW høyere enn målt "Oslolast". Dette leveres normalt over 300 kV linjer i Hallingdalen med lokal egenproduksjon som ikke regnes med i "Oslolasten".

gjennomsnittlig steget med 1,6% fra 1991-2000 og flatet ut etter dette. Det foreligger forskjellige prognoser for veksten fremover. Statnett har selv benyttet 0,8 % pr år i "Nettutviklingsplan for sentralnettet 2005-2020". NVE har justert ned sin prognose for alminnelig forsyning fra 1,2% pr. år i 2002 til 1,1 % pr. år i juni 2005. SSB har nylig anslått den forventede forbruksveksten for alminnelig forsyning til 1,2% pr. år, hvor husholdningene forventes å øke med 1,7%. I analysen for denne rapporten har Statnett lagt til grunn 1.3 % pr år som basis, med 0,8% som sensitivitet.



Figur 2. Forventet utvikling av topplast i Oslofjordområdet

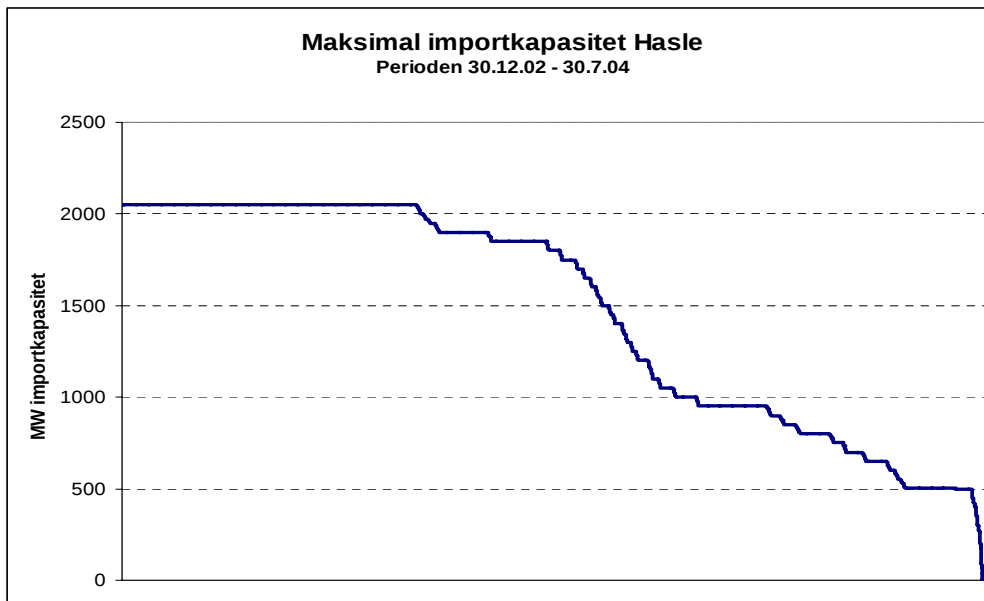
De heltrukne kurvene i figur 2 tar utgangspunkt i topplast 5. februar 2001, og viser alternativt 0.8 og 1.3 % vekst pr år. Det er i tillegg for 1.3 % vekst vist variasjonsområdet for topplast (stiplet). Dette er gjort ved temperaturkorrigering av topplast 2001 med faktiske temperaturer i årene 1980 – 2003.

I et scenarie med høy forbruksvekst vil topplasten i Oslofjordområdet kunne bli ca. 6000 MW i 2020. I en slik situasjon er området avhengig av inntil 1000 MW import fra Sverige ved enkeltfeil på en av de 18 kraftledningene som på en eller annen måte begrenser overføringskapasiteten til Oslofjordområdet på norsk side. Nordels systemdriftsavtale gir garanti for momentan effektstøtte fra svensk side i 15 minutter ved et slikt utfall. I henhold til avtalen har hvert land 15 minutter til rådighet for å gjenopprette normal driftssikkerhet (N-1); se avsnitt 3.1.

Dersom det finnes tilstrekkelig produksjonsreserve og overføringskapasitet på svensk side vil Norge kunne kjøpe regulerkraft i Sverige levert over Hasle også ut over 15 minutter. Svenska Kraftnät beskriver imidlertid Syd-Sveriges effektsituasjon som anstrengt i årene framover. I 2003 ble det vedtatt en midlertidig lov som gir Svenska Kraftnät mulighet til å kjøpe inntil

2000 MW effektreserver for å håndtere egen effektbalanse. Det er i hovedsak gamle ulønnsomme varmekraftverk (såkalte ”møllposeverk”) som inngår i reservene, og som ikke holdes operative uten kompensasjon. Ordningen koster Svenska Kraftnät ca 200 MNOK/år (det vil si ca 100.000 SEK/MW). Fra februar 2008 forutsettes det at kraftomsettere selv sikrer effektbehovet til sine kunder også i topplast.

På dagens stadium er importkapasiteten over Hasle under 1000 MW om lag en tredjedel av tiden, og 500 MW eller lavere om lag 10% av året, som vist på figur 3. Statnett er usikker på om det er tilgjengelig kapasitet på svensk side for varige leveranser på inntil 1000 MW i Hasle i en feilsituasjon under topplast i 2020. Statnett må derfor vurdere tiltak for å sikre forsyningen til Oslofjordområdet uavhengig av forsyningen fra Sverige.



Figur 3. Varighetskurve for importkapasitet over Haslesnittet.

3 Sårbarhetsvurdering

Østlandet og Sør-Sverige har økende perioder med anstrengt effektbalanse og fare for effektbrist. Det er også stadig økende varighet av flaskehalser på svensk side som begrenser importkapasiteten over Hasle. Utviklingstrekkene går mot ytterligere svekket effektbalanse som følge av økt forbruk uten tilsvarende økt mengde ny produksjon.

Utbygging av ny kapasitet i sentralnettet i Norge og Sverige besluttet ut fra samfunnsøkonomiske kriterier. Systemene er tett sammenkoblet og gir umiddelbar gjensidig driftsstøtte under feil. I henhold til systemdriftsavtalen skal det land som har en feil i sitt system sørge for at det iverksettes nødvendige tiltak for at normal driftsikkerhet blir gjenopprettet innen 15 minutter. På norsk side er det ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere i ekstra kapasitet for eksport til Sverige i en topplastsituasjon. Da kan det heller ikke forventes at Sverige dimensjonerer for å forsyne Norge utover 15 minutter.

Ved "Oslolast" på 6.000 MW (2020 med 1,3% forbruksvekst) med dagens nett vil Østlandet være avhengig av 1.000 MW import over Hasle. En varig feil på en av de 18 kritiske ledningene inn mot Østlandet vil i en topplastsituasjon kunne medføre tvangsmessig utkobling av opptil 1.000 MW (tilsvarende topplast i Vestfold fylke) dersom det ikke er effekt tilgjengelig fra Sverige. Dette vil overskride Statnetts policy for systemutnyttelse (jf. avsnitt 3.1) og vil være uakseptabelt.

Risikoen for å havne i en slik situasjon vurderes foreløpig som liten, og kan kompenseres med installasjon av kondensatorbatterier. Ved økende "Oslolast" vil risikoen øke dersom det ikke etableres ny produksjon på Østlandet eller nye kraftledninger til et område med tilstrekkelig installert effekt. Det kan være mulig å utsette nødvendige investeringer ved bruk av effektoppsjoner², men det er lite forbruk i Oslofjordområdet som er egnet for langvarig utkobling. Maks effekt som kan inngå i en slik ordning anslås grovt til å være 200 MW.

Selv om risikoen for å havne i en situasjon som beskrevet over er liten, er konsekvensene så store at det vil være samfunnsmessig rasjonelt å forsikre seg om at det er tilstrekkelig overføringskapasitet eller ny produksjon for å unngå at en enkeltfeil kan gi slike konsekvenser.

3.1 Statnetts dimensjoneringskriterier

Krav til samfunnsøkonomisk utvikling og drift av nettet, Statnetts Policy for systemutnyttelse og Nordisk Systemdriftsavtale, se Boks 3.1 og 3.2 nedenfor, setter premissene for Statnetts drifts- og plankriterier. En rasjonell planlegging forutsetter identiske prinsipper i plan- og driftsfasen.

Metode og forutsetninger for samfunnsøkonomisk vurdering er beskrevet i vedlegg 1.

Boks 3.1 Statnetts Policy for systemutnyttelse angir mål for systemdriften

- En driftsforstyrrelse skal ikke gi mer enn 1000 MWh ikke levert energi (ILE).
- Et leveringspunkt skal være spenningssatt og ha tilstrekkelig kapasitet innen 2 timer. (Leveringspunkt med ensidig forsyning skal være spenningssatt og ha tilstrekkelig kapasitet innen 4 timer).
- En driftsforstyrrelse skal ikke gi avbrudd for mer enn 1400 MW forbruk.
- Et tilknytningspunkt i sentralnettet skal ha maksimalt 2 avbrudd per år.

Tidligere ble nettet dimensjonert på bakgrunn av deterministiske kriterier, slik som eksempelvis (N-1) (Dvs. at nettet tåler utfall av en hovedledning uten at andre ledninger eller last faller som følge av det). Det er en sterk sammenheng mellom dagens kriterier og et deterministisk kriterium som (N-1). Derfor brukes de deterministiske kriteriene fremdeles som hjelpemidler i planleggingsprosessen. Kriteriene varierer i praksis fra område til område i nettet, som skyldes forskjellig innflytelse av 'policy for systemutnyttelse' og av den nordiske systemdriftsavtalen.

Boks 3.2 Utdrag fra Nordisk Systemdriftsavtale

Nordisk systemdriftsavtale behandler blant annet driftssikkerhet for å unngå at utfall i et område gir konsekvenser også i andre nordiske lands områder. Avtalen beskriver derfor:

- Hvert område er ansvarlig for sin egen kraftbalanse
- Området som ikke tilfredsstiller normal driftssikkerhet skal få effektstøtte fra nordisk nabo område i 15 minutter.

Området med problemer, og som ikke kan skaffe ytterligere effektleveranse, må koble ut tilstrekkelig eget forbruk i løpet av 15 minutter for å gjenopprette normal driftssikkerhet.

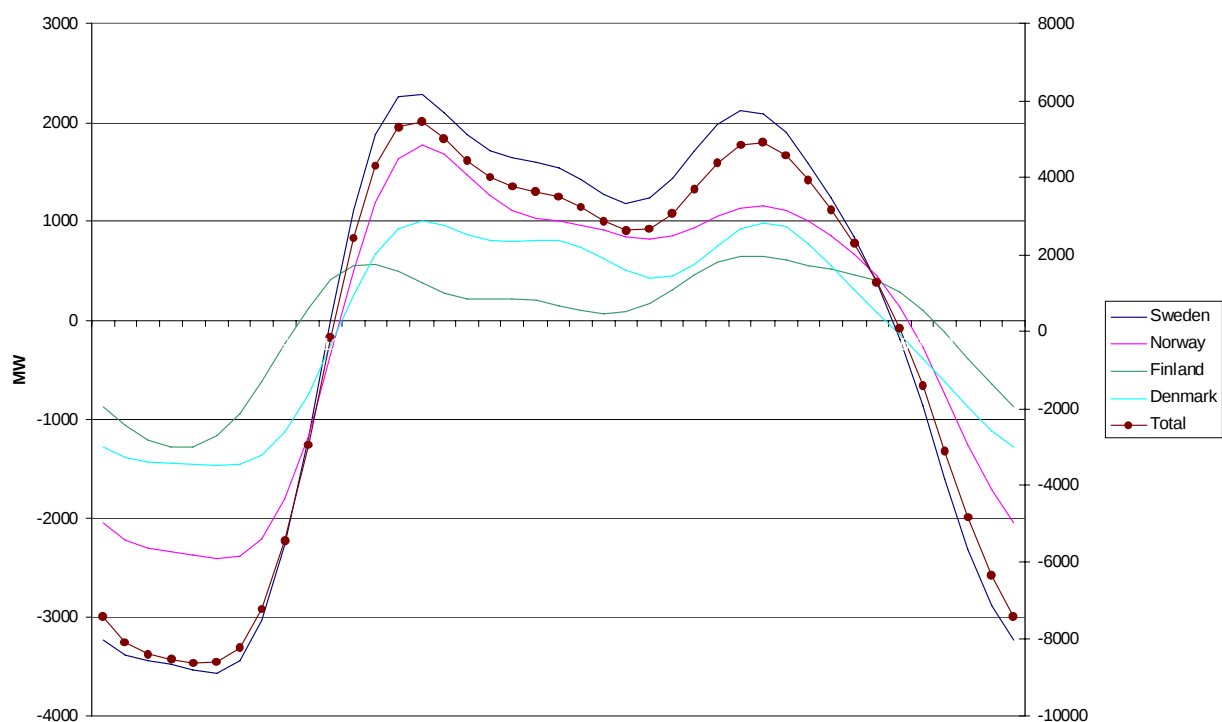
² En effektoppsjon er en avtale med en sluttbruker om at Statnett har muligheten for å koble ut forbruket over en gitt periode med en forhåndsavtalt økonomisk kompensasjon

3.2 Samtidighet for topplasten

Det er gjort beregninger av samtidigheten for topplast i de nordiske landene. For topplast med 10-års returtid er det beregnet at temperaturene mest sannsynlig ikke blir like ekstreme i alle landene samtidig. Kuldeperioder oppstår vanligvis samtidig i Norden, men de forskjellige landene vil nå sine absolutte maksimalverdier på litt ulike tidspunkt i perioden.

Nordel-rapporten "Analysis of coincident factors of demand in the Nordic countries" (M. Tøgeby-2005) viser at summen av enkeltlandenes topplast forventes å gi 1200 MW (1,8%) høyere topplast enn den faktiske målte topplasten vil være i Norden. Det er beregnet av vel 900 MW av dette skyldes at kaldeste temperatur ikke opptrer samtidig i hele Norden, og at snaut 300 MW skyldes tidsforskjellen som gir topplast om lag en time tidligere i Finland enn i resten av Norden. Disse forholdene endres lite og effekten av samtidighet er allerede med i målte toppverdier for tidligere år, og beregning av effektbalanse for kommende år.

Topplast-kurvene for Sør-Norge og Sør-Sverige følges svært tett grunnet geografisk nærhet og samme tidssone. Det er vanskelig å fastslå noen reduksjon som følge av samtidighet mellom disse kurvene, bortsett fra at den norske ettermiddagstoppen er noe lavere enn den svenske. Det er som følge av disse forhold forutsatt full samtidighet for topplast på Østlandet og i Sverige.



Figur 4. Samtidighet i døgnprofil for de nordiske landene

3.3 Vurderinger av svensk effektbalanse og overføringskapasitet i 2020

Både Norge og Sverige er pr 2005 avhengige av import i topplast, og vil være det i økende grad framover om det ikke kommer ny produksjon tilsvarende forbruksveksten. Basert på vurderingene fra Svenska Kraftnät, Statnett og Nordel er det lite som tyder på at effektbalansen skal bedre seg i topplasttimene fram til 2020.

3.3.1 Svenska Kraftnäts vurderinger for sesongen 2005/2006

Svenska Kraftnät gjør beregning av forventet effektbalanse ved normal vinter (2-års returtid) og kald vinter (10-års returtid) på oppdrag fra regjeringen hvert år. I prognosen for 2005/2006 vurderes effektbalansen tilfredsstillende for vintersesongen 2005/2006 tatt i betraktning opphandlet effektreserve på 2000 MW, og normale importmuligheter.

I normal vinter legges til grunn import på 2500 MW, mens den reduseres til 1200 MW i kald vinter scenariet. Da regner ikke Sverige med mulighet for import fra Sør-Norge til Sør-Sverige, og heller ikke fra Danmark og Tyskland.

I oppsummeringen sies det blant annet:

”Effektbalansen i en situation med mycket kalt väder under vinteren är emellertid synnerligen beroende av att elsystemets anläggningar kan användas i full omfattning. I jämförelse med tidigare år är känsligheten större för otillgängligheter och störningar genom att all produktions- och överföringskapacitet måste utnyttjas samtidigt för att klara elleveranserna.

Några ytterligare resurser för att klara förhållanden med ännu kallare väder och därav följande ökad förbrukning eller situationer när viktiga anläggningar är ur funktion finns inte inom landet. En sådan situation måste hanteras genom begränsningar av elförbrukningen i mer eller mindre tvingande former.”

For 2004/2005 kom det en uventet kuldeperiode så sent som 28. februar til 6. mars og ga stort importbehov for Sverige i hele uke 9. Topplasten i Sverige kom torsdag 3.mars. Det var særlig Sør-Sverige og Sør-Norge som fikk unormal kulde til årstiden å være. Temperaturene var for eksempel – 7 °C i Stockholm og -13 °C i Göteborg. Det var imidlertid mildere enn forventet temperatur for normalvinter (januar) og virkelig topplast ble 25.800 MW mot prognosert 26.800 MW normal vinter og 28.800 MW kald vinter(10-års returtid).

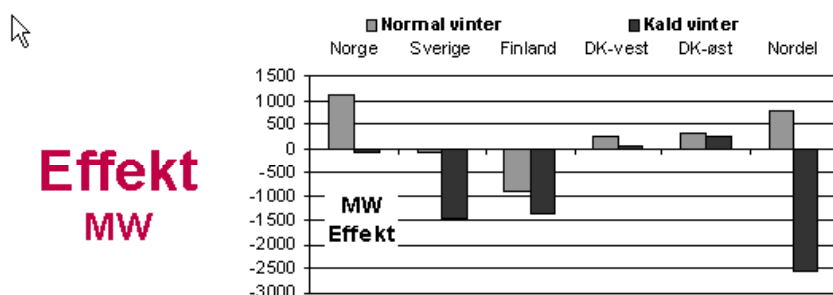
Normalt skulle en slik last være uproblematisk, men på grunn av feil og begrensninger i nettet og produksjonsapparatet ble nettdriften likevel anstrengt. All tilgjengelig produksjon, samt innkjøpte effektreserver ble startet opp, men likevel hadde Sverige et importbehov på 2.650 MW. Snitt 2 og snitt 4 i Sverige ble utnyttet maksimalt og import fra Sør-Norge var helt avgjørende for effektbalansen. Ved topplast som ved 10-års vinter ville Sverige hatt en underbalanse på mer enn 5.000 MW i topplast-timen. Slik var den faktiske svenske effektbalansen i topplasttimen 2. mars 2005:

	MWh/h
Produksjon i landet	23150
Import fra Finland	90
Import fra Sjelland	220
Import fra Jylland	120
Import fra Norge	1820
Import fra Tyskland	0
Import fra Polen	400
Sum = forbruk inkl. nettap	25800

3.3.2 Statnetts vurderinger for sesongen 2006/2007

En prognose for vinteren 2006/2007 fra mars 2004, illustrerer også forventet effektbalanse.

Effekt & energi, balanse 2006/7



Figur 5. Statnetts effektprognose

Figuren viser at Sverige forventes å ha ca 1000-1500 MW svakere effektbalanse enn Norge i 2006/2007, og er marginalt importerende i normal vinter. Norden har et samlet effektoverskudd på vel 700 MW i normal vinter, og effektunderskudd på 2500 MW i 10-års vintertopplast.

3.3.3 Nordel-rapport "Power and Energy Balance forecast 2008/2009"

Rapporten slår fast at Norden er godt balansert ved normal vinter 2008/2009. Både Norge og Sverige har effektoverskudd ved normal vinter, intakt nett og all produksjon tilgjengelig. Ved 10-års vinter har både Norge og Sverige importbehov selv ved intakt nett og hele produksjonsapparatet tilgjengelig.

Rapporten konkluderer med at denne situasjonen bør være uproblematisk ved normale importmuligheter. Det legges til grunn en gjennomsnittlig forbruksvekst på 1,5 % pr år for energiforbruk i Nordel-området fra 2004 til 2008. Den nordiske totaleffekten i topplasttiden forutsettes å øke mer enn energiforbruket. Beregnet økning fra 65.000 MW til 72.000 MW ved normal vinter i 2008, er vel 10% på 4 år, eller ca 2,5% pr år.

4 Aktuelle tiltak i nettet

4.1 Spenningsoppgradering

Statnett har de siste årene vurdert samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved spenningsoppgradering av snitt mot Oslofjordområdet, og kommet til følgende konklusjon:

- Dagens nett er allerede godt utnyttet, med en god fordeling mellom 300 og 420 kV overføring. Det er derfor vanskelig å øke kapasiteten Vest – Øst mer enn 3-400 MW uten å bygge en ekstra ledning.
- Spenningsoppgradering kombinert med stabilitetsforbedrende tiltak vil ha en ledning mindre å fordele belastningen på enn hvis det bygges en ny ledning. Dimensjonerende for overføringskapasiteten etter utfall av en ledning er (N-1). Antallet ledninger betyr derfor mye for overføringskapasiteten (snittgrensen).
- Flesakersnittet er begrenset ut fra dynamisk stabilitet. For å øke snittet må derfor stabiliteten i systemet forbedres. En ny ledning fra vest til øst vil gjøre det fordi man vil ha en ekstra kraftledning å overføre effekten på etter en feil.

Spenningsoppgradering er ikke vurdert som tiltak i denne analysen.

4.2 Oppdeling av nettet i radialer

Kapasiteten over Flesakersnittet og Hallingdalsnittet i sum er avhengig av spenningsforhold i Osloområdet. Dermed gir ikke radialdrift på hver av disse snittene en økt kapasitet samlet. Snittene vurdert hver for seg tilsier at Flesakersnittet vil kunne heves ca. 200 MW med radialdrift der Kvilldal kjører rett mot Østlandet. På grunn av spenningsforhold i Osloområdet kan heving av Flesakersnittet imidlertid medføre senking av lastgrense på Hallingdalsnittet.

På Hallingdalsnittet vil ikke deling av nettet i radialdrifter gi økt overføringskapasitet, fordi dette snittet er begrenset av spenningsforhold i Osloområdet. Hallingdalsnittet i seg selv vil kunne heves i fremtiden med økt installasjon av reaktiv ytelse i Osloområdet. Dermed vil ikke Hallingdalsnittet virke begrensende på overføring mot Oslo nordfra.

Radialforsyning gir altså ingen kapasitetsheving samt noe dårligere driftssikkerhet, og er derfor ikke vurdert i denne studien.

4.3 Ny reaktiv kompensering

Dagens kapasitet ved intakt nett begrenses av spenningsforholdene i Oslofjordområdet til ca. 5.000 MW i sum på Flesakersnittet og Hallingdalssnittet, og til ca. 4.300 MW ved varig feil. Kapasiteten kan økes opp mot henholdsvis 6.000 MW og 5.000 MW ved å installere ca 2.000 MVar reaktiv effekt i Oslofjordområdet. Ved 6.000 MW når systemet termiske og dynamiske begrensninger som bare kan økes ved å bygge nye ledninger.

4.4 Ny ledning fra Vestlandet til Østlandet

Den korridoren som er høyest utnyttet og dermed mest sårbar for langvarige feil er Flesakersnittet (korridoren mellom Sør-Vestlandet og Østlandet). Dette snittet består av:

- To 420 kV ledninger Kvilldal-(Rjukan)-Sylling og Rød–Hasle
- To 300 kV ledninger Flesaker–Sylling og Flesaker–Tegneby. På ledningene Rød–Hasle og Flesaker–Tegneby er det innskutte kabler der ledningene krysser Oslofjorden.

Statnett har ikke utredet i detalj hva som vil være den beste nettforsterkningen av Flesakersnittet. I denne studien er en ny 420 kV ledning på ca. 200 km mellom Holen og Sylling valgt som beregningsalternativ. Holen vil bli et sentralt innmatingspunkt med linje mot Kristiansand (og dermed Danmarkskablene og NorNed). Sylling er et stort og sentralt uttakspunkt. Det er ikke vurdert om dette er den optimale nettforsterkningen da det er en omfattende oppgave som må gjøres i en separat utredning.

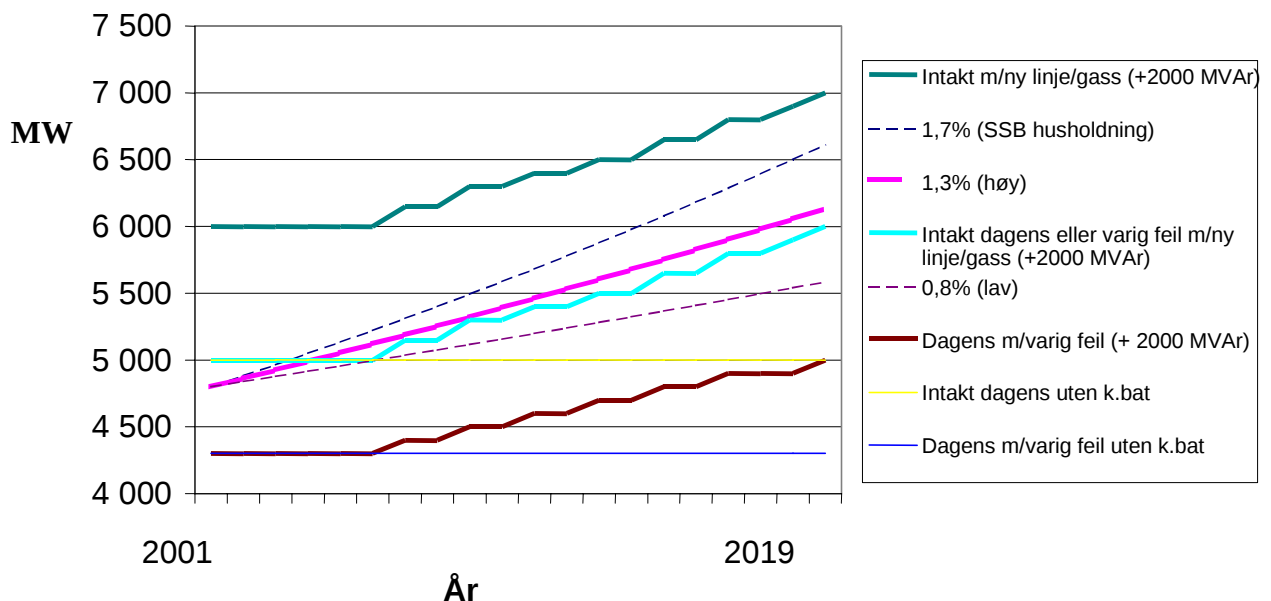
En ny ledning fra Holen til Sylling vil øke kapasiteten i størrelsesorden 1000 MW. Forutsatt reaktiv kompensering som beskrevet ovenfor øker dermed kapasiteten over Flesaker- og Hallingdalssnittet fra 6.000 MW til 7.000 MW ved intakt nett når dette er på plass.

Ved en slik forsterkning vil overføringssystemet bli mer robust og bedre i stand til å takle en anstrengt effektsituasjon selv med langvarig feil på en av de andre 420 kV ledningene i denne korridoren. I tillegg kommer gevinsten av reduserte flaskehalskostnader og reduserte nett-tap. Dette er beskrevet i kapittel 6.

Figur 6 viser begrensningene i summen av Flesaker- og Hallingdalssnittet slik det er i dag, slik det blir med reaktiv kompensering, og slik det blir med ny ledning Vest – Øst og reaktiv

kompensering. Ny reaktiv kompensering er forutsatt installert gradvis frem til 2020. Forbruksveksten er vist med 0.8 %, 1.3 % og 1.7 % pr år.

"Oslo-last" vs. norsk overføringskapasitet 2001-2020



Figur 6 Utvikling av forbruksvekst og kapasitet over Flesaker- og Hallingdalssnittet

Figuren illustrerer økende avhengighet av kraftimport fra Sverige dersom det ikke blir installert ny kraft på Østlandet eller bygget ny ledning til tilgjengelig kraft. Den svake effektbalansen også i Sverige gjør det usikkert å forvente at det er effekt tilgjengelig for import til Norge.

5 Gasskraft på Østlandet

Det er ikke forhånds meldt andre gasskraftverk på Østlandet enn i Grenland. Statnett har imidlertid også analysert nettmessige virkninger av lokalisering av et gasskraftverk sørøst for Oslo, da dette nettmessig er en mer gunstig plassering av ny produksjon.

Gasskraft i Grenland

Skagerak Energi forhånds meldte i februar 2004 gasskraftverk i Grenland. Gasskraftverket er tenkt lokalisert på Herøya og skal i følge meldingen bygges ut i to trinn, henholdsvis 2010 og 2011. Kapasiteten på kraftverket er inntil 2x500 MW med en årlig produksjon på 3,2-8 TWh.

Den nye produksjonen i Grenland må mates inn over Flesakersnittet for at den skal bedre forsyningssikkerheten for Østlandet. Det medfører at det må bygges en ny ledning fra Grenland til Sylling med en lengde på ca 100 km. Ny produksjon i Grenland vil ikke redusere behovet for ny reaktiv kompensering på Østlandet.

6 Analyser og resultater

6.1 Formål med analysene

Formålet for analysene har vært å komme fram til et estimat på unngåtte investeringer og eventuelle øvrige nyttevirksomheter i sentralnettet dersom det kommer gasskraftverk i Østlandsområdet.

Spenningsoppgradering og eventuell avtale med Sverige om effektkapasitet i varige feilsituasjoner inngår ikke i analysen.

Direkte bruk av gass til alminnelig forsyning og til industri samt utnyttelse av varme fra gasskraftverket, vil kunne dempe behovet for investering i nye kraftledninger. Dette er ikke analysert i denne studien.

6.2 Forutsetninger

Følgende referansecase er valgt for beregningene:

- Nettutviklingsplanens basisscenario for 2010 og 2020 med 1,3 % årlig forbruksvekst, og med sensitivitet i forhold til lavere vekst (0,8%)

Det er utført beregninger både for intakt nett (normal drift) og med en varig feil (driftsforstyrrelse utover 15 min.).

Referansecaset er simulert med ny ledning Holen – Sylling, (kostnadsestimert til 800 MNOK), og med gasskraftverk på Grenland (med tilhørende ny ledning Grenland – Sylling som er kostnadsestimert til 540 MNOK).

Som varig feil er det estimert utfall av en 420 kV forbindelse i tre dager, i uke 4. Dette er den uken som representerer topplasten i analyse-modellen og dermed gjenspeiler toppeffektproblematikken.

Linjen som legges ut er Kvilldal – Sylling (Rjukan), da dette er en viktig 420 kV linje mellom Vestlandet og Østlandet. Kapasiteten i Flesakersnittet er som følge av utfallet i denne uken redusert med 1000 MW.

Det er gjort lastflytberegninger i analyseverktøyet PSS/E for å bestemme nye termiske grenser for Flesakersnittet ved de to alternativene:

- Ny 420 kV ledning Holen–Sylling
- 1000 MW Gasskraftverk på Grenland, ny 420 kV ledning Grenland–Sylling m/autotrafo

Spenningsforhold i Flesakersnittet er analysert med analyseverktøyet Aristo.

Analyseverktøyet Samlast/Samoverskudd er benyttet for å beregne tap og markedsvirkninger (endringer i produsent- og konsumentoverskudd samt kapasitetsinntekt)

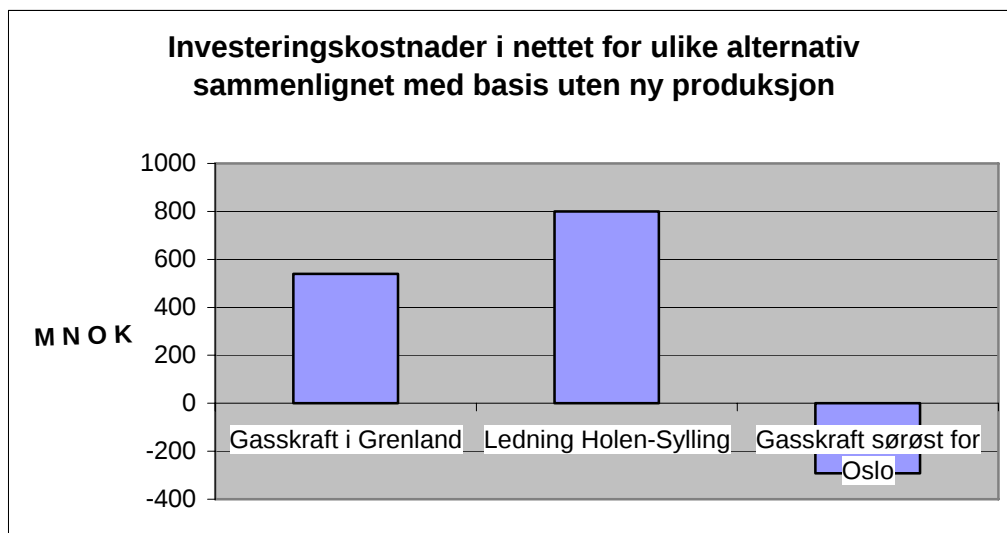
Utkoblingskostnader er vurdert ut fra NVEs KILE-satser. Sannsynlighet for utfall er basert på Statnetts driftsforstyrrelsesstatistikk.

Oppsummering av forutsetningene er vist i vedlegg.

6.3 Investeringskostnader

I en situasjon med intakt nett vil det uten ny produksjon på Østlandet være behov for investeringer i reaktiv kompensering på i størrelsesorden 290 MNOK fra 2010 til 2020.

Figur 7 viser investeringskostnader for ulike nettiltak sammenlignet med referansecaset uten ny produksjon på Østlandet.



Figur 7. Investeringer i nettet

Figuren viser at et gasskraftverk sørøst for Oslo vil medføre sparte investeringer i reaktiv kompensering på 290 MNOK. Et gasskraftverk i Grenland medfører ca. 540 mill. kr. i nettinvesteringer og dermed ca. 260 MNOK lavere investeringskostnader enn en eventuell ny ledning Holen-Syilling.

6.4 Resultater

6.4.1 Intakt nett

Dersom det ikke tas hensyn til sannsynlighet for (lang)varige utfall viser beregningene at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge en ny ledning Holen-Syilling i perioden 2010 til 2020. Nåverdien av ledningen er avhengig av når den kommer. En ny ledning Holen-Syilling medfører imidlertid markedsgevinster og reduserte tap. En ny ledning i 2014 viser en negativ nåverdi på ca. 320 MNOK.

I en situasjon med varig feil i en høylastsituasjon, kan imidlertid situasjonen bli kritisk dersom effekt ikke kan hentes fra Sverige. For å vurdere om det er lønnsomt å investere i en ny ledning Holen-Syilling må derfor også kostnadene i denne situasjonen vurderes.

6.4.2 Kostnader ved varige feil

Som beskrevet tidligere kan en varig feil i en topplastsituasjon, der overføringen fra Sverige er begrenset, medføre tvangsmessig utkobling av forbruk. Det er i analysen forutsatt at det vil kunne være behov for utkobling av ca. 500 MW i stadium 2010 og 1000 MW i stadium 2020. Dette er basert på en forbruksvekst på 1,3% per år.

Kostnaden for utkobling er satt til gjennomsnittlig KILE-kostnad for ikke varslede avbrudd, det vil si 29 kr/kWh. NVE har utarbeidet nye avsavnsverdier for rasjonering. Disse er ikke vurdert i denne sammenheng.

Prosjektet har lagt til grunn Statnetts utfallsstatistikk for alle 300 og 420 kV ledninger i Sør Norge for perioden 1998-2004, og at 'kortvarige utfall' under ett døgn kan håndteres med energiopsjoner/krisetiltak. Det er altså kun utfall over ett døgn som inngår i estimatet for utfallssannsynlighet og varighet i tabell 2.

Utfallstimer	Gjennom- snittlig utetid (timer)	Utfall pr. ledning per år	Antall ledninger som kan gi kritisk utfall	Andel uker med topplast per år (4/52)	Sannsynlighet per år
Over 1 døgn	68	0,04	18	0,08	0,06

Tabell 1. Tilgjengelighet for ledningene inn mot Østlandet (Statnetts statistikk 1998-2004)

Det er forutsatt i alt 18 ledninger som er kritiske for utfall. Det antas videre at det er fire uker i året med kaldt vær og topplast på dagtid i Sør-Sverige og Oslofjord-området. Tabellen viser at gjennomsnittlig utetid er på nesten 3 døgn for utfall over 1 døgn. Da det kun er en topplastsituasjon som vil kunne medføre en utkobling, er det antatt at utkoblingstiden blir 8 timer pr. dag.

Basert på en gjennomsnittlig KILE-sats på 29 kr/KWh blir kostnadene for utkobling som vist i tabell 3.

Avbruddstid	Kostnad ved avbrudd	Kostnad ved avbrudd	Sannsynlighet	Sanns.veid kostnad pr år	Sanns.veid kostnad pr år
År	2010	2020		2010	2020
Utkoblet last	500 MW	1000 MW		500 MW	1000 MW
3døgnx8t= 24t	350 [MNOK]	701 [MNOK]	0,06	21,0 [MNOK]	42,0 [MNOK]

Tabell 2. Kostnader ved avbrudd

Dersom estimering av avbruddskostnadene i 2020 tar utgangspunkt i statistikken for alle utfall med varighet over 15 minutter blir kostnaden 76 MNOK. Dette tyder på at kostnadene i tabell 2 er konservative, og at det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt med ledning før 2014.

6.4.3 Ledning Holen-Syilling sett i forhold til utkobling av forbruk

Hvorvidt det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge en ledning Holen-Syilling avhenger derfor av kostnaden ved utkobling og sannsynligheten for å komme i en slik situasjon. Basert på Statnetts feilstatistikk er sannsynligheten for en feil som fører til utkobling av forbruk i gjennomsnitt 3 dager 0,06, dvs. at dette vil inntreffe ca. hvert 17. år. I 2010 er det antatt at det må kobles ut ca. 500 MW i en slik situasjon. Beregninger viser da at det er "billigere" å koble ut forbruk enn å bygge ny ledning Holen-Syilling.

I stadium 2020 er det forutsatt utkobling av 1000 MW. Gitt samme sannsynlighet for utkobling fører dette til en dobling av utkoblingskostnaden. I 2020 er imidlertid ledningen mer lønnsom pga. økt forbruksvekst. Gitt samme sannsynlighet for utkobling er det derfor "billigere" å bygge ny ledning Holen-Syilling i stadium 2020 framfor å koble ut forbruk.

Tidspunktet for når det vil være lønnsomt å bygge en ny ledning Holen-Syilling avhenger i stor grad av forventet forbruksvekst og sannsynligheten for å komme i en situasjon med utkobling av forbruk. Ut fra de forutsetningene som er lagt til grunn her, og en enkel

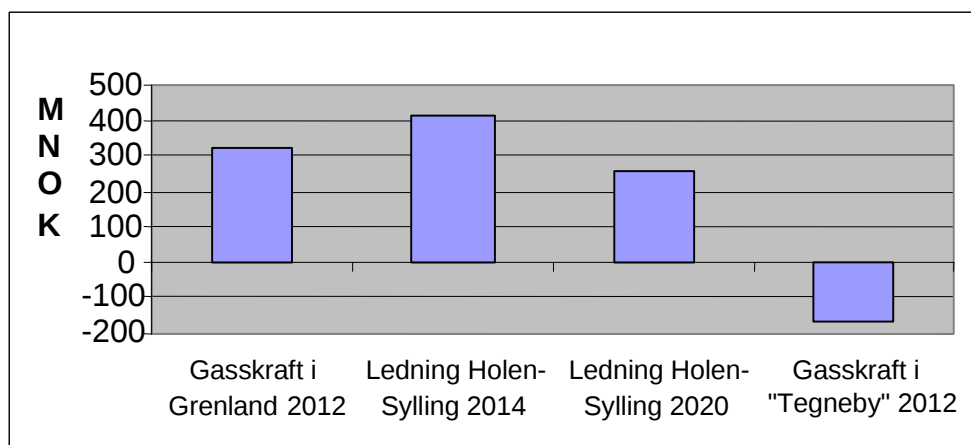
interpolering av kostnader og nytteverdier, vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere i en ny ledning Holen – Sylling med idriftsettelse rundt 2014. Som beskrevet i kapittel 3, og vist i figur 2 og 4, kan det imidlertid oppstå situasjoner med redusert leveringssikkerhet for Oslofjordområdet før den tid.

6.4.4 Ledning Holen-Sylling sett i forhold til gasskraft på Østlandet

6.4.4.1 Investerings- og driftskostnader

Nåverdien av investeringskostnaden avhenger av investeringsstart for de ulike alternativene. Det forutsettes at første byggetrinn (500 MW) av gasskraftverket er i drift ved analysetidspunkt 2010-12, og at andre byggetrinn (nye 500 MW) er i drift ved analysetidspunkt 2020. Når det gjelder ledning Holen-Sylling er det gjort beregninger med investeringstidspunkt 2014 og 2020.

Figuren nedenfor viser nåverdien av nettmessige investerings- og driftskostnader for de ulike alternativene neddiskontert til 2006. Nåverdi av investeringene er fratrasket restverdi ved slutten av analyseperioden. Alternativet "Tegneby" kommenteres i avsnitt 6.4.4.4.

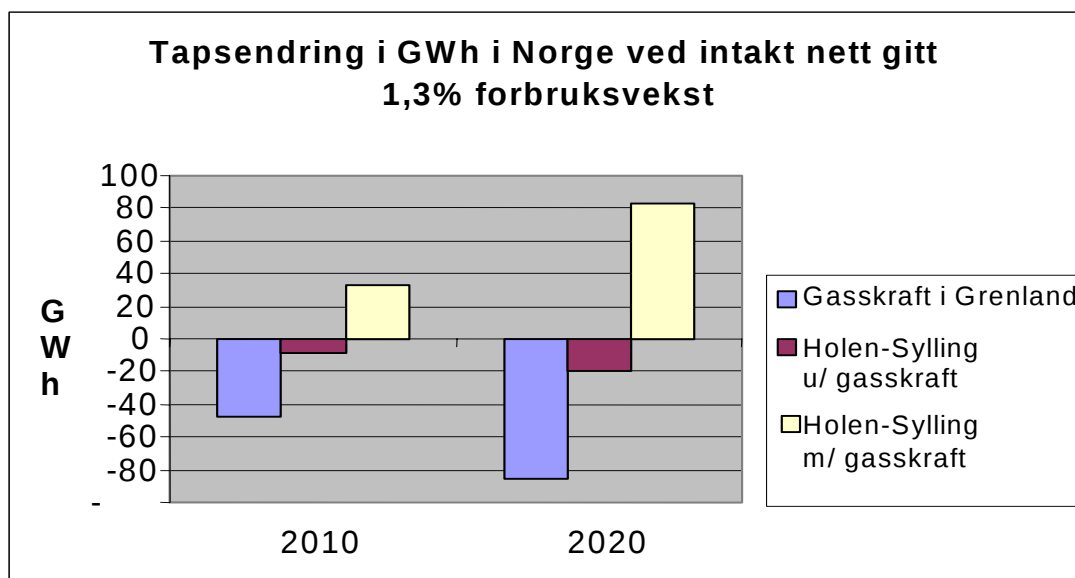


Figur 8. Nåverdi av investerings- og driftskostnader i nettet for ulike lokaliseringalternativ for gasskraft sammenliknet med basis (i 2006-kroner)

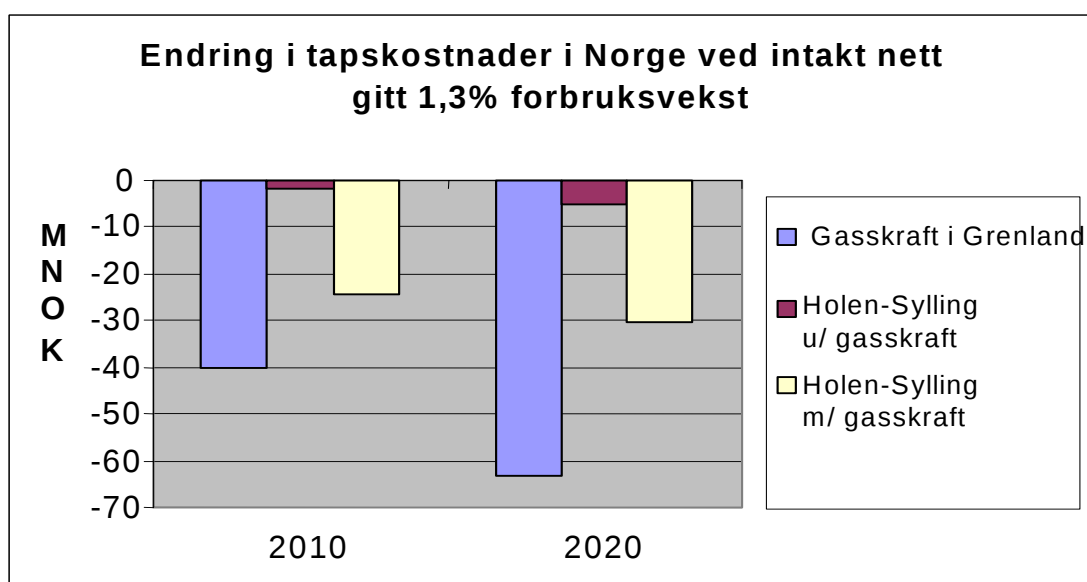
Figur 8 ovenfor viser at gasskraft i Grenland gir ca. 330 MNOK i økte investerings- og driftskostnader i forhold til basis. Sammenlignet med en ledning Holen-Sylling gir det imidlertid en besparelse i investerings- og driftskostnadene på ca. 90 MNOK dersom denne kommer i 2014. Dersom ledningen ikke kommer før i 2020, blir nåverdien av nettinvesteringene til Grenland ca 70 MNOK høyere enn for ledning Holen-Sylling. Gasskraft i "Tegneby" gir en nåverdigevinst i forhold til basis på ca. 170 MNOK pr. 2006 som følge av sparte investeringer i reaktiv kompensering. Sammenlignet med Grenland gir dette en nåverdigevinst på ca. 500 MNOK. Dersom dette alternativet kommer senere enn 2012, reduseres denne nåverdigevinsten.

6.4.4.2 Tapskostnader

Figur 8 og 9 viser at et gasskraftverk i Grenland reduserer de fysiske nettapene i større grad enn en ledning Holen-Sylling både i volum og tapskostnader.



Figur 9. Årlig tapsendring i GWh



Figur 10. Årlig tapsendring i MNOK

Figurene viser endring i tapskostnader for Norge i forhold til referansecaset, med 1,3% forbruksvekst. Hølen-Sylling med gasskraft på Vestlandet øker de fysiske tapene, men prisendringene er positive slik at det netto er en tapsbesparelse. Endringen viser en betydelig tapsreduksjon i forhold til en situasjon uten ledning eller gasskraftverk. Med 0,8% forbruksvekst blir tapsendringene noe mindre, men det relative forholdet mellom gasskraft i Grenland og ledning Hølen-Sylling endres i liten grad.

Forutsatt en ledning i 2014, er nåverdien av tapsgevinsten ved gasskraft i Grenland på ca 520 MNOK i forhold til en ledning Hølen-Sylling uten gasskraft på Vestlandet. Med gasskraft er nåverdigevinsten på ca. 260 MNOK. En utsettelse av ledningen har liten betydning for nåverdigevinsten av tapene.

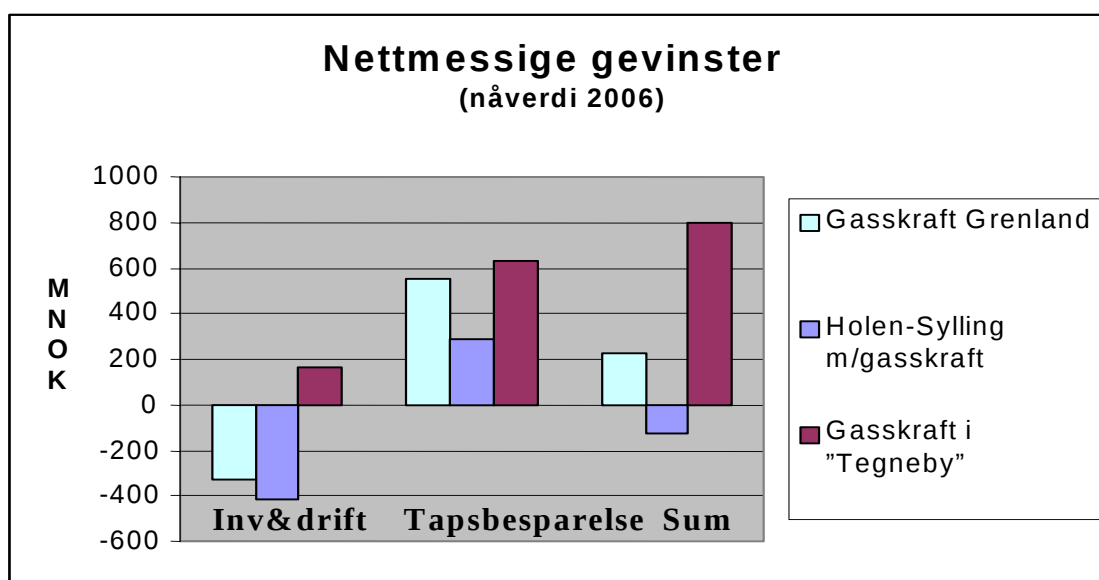
Det er ikke beregnet nettap for gasskraft sørøst for Oslo i denne studien, men tidligere studier har vist at dette alternativet fører til større nettapsreduksjoner enn gasskraftverk i Grenlandsområdet, i størrelsesorden 7 MNOK pr år, det vil si en nåverdi på ca. 80 MNOK.

Tapsendring i det året det oppstår varig feil er noe større enn i år med intakt nett, men fordelt over en 17 års periode er virkningen marginal.

6.4.4.3 Nettmessige gevinster av gasskraft på Østlandet.

Et gasskraftverk i Grenland gir lavere nettinvesteringskostnader og større tapsbesparelser enn en ny ledning Holen-Syilling. Økt tapsbesparelse skyldes både reduksjon av fysiske tap og prisendringer som følge av etablering av ny produksjon på Østlandet.

For å unngå å sammenligne to forskjellige kraftbalanser er det gjort beregninger med en ledning og ny gasskraftproduksjon på Vestlandet utover det som er besluttet på Kårstø. Nåverdien av investerings- og driftskostnader samt tapsbesparelser er vist i figur10. Figuren viser også resultatet for gasskraft "Tegneby".



Figur 11. Nåverdi av nettmessige gevinster

Nåverdien er beregnet pr.01.01.2006. Summen av tap og investeringer gir en nåverdigevinst på ca. 350 MNOK for gasskraft i Grenland i forhold til ledning Holen -Syilling. Av denne gevinsten er ca. 90 MNOK nåverdien av lavere investerings og driftskostnader, og ca. 260 MNOK lavere tapskostnader.

Ny ledning Holen-Syilling er i antatt driftsatt i 2014. Dersom ledningen ikke er nødvendig i 2014, men for eksempel først i 2020 øker ledningens lønnsomhet og den relative forskjellen mellom gasskraft i Grenland og ledning reduseres til ca 220 MNOK.

Gasskraftverk i Grenland reduserer også estimerte transittkostnadene. Denne reduksjonen skyldes i stor grad bedret kraftbalanse og er derfor den samme for alternativet ledning med gasskraft på Vestlandet.

I tillegg til investeringer og tap har gasskraft i Grenland betydelige markedsmessige nytteverdier (i form av produsentoverskudd, konsumentoverskudd og kapasitetsavgift) i

forhold til at det alternativt ikke blir bygget ny kraftproduksjon annet sted i landet. Dette er imidlertid en så usikker forutsetning at verdien ikke er tatt med i disse bergningene.

6.4.4.4 Gasskraftverk øst for Flesakersnittet

Tidligere studier gjennomført av Statnett i 2005 har vist at nettmessig sett er en lokalisering øst for Flesakersnittet bedre enn Grenland. Det ble da sett på en lokalisering nær Tegneby i Østfold. Dette er svært nær Oslo, og kraften kan overføres dersom 1 av 3 mulige veier til Oslo på 420 kV eller 300 kV er intakt.

Dette vil i praksis gi samme forsyningssikkerhet som dagens nett ved 1000 MW forbruksøkning i Oslofjordområdet.

- Alternativet er mest robust ut fra sårbarhet og forsyningssikkerhet. Kraften kan overføres til forbruker på korte sikre 420 kV forbindelser med redundans (Oslo-ringen)
- Opprettholder dagens leveringspålitelighet opp til "Oslo-last" på ca 6000 MW uten nettförsterkning
- Reduserer behovet for reaktiv effekt med inntil 2000 MVA på det sentrale Østlandet
- Reduserer behovet for bruk av systemvern og hever Hasletrappen 1000 MW
- 1000 MW mindre avhengig av import fra Sverige

Ved en slik lokalisering spares både ledningen Grenland-Syiling på 540 MNOK, samt investeringer i reaktiv kompensering på 290 MNOK. Gitt et samfunnsøkonomisk avkastningskrav på 5%, gir dette en nåverdi på ca. 500 MNOK pr. 2006. I tillegg vil gasskraft sørøst for Oslo gi tapsmessige gevinster i forhold til Grenland estimert til ca 80 MNOK. Totalt sett gir dette en gevinst i favør av gasskraft sørøst for Oslo på ca. 580 MNOK sammenlignet med gasskraft i Grenland. I tillegg vil det kunne være markedsgevinster ved denne lokaliseringen.

7 Konklusjon

Det sentrale Østlandet er i en spesiell situasjon med høyt forbruk, lav egenproduksjon, og med svært begrenset potensial for avtalt forbruksutkobling.

Når forbruket stiger vil det på et tidspunkt ikke være tilstrekkelig kapasitet inn mot Oslo til å forsyne det økte forbruket. I en normalsituasjon kan systemet takle forventet forbruksvekst på 1,3 % fram mot 2020, forutsatt installering av 2000 MVAr ny reaktiv kompensering.

Ved en varig feil på en av de kritiske linjene inn mot Østlandet vil det ikke være kapasitet nok på øvrige linjer, slik at nettet er avhengig av 1000 MW import fra Sverige over Hasle for å forsyne alt forbruk i toppplasttimene.

De felles nordiske reservene vil sikre momentan forsyning, men ikke nødvendigvis med tilfredsstillende driftssikkerhet. For å hindre et sammenbrudd i det nordiske sammenkoblede kraftsystemet skal det land som har problemet sørge for å gjenopprette sikker driftssituasjon i løpet av 15 minutter. Dersom det finnes 1000 MW effektreserve og nettkapasitet i det nordiske systemet i tillegg til de 600 MW som må finnes til en hver tid for å kunne drifte nettet, vil Norge kunne benytte disse. Ellers må det kobles ut forbruk på Østlandet for å gjenopprette tilfredsstillende driftssikkerhet.

Når avbruddskostnader tas med i de samfunnsøkonomiske beregningene viser resultatene at det i referansecaset vil være lønnsomt med ny ledning mellom Vestlandet og Østlandet rundt 2014. Resultatet er imidlertid helt avhengig av forbruksveksten, hyppighet og omfang av ledningsutfall samt effektilgjengelighet og overføringsevne fra Sverige. I tillegg til lønnsomhetsvurderingene kommer vurdering av om så vidt høy risiko som et dramatisk utfall hvert 17 år, som utfallsstatistikken viser, overhode er akseptabelt.

Basert på gasskraftverk i 2010/11 og ledning Holen – Sylling i 2014 er nåverdien (2006) av de nettmessige gevinster ved gasskraftverket i Grenland ca. 350 MNOK.

Ved en lokalisering av gasskraftverket øst for Flesakersnittet (nær Oslo), kan både ledningen Grenland-Sylling på 540 MNOK, og reaktiv kompensering på 290 MNOK spares (i alle fall utsettes). Dette gir en årlig besparelse på ca 50 mill.kr. I tillegg vil det gi tapsmessige gevinster i forhold til Grenland. Disse ble i en tidligere studie estimert til ca 7 MNOK pr år. Gevinsten i nåverdi i forhold til gasskraft i Grenland blir ca. 580 MNOK.

Vedlegg

Samfunnsøkonomisk metode

Analysen søker å belyse samfunnsøkonomi, gjennom kostnader og nytteverdier ved gasskraftverk på Østlandet:

- Herøya 1000 MW
- (Tegneby i Østfold 1000 MW)

Gasskraftverkene sammenlignes med en ny 420kV ledning Holen - Sylling.

Det fokuseres på årlige verdier, hvor nettinvesteringene er beregnet som annuitet over 60 år. I tillegg er beregnet lønnsomheten som nåverdier pr 2006, hvor årsverdiene for stadium 2010 er lagt til grunn frem til 2020, og årsverdiene for stadium 2020 deretter. Dette er en forenkling, som ikke tar hensyn til jevn forbruksvekst. Resultatene som bruttoverdier vil derfor være for forsiktige anslått, men dette vil ikke ha avgjørende virkning på forholdet mellom tiltakene.

Tiltakene er vurdert i forhold til et 0-alternativ, hvor det ikke foretas andre investeringer enn installasjon av ca. 2000 MVA reaktiv kompensering.

Den samfunnsøkonomiske analysen er forenklet, og inkluderer ikke kostnadene relatert til gasskraftverkene. De reelle kostnadene ved gasskraftverkene og gassrør er holdt utenfor. Eventuelle miljøkostnader i form av CO₂ rensing er også holdt utenfor. Verdien av ny kraftproduksjon (forbedret nasjonal kraftbalanse) er i analysene eliminert ved at denne verdien er trukket ut (produsert volum * kraftpris).

I den samfunnsøkonomiske analysen er det gjort vurdering av følgende kostnader og gevinster:

- markedsgvinster ved endringer i produsent- og konsumentoverskudd (PO/KO)
- kapasitetsinntekter (KI)
- tapskostnader
- transittkostnader
- investeringskostnader

Avbruddskostnader er tatt hensyn til ved estimering av nødvendig utkobling til gjennomsnittlig KILE-kostnad.

I analysene inngår ikke eventuelle kostnader (spesialreguleringer/flaskehalskostnader) som kan oppstå i forbindelse med revisjoner.

Analysene baseres på scenarier i "Nettutviklingsplan for sentralnettet 2005 – 2020", med noen mindre tilpasninger. Analysene er basert på resultater fra PSS/E og samlast med utgangspunkt i last og produksjonsdata for stadium 2010 og 2020.

Investeringskostnadene ved ulike nettforsterkninger er basert på kostnadsestimater i følge erfaringstall for ledninger og stasjoner.

Resultatene som presenteres gjelder bare for Norge. Analysene viser at både gasskraftverk og nye ledninger vil kunne ha betydelig innvirkning også på det svenske systemet, gjennom ulik

flyt i det svenske nettet. Både tapene og transitten gjennom Sverige vil variere mellom alternativene, og er ikke tatt hensyn til analysene.

Forutsetninger for samfunnsøkonomiske vurderinger

Rente samfunnsøkonomi	5 %			
Nåverdi pr.	2006			
Analyseperiode	25 år fra idriftsettelse			
Gasskraft i analyse	1. trinn i 2010	2. trinn i 2020		
Idriftsettelse ledning	2014			
Levetid ny ledning	70 år			
Tap og tapspriser fra samlast				
Drift/vedlikeholdskostnader - standardsetser				
Utkoblinskostnader - KILE	29 kr/kWh			
Investeringskostnader	Grenland	Vest-Øst	Basis	
Ledning	480	800		
Autotrafo	60			
Reaktiv kompensering	292	292	292	
Samlastberegninger er gjort for stadium 2010 og 2020. Verdier for 2010 legges til grunn fram til 2020, 2020-verdeir deretter				



ESTIMATED POWER MARKET BALANCE 2008/09 [MWh/h]

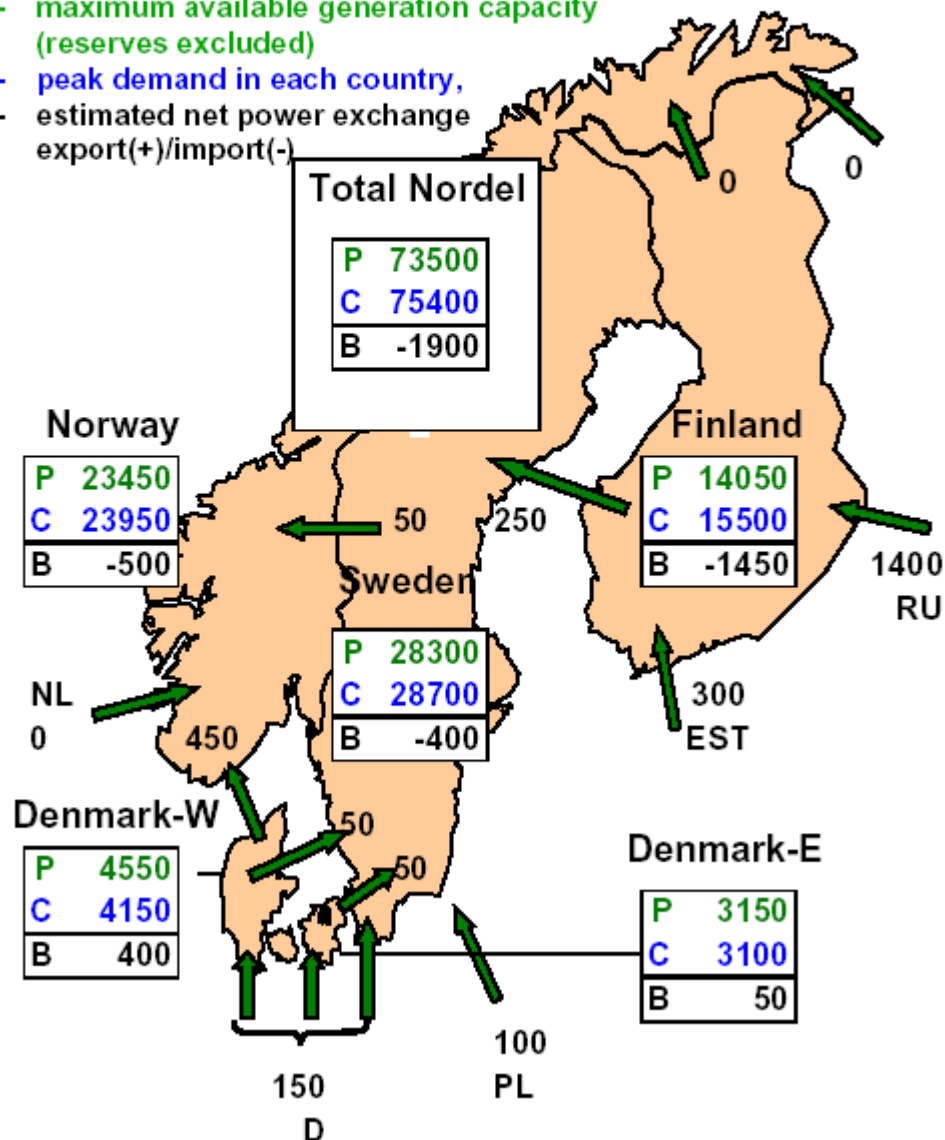
Available production, estimated export/import

Temperatures corresponding to a ten years winter day

P - maximum available generation capacity
(reserves excluded)

C - peak demand in each country,

B - estimated net power exchange
export(+)/import(-)



13

Bilaga

Möjliga scenarier för Sveriges effektbalans vintern 2005/2006

Normal energibalans. Relativt höga priser.

Alternativ A: Effekttopp vid normala vintertemperaturer.
Hög tillgänglighet för produktion och import.

Alternativ B: Effekttopp vid tioårsvinter.
Förväntad tillgänglighet för värmekraft.
Reducerad import på grund av kylan.

	Alt. A		Alt. B
Produktion	MW		MW
Vattenkraft	14100	-	13700
Kärnkraft ¹⁾	9070	-	9070
Mottryck	3080	-	2900
Kondens	2150		1700
Gasturbiner exkl. stöm.reserv	530	-	500
Summa produktion	28930		27870
Import	2500	-	1200
Summa tillförsel	31430	-	29070
Förbrukning	27000	-	28800
Marginal	4430	-	270

Upphandlingen av effektreserv i kondens, gasturbiner och förbrukningsreduktion omfattar maximalt 2000 MW.

1) Full tillgänglighet antas för de 10 kärnkraftsblocken.