

Samfunnsøkonomisk analyse av investeringer i nytt sentralnett i Oslo og Akershus

Snorre Kverndokk, Haakon Vennemo og Henning Wahlquist

VISTA ANALYSE AS



Dokumentdetaljer

Vista Analyse AS	Rapport nummer 2013/26
Rapporttittel	Samfunnsøkonomisk analyse av investeringer i nytt sentralnett i Oslo og Akershus
ISBN	978-82-8126-122-8
Forfatter	Snorre Kverndokk, Haakon Vennemo og Henning Wahlquist
Dato for ferdigstilling	25. november 2013
Prosjektleder	Haakon Vennemo
Oppdragsgiver	Statnett
Tilgjengelighet	Offentlig
Publisert	Pdf
Nøkkelord	Kraft, nett, Oslo
Versjon	Etter ekstern kvalitetssikring og diskusjon med Statnetts konsernledelse er det gjort mindre endringer i rapporten i forhold til tidligere versjoner fra 14. juni, 24. september og 18. oktober 2013

Innhold

Dokumentdetaljer	1
Innhold	2
Sammendrag	4
1 Innledning.....	7
2 Tre investeringskonsepter belyses.....	8
2.1 Nærmere om investeringskonseptene.....	8
2.2 Nullalternativet behandles for seg	9
2.3 Litt om forsyningssikkerhet.....	9
3 Metoden følger OEDs og andres veiledning.....	10
4 De viktigste nytte- og kostnadsvirkningene i kortform.....	11
5 Investeringskostnader: Konsept 1 er dyrest.....	12
6 Prissatte virkninger: Kostnadene ved avvist etterspørsel vil være mye større enn investeringskostnadene.....	13
6.1 Store kostnader ved avvist etterspørsel.....	13
6.1.1 Nærmere beskrivelse av metodikk og forutsetninger	13
6.1.2 Beregnet avvist etterspørsel	15
6.1.3 Prissetting av avvist etterspørsel basert på KILE-satsene	17
6.1.4 Sensitivitetsanalyse: Resultatene avhenger av hva man legger til grunn som enhetskostnad.....	18
6.2 Overføringstapet går ned ved alle konseptene	20
6.3 Oppsummering av prissatte virkninger	21
7 Ikke-prissatte virkninger: Frigjort areal og redusert luftforurensning kan gi store gevinster	22
7.1 Verdien av økt areal i natur og boligområder kan bli betydelige	22
7.2 Klimaeffekter gjennom flere el-biler kan gi betydelige gevinster	23
7.3 Lokal luftforurensning kan også reduseres betydelig ved overgang til el-biler.....	24

7.4	Forsyningssikkerhet: Konsept 1 og 3 gir lavest avbruddskostnader ved tekniske feil.....	24
7.5	Realopsjoner: Konsept 3 har størst fleksibilitet.....	25
7.6	Oppsummering av ikke-prissatte virkninger	26
8	Fordelingsvirkninger skiller lite mellom konseptene	27
9	Usikkerhetsanalysen av investeringskostnader endrer ikke på konklusjonene	28
10	Rangering og konklusjoner: Konsept 3 er best.....	29
	Referanser	30

Tabeller

Tabell 1:	De viktigste nytte- og kostnadsvirkningene.....	11
Tabell 2:	Reduserte overføringstap ved de ulike konseptene. GW/h og mill. 2013-kr	20
Tabell 3:	Prissatte virkninger ved investeringsalternativene i forhold til nullalternativet, mill. 2013-kr.....	21
Tabell 4:	Ikke-prissatte virkninger ved investeringsalternativene i forhold til nullalternativet.	26
Tabell 5:	Nåverdien av investeringskostnader for de ulike konseptene, forventningsverdi og P85, mrd. 2013-kr	28

Figurer

Figur 1:	Sannsynlighetsfordeling for effektetterspørsel, MW. Kilde: Kanak (2013)...	13
Figur 2:	Normalisert lastvarighetskurve fra 2010	14
Figur 3:	Prognose for årlig maksimal last i Oslo og Akershus, MW	15
Figur 4:	Avvist etterspørsel per år, GWh.....	16
Figur 5:	Timer med avvist etterspørsel per år	17
Figur 6:	KILE-kostnader per år, løpende mrd. 2013-kr.....	18
Figur 7:	Kostnad av framtidig avvist kraftetterspørsel, nåverdi mrd. 2013-kr	19

Sammendrag

Vi vurderer tre konsepter for å møte økt etterspørsel etter elektrisitet i Osloområdet. Vi finner at konseptet der en legger til rette for å oppgradere spenningsnivået til 420 kV er det beste fra en samfunnsøkonomisk synsvinkel. Dette konseptet har høyest forsyningssikkerhet og minst overføringstap, samtidig som det sparer arealer og ikke er dyrere enn noe annet konsept.

Bakgrunn og problemstilling

Dagens sentralnett for Osloområdet er gammelt og trenger utskifting. Befolkningen i Osloområdet vil dessuten øke i årene fremover, med høyere etterspørsel til følge. Dette gjør det aktuelt å vurdere økt nettkapasitet sammen med utskifting av nettet. En konseptvalg vurdering drøfter behovet for ny nettkapasitet i Osloområdet og stiller opp mål for, og krav til konsepter som kan løse behovet. Konseptvalgutredningen ser på ulike muligheter for å møte behovet, inklusive tiltak på etterspørselssiden. Det konkluderes med at tiltak på forbrukssiden ikke vil være tilstrekkelig, og at tre utbyggingskonsepter er det som bør vurderes videre i den såkalte alternativanalysen.

Det ene utbyggingsalternativet går ut på å videreføre dagens spenningsnivå og fysiske nettstruktur, men kapasiteten vil øke. Det andre går ut på å videreføre dagens spenningsnivå, men forbedre kvaliteten på ledningene, noe som øker kapasiteten samtidig som det sparer areal. Det tredje går ut på å legge til rette for å oppgradere spenningsnivået, forbedre kvaliteten på ledningene og forenkle strukturen. Det som skiller alternativ 2 og 3 er stasjonene, der man i alternativ tre bygger stasjoner beregnet på 420 kV, mot dagens 300 kV. Når et tilstrekkelig antall stasjoner er skiftet ut, vil man da med tiden kunne drifte på 420 kV. I tillegg legges det til rette for høyere forsyningssikkerhet ved tekniske feil enn i alternativ 2.

Sentralt i alternativanalysen står samfunnsøkonomiske analyser. Denne rapporten er den samfunnsøkonomiske analysen av konseptalternativene. Formålet med rapporten er å vurdere nytte og kostnader av hvert konseptalternativ i forhold til et nullalternativ. Vi gjennomfører en kostnads-virkningsanalyse der enkelte nyttevirksomheter er priset, og andre ikke. Prisede og ikke-prisede nyttevirksomheter sammenliknes med konseptenes neddiskonterte levetidskostnader. Som avslutning på analysen blir konseptalternativene rangert.

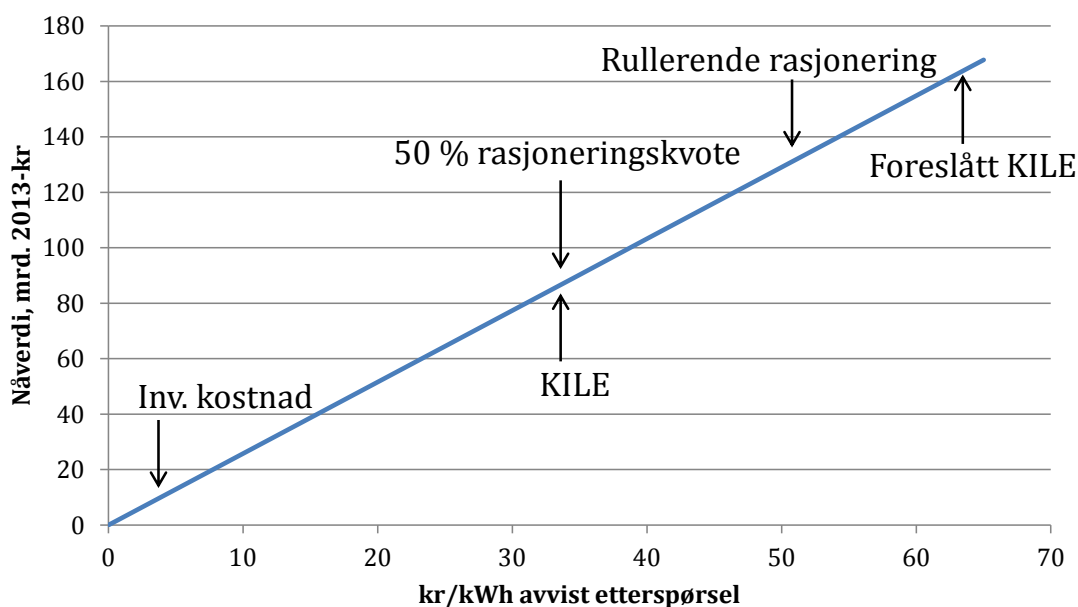
Konklusjoner

Vi finner at nullalternativet, dvs. kun vedlikehold av dagens anlegg, ikke vil kunne møte den økte etterspørselen etter elektrisitet i Osloområdet, og at alternativet over tid vil innebære avvist etterspørsel i form av kraftig kvantums- eller prisrasjonering. Det vil gi betydelige samfunnsøkonomiske kostnader. Utbyggingsalternativene unngår dette og sett fra utbyggingsalternativenes ståsted blir unngåtte kostnader ved avvist etterspørsel den viktigste prisede nyttevirksomheten.

Det er noe uklart hvordan man bør prise enhetskostnadene ved avvist etterspørsel og dermed nyttevirksomheten av å unngå dette. Ved kvantumsrasjonering kan en første

tilnærming være kostnaden ved ikke-levert strøm, KILE. Gjennomsnittlig foreslått KILE gir en samfunnsøkonomisk kostnad på 160 milliarder kroner dersom det anvendes på all avvist etterspørsel (Figur A). Gjeldende KILE gir 86 milliarder. Det er gode argumenter for at kostnadene går ned på lang sikt som følge av adferdsendringer hos forbruker og bedrifter, og at dieselaggregater osv vil bli utbredt dersom man ikke kan stole på stabil strømtilførsel over nettet. For enkelte aktører kan kostnaden ved slike alternativer danne den langsiktige alternativkostnaden ved avvist etterspørsel. For andre aktører er det kostnaden ved å flytte ut av området som danner den langsiktige kostnaden.

Figuren nedenfor viser hvordan det samfunnsøkonomiske overskuddet av utbyggingsalternativene avhenger av hvilken kostnad som blir lagt til grunn. Selv om kostnadene per avvist KWh blir lavere på sikt, ser vi det som lite sannsynlig at nåverdien av avvist etterspørsel blir lavere enn nåverdien av investeringskostnadene.



Figur A: Samfunnsøkonomiske virkninger av investeringsalternativene i forhold til nullalternativet, mrd. 2013-kr

Ut fra en samlet vurdering velger vi å verdsette avvist etterspørsel ved hjelp av gjeldende KILE-sats. Ved denne satsen blir nytten av å fjerne avvist etterspørsel langt høyere enn neddiskonterte levetidskostnader. Reelt samfunnsøkonomisk overskudd kan altså være lavere enn dette, men vi finner det godt begrunnet at alle utbyggingsalternativene er samfunnsøkonomisk lønnsomme, jf. tabell A.

		Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Prissatte virkninger	Investeringskostnader	12,1	11,1	11,1
	Mulige unngåtte kostnader ved avvist etterspørsel	86,1	86,1	86,1
	Redusert overføringstap	0,4	0,2	0,4
	Netto prissatt nytte	74,4	75,2	75,4
Ikke-prissatte virkninger	Frigjøring av arealer	0	++++	++++
	Klima	++	++	++
	Lokal luftforurensning	++	++	++
	Forsyningssikkerhet ved tekniske feil	++	+	++
	Realopsjoner	+	+	++
Fordelingsvirkninger		Like	Like	Like
Total rangering		3	2	1

Tabell A: Samfunnsøkonomiske virkninger av investeringsalternativene i forhold til nullalternativet, mrd. 2013-kr

Spørsmålet er så hvilket utbyggingsalternativ som er *mest* samfunnsøkonomisk lønnsomt. Vi sammenlikner først konsept 1 og konsept 3. Konsept 3 er billigere enn konsept 1 og frigjør betydelig arealer, uten at kapasiteten er noe dårligere. Konsept 3 er derfor bedre enn konsept 1.

Vi sammenlikner så konsept 2 og konsept 3. Disse konseptene har like kostnader og frigjør like mye areal. Overføringstapet er lavere i konsept 3, forsyningssikkerheten er bedre og konseptet har mer tilleggskapasitet dersom etterspørselen skulle øke utover det som er forutsett. Konsept 3 er derfor bedre enn konsept 2.

Siden konsept 3 er bedre enn både konsept 1 og 2, konkluderer vi at konsept 3 rangeres høyest i den samfunnsøkonomiske analysen. Vår vurdering er videre at konsept 2 rangeres som nummer to, og konsept 1 rangeres som nummer tre. Nullalternativet rangeres sist. Detaljerte beregninger og vurderinger er oppsummert i tabell A og begrunnes i rapportens hovedtekst.

1 Innledning

Dagens sentralnett for Oslo og Akershus er gammelt og trenger snart utskiftinger og reinvesteringer. De eldste luftledningene er fra 1928, mens de nyeste er fra 1990. Den eldste stasjonen er også fra 1928. Befolkningen i Osloområdet vil dessuten øke i årene fremover, med høyere etterspørsel til følge. Dette gjør det aktuelt å vurdere økt nettkapasitet sammen med utskifting av nettet.

Flaskehalsen for sentralnettet er den maksimale etterspørselen etter effekt, dvs. den timen i året hvor forbruket av strøm er størst. Denne vil normalt være på en kald dag med stort oppvarmingsbehov, og det høyeste forbruk i nettet var i januar 2010 hvor effektetterspørselen var på 4250 MW. Dette er tett oppunder kapasiteten i dagens nett. Det antas at dagens nett kan operere ved en forsyningssikkerhet på N-1 (se nedenfor) ved en effektetterspørsel på ca. 4400 MW og en maksimal kapasitet på ca. 4700 (forsyningssikkerhet på N-0). Prognoser utarbeidet av Kanak (2013), tyder på at effektetterspørselen vil kunne overskride den maksimale kapasiteten i løpet av 5-10 år. Hvis det ikke foretas nye reinvesteringer i sentralnettet, men kun vedlikehold av det eksisterende nettet, er det rimelig at kapasiteten i nettet faller over tid.

I denne samfunnsøkonomiske analysen vil vi vurdere de samfunnsøkonomiske gevinstene av å investere i et nytt sentralnett for Oslo og Akershus i forhold til å vedlikeholde dagens nett. Analysen tar for seg de ulike konseptene som Statnett vurderer som realistiske, og vi vil oppsummere med en rangering av disse til slutt.

2 Tre investeringskonsepter belyses

2.1 Nærmere om investeringskonseptene

Statnett vurderer følgende investeringskonsepter i Konseptvalgutredningen, hvor forsyningssikkerhetsbegrepene er forklart i avsnitt 2.3 nedenfor:

- **Konsept 1:** Reinvestere med dagens spenningsnivå (300 kV) og beholde dagens struktur
 - Dette konseptet kan være et alternativ til nullalternativet, se avsnitt 2.2., når behovet for reinvesteringer melder seg
 - Areal frigjøres ikke i forhold til nullalternativet
 - Effekten på lang sikt vil være på minimum 6800 MW
 - Forsyningssikkerheten er N-1, men konseptet har også et tilleggskrav om at og ved to samtidige feil skal det være mulig å gjenopprette forsyningen innen 2 timer (se nedenfor)
- **Konsept 2:** Reinvestere med dagens spenningsnivå og reduksjon i antall forbindelser
 - Det vil være en ny standard på ledninger, men spenningsnivået på 300 kV beholdes
 - Forsyningssikkerhet er tilsvarende N-1
 - Effektkapasiteten vil være på minimum 6800 MW mot slutten av investeringsperioden
 - Arealer kan frigjøres som i konsept 3
- **Konsept 3:** Spenningsoppgradering til 420 kV og reduksjon av antall forbindelser
 - Forsyningssikkerheten er N-1, men konseptet har også et tilleggskrav om at og ved to samtidige feil skal det være mulig å gjenopprette forsyningen innen 2 timer (se nedenfor)
 - Effektkapasiteten vil være på minimum 6800 MW mot slutten av investeringsperioden
 - Arealer kan frigjøres som i konsept 2
 - Under dette konseptet vil det brukes et spenningsnivå på 300 kV i flere år, inntil det blir et behov for en spenningsoppgradering

Ved konseptene 2 og 3 vil det foreligge ulike trasévalg, da en del av forbindelsene kan rives. Foreløpig er ikke trasé valgt, men det antas at kostnader og nyttevirksomheter ved disse ikke vil variere mye. Kostnadsusikkerhet er tatt hensyn til i usikkerhetsanalysen.

Alle konseptene drøftes i forhold til *nullalternativet* i den samfunnsøkonomiske analysen.

2.2 Nullalternativet behandles for seg

Nullalternativet innebærer å fortsette med dagens stasjoner og ledninger, med tillegg av nødvendige vedlikeholdsinvesteringer.¹ Et slikt alternativ kan være realistisk i en fem-tiårsperiode basert på den tekniske tilstanden til anlegget. Nullalternativet har en kapasitet på ca. 4 400 MW dersom en skal sikre at enkelutfall ikke skal påvirke strømforsyningen (N-1 sikkerhet). Dersom en ikke har dette kravet, vil kapasiteten være ca. 4 700 MW i dagens nett (N-0 sikkerhet). Dette regnes som maksimal kapasitet, slik at all etterspørsel over dette vil bli avvist. Samtidig vil enkeltutfall som følge av tekniske feil kunne redusere strømforsyningen, spesielt hvis etterspørselen ligger på kapasitetsgrensen.

Nullalternativet vil altså bare levere denne kapasiteten i fem-ti år hvis en ikke begynner å reinvestere. Av beregningstekniske grunner vil vi i den samfunnsøkonomiske analysen likevel anta at nullalternativet kan levere 4 700 MW i effekt gjennom hele analyseperioden. Tanken er at dersom ett eller flere av konseptene er lønnsomt under denne forutsetningen, vil de helt sikkert være lønnsomme i det mer realistiske tilfellet at makseffekten i nullalternativet dør hen. For sammenlikninger mellom konseptalternativene spiller ikke dette noen rolle.

Drifts- og vedlikeholdskostnadene i nullalternativet har samme størrelsesorden som drifts- og vedlikeholdskostnadene i utbyggingskonseptene. Den samfunnsøkonomiske analysen regner ikke eksplisitt på disse kostnadene verken i nullalternativet eller i konseptalternativene. Beregningsteknisk har derfor nullalternativet en kostnad på null.

2.3 Litt om forsyningssikkerhet

Ovenfor har vi referert til ulike begreper om forsyningssikkerhet. For ordens skyld forklares disse nærmere nedenfor.

Under N-1 alternativene kan man ha utkobling av én komponent (ledning) uten at det påvirker strømforsyningen. Statnett har tolket dette som at nettet «...planlegges slik at enkeltutfall ved inntak nett maksimalt fører til bortfall av 200 MW forbruk av 1 times varighet», se Statnett (2012b), s. 33. I praksis innebærer det at nett planlegges slik at det ikke skal bli avbrudd etter én feil. Utkobling av to ledninger vil derimot føre til at ikke all etterspørsel vil bli tilfredsstilt hvis etterspørselen ligger på kapasitetsgrensen.

I følge forsyningssikkerheten Statnett har pålagt nettet i Stor-Oslo skal det tilfredsstille N-1, men i tillegg kan det være aktuelt å pålegge at dersom «... det oppstår en ytterligere feil før første feil er rettet, skal det som minimum være mulig å gjenopprette forsyningen av alt forbruk innen 2 timer» (Statnett, 2012b, s. 33). Vi antar da at dette alternativet kan gi et avbrudd på maksimalt 2 timer.

For å finne den maksimale kapasiteten i et anlegg brukes begrepet N-0. I motsetning til N-1 (med og uten tilleggskrav) vil det ikke være reservekapasitet som kan brukes ved en utkobling av en komponent. Tekniske feil vil da umiddelbart føre til redusert kapasitet.

¹ Nullalternativet driftes på ulikt spenningsnivå, men de fleste ledningene og kablene har et spenningsnivå på 300 kV.

3 Metoden følger OEDs og andres veiledning

Vår samfunnsøkonomiske analyse bruker metodikk anbefalt av OED (2013) sin veileder i Konseptvalgutredninger, som henviser til Finansdepartementet (2005) sin veileder i samfunnsøkonomisk analyse og NOU 2012:16, en fersk offentlig utredning om metoder for samfunnsøkonomiske analyser.

Konkret har vi i nåverdiberegningene valgt en analyseperiode på 40 år regnet fra 2015 og en diskonteringsrente på 4 % (3 % de siste to årene). 2013 er vårt henføringsår. Det er ikke funnet grunn til å modifisere markedspriser på kostnadssiden. På nyttesiden er en hovedproblemstilling at nullalternativet over tid fører til at mange husholdninger, bedrifter og institusjoner ikke får dekket sitt behov for strøm. Det finnes ulike priser og verdier å ta utgangspunkt i for å beregne betalingsviljen per kWh ikke-levert strøm, og mulighetene diskuteres senere i rapporten.

Selv om analyseperioden er 40 år, vil en del av investeringene ha lengre levetid. Stasjoner forventes å ha en levetid på 40 år, men ledninger forventes en levetid på 70 år. I tillegg er det slik at en del av investeringene under de ulike konseptene foretas et stykke ut i planleggingsperioden. Dette trekker i retning av at nytten av investeringene vil vare lenger enn selve analyseperioden og at de beregnede nytteeffektene vil være enda større enn de som framkommer i denne analysen. Restverdi ved utløpet av analyseperioden skal i utgangspunktet være med i en samfunnsøkonomisk analyse, jfr. NOU 2012:16. Det er imidlertid ikke opplagt hvordan denne restverdien beregnes da de ulike investeringskomponentene har ulik levetid, samt at de er avhengig av hverandre for å gi nytte, dvs. å føre fram strøm til mottakerområdet. Som det kommer fram av analysen nedenfor vil disse restverdiene ikke ha betydning for om prosjektene blir samfunnsøkonomisk lønnsomme eller ikke, samt at de i liten grad vil skille mellom konseptene. Vi kommenterer dette mer i avsnitt 7.5 Realopsjoner.

Den samfunnsøkonomiske analysen skal i følge veiledning bygge på forventningsverdier for kostnader beregnet i usikkerhetsanalysen, under hensyn til konseptenes systematiske usikkerhet. Systematisk usikkerhet er tatt hensyn til gjennom renta, og forventede kostnader fra usikkerhetsanalysen er lagt til grunn. Usikkerhetsanalysen er gjennomført ved hjelp av standard metodikk på området.

Kanak (2013) har gjennomført en usikkerhetsanalyse for forbruk. Denne danner grunnlaget for den samfunnsøkonomiske analysens beregning av omfang og verdi av ikke-levert strøm i nullalternativet – og fjerning av dette problemet i konseptalternativene. Beregningen av omfang og verdi av ikke-levert strøm bygger på hele spredningen av muligheter når det gjelder framtidig etterspurt forbruk, altså ikke bare forventningsverdien. Dette gjør vi nærmere rede for nedenfor.

4 De viktigste nytte- og kostnadsvirkningene i kortform

De viktigste nytte- og kostnadsvirkningene er listet opp i tabellen nedenfor. Vi skiller mellom prissatte- og ikke-prissatte virkninger, hvor de ikke-prissatte virkningene er virkninger av investeringene som det er vanskelig å kvantifisere bl.a. på grunn av ikke-eksisterende markeder.

Alle prissatte virkninger vil være neddiskonterte størrelser og vurderes i forhold til nullalternativet. På kostnadssiden beregner vi investeringskostnadene uten hensyn til drift og vedlikehold, siden drift og vedlikeholdskostnader er omtrent de samme i konseptene som i nullalternativet. På nyttesiden beregner vi eliminert kostnad ved avvist etterspørsel. Bakgrunnen er at man i nullalternativet styrer mot en situasjon der mange kunder ikke får levert den strømmen de etterspør. Dette har en høy kostnad. I konseptene fjernes denne kostnaden, noe som fremstår som en nyttevirkning sett fra konseptalternativenes side.

Vi regner også på verdien av reduserte overføringstap. Differansen mellom disse nyttekomponentene og kostnad gir et uttrykk for netto prissatt nytte.

Foruten de prissatte effektene vurderer vi virkninger av frigjorte arealer til natur, bolig og næringsformål, samt klima, lokal luftforurensning, forsyningssikkerhet og fleksibilitet i nettet. Med forsyningssikkerhet mener vi nettets evne til å motstå hendelser der deler av nettet faller ut som følge av tekniske feil. Disse effektene har vi valgt å vurdere som ikke-prissatte effekter. Dette betyr likevel ikke at de ikke kan ha stor betydning for nytten av prosjektet, og nytten kan også bli større over tid.

Til slutt vurderer den samfunnsøkonomiske analysen fordelingsvirkninger av konseptene, og deres robusthet i forhold til usikre forutsetninger.

Prissatte virkninger	Investeringskostnader
	Unngåtte kostnader ved avvist etterspørsel
	Redusert overføringstap
	Netto prissatt nytte
Ikke-prissatte virkninger	Frigjøring av arealer
	Klima
	Lokal luftforurensning
	Forsyningssikkerhet
	Realopsjoner-fleksibilitet
Fordelingsvirkninger	

Tabell 1: De viktigste nytte- og kostnadsvirkningene

5 Investeringskostnader: Konsept 1 er dyrest

Statnett (2013) har beregnet de totale kostnadene ved å investere i de ulike konseptene. I notatet har man imidlertid kun beregnet de totale investeringskostnadene for hvert enkelt konsept. Vista har på bakgrunn av denne rapporten samt planer for gjennomføringsrekkefølgen for konsept 2 og 3, beregnet nåverdiene av konseptene. For konsept 1 foreligger det ikke noen klar investeringsplan. Vi har imidlertid lagt til grunn at det vil følge et tilsvarende forløp som konsept 3, og at de ekstra investeringene som konsept 1 innebærer kommer på slutten av investeringsperioden (2027-2031).

Konsept 1: Totale investeringskostnader vil være 16,9 milliarder kroner (forventningsverdi). Vi har beregnet forventet nåverdi til å være på *ca. 12,1 milliarder (2013 kroner)*.

Konsept 2: De totale investeringskostnadene er beregnet til å være på 15,1 milliarder kroner (forventningsverdi). Både dette og det neste konseptet vil være billigere enn konsept 1 på grunn av lavere ledningskostnader som følge av reduksjon i antall forbindelser. Forventet nåverdi av investeringene er beregnet til å være *ca. 11,1 milliarder (2013 kroner)*.

Konsept 3: De totale investeringskostnadene er også her beregnet til å være på 15,1 milliarder kroner (forventningsverdi). Forventet nåverdi av investeringene er beregnet til å være *ca 11,1 milliarder (2013 kroner)*.

Nedenfor vil vi også gi en vurdering av usikkerheten i disse investeringskostnadene.

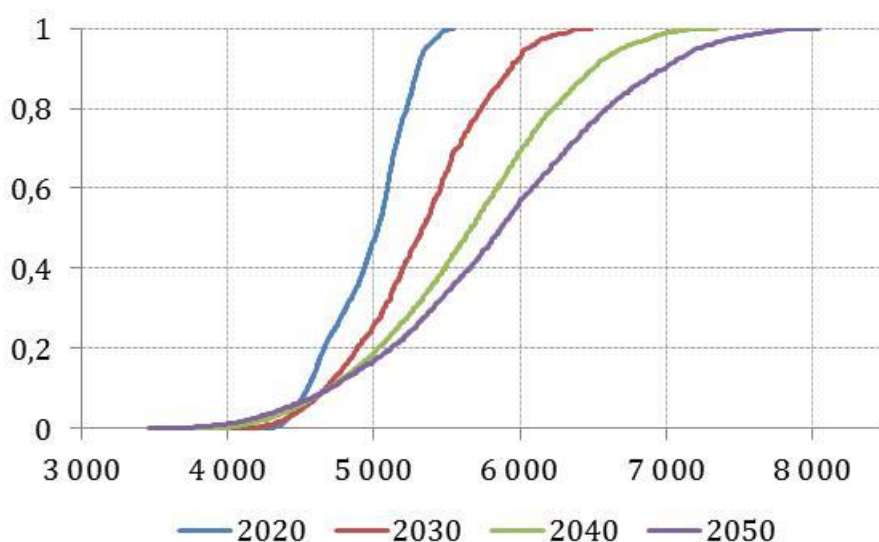
6 Prissatte virkninger: Kostnadene ved avvist etterspørsel vil være mye større enn investeringskostnadene

6.1 Store kostnader ved avvist etterspørsel

For å studere den samfunnsøkonomiske betydning av å investere i nytt sentralnett, har vi simulert den framtidige kraftetterspørselen og beregnet hvor mye av denne etterspørselen som vil bli avvist i nullalternativet, altså hvis kapasiteten i dagens nett opprettholdes. Vi definerer her avvist etterspørsel som avviket mellom framtidig kraftetterspørsel og sentralnettets kapasitet, fratrasket lokal produksjon. Etterspørsel utover nettets kapasitet kan medføre avbrudd i kraftforsyningen eller rasjonering hvis kraftmarkedet ikke er i balanse, men det er også godt mulig at prisene stiger og forbruket reduseres på lengre sikt og at avbrudd forhindres hvis markedet og myndigheter forventer framtidig knapphet på effekt. Vi har imidlertid ikke modellert det dynamiske forholdet mellom svekket forsyningssikkerhet/knapphet på effekt og redusert kraftetterspørsel. Da det er usikkert hva den faktiske kostnaden ved avvist etterspørsel og eventuelt avbrudd vil være, vil vi illustrere og drøfte implikasjonene av å legge ulike enhetskostnader (kr/MWh) til grunn, blant annet satsene fra KILE-ordningen. Sensitivitetsanalysen viser at enhetskostnaden ved avvist etterspørsel er spesielt viktig for utbyggingsalternativenes lønnsomhet, men at denne lønnsomheten er robust og positiv selv hvis man legger relativt små enhetskostnader til grunn.

6.1.1 Nærmere beskrivelse av metodikk og forutsetninger

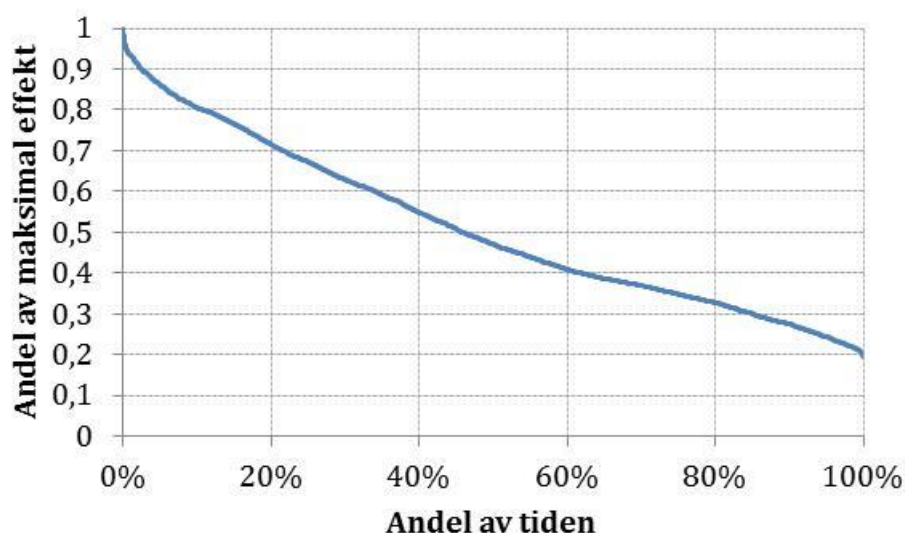
Den framtidige effektetterspørselen er simulert basert på usikkerhetsanalyse og prognoser for maksimal årlig effekt, utarbeidet av Kanak (2013). Utfallsrommet for beregningsårene 2020, 2030, 2040 og 2050 er vist i Figur 1.



Figur 1: Sannsynlighetsfordeling for effektetterspørsel, MW. Kilde: Kanak (2013)

For å gjøre våre beregninger mest mulig riktige er det viktig å ta hensyn til hele spredningen i etterspørselsprognosene. Utfallsrommet fra usikkerhetsanalysen er

videreført ved hjelp av vårt egenutviklede program for Monte Carlo-simuleringer. Programmet trekker tilfeldige persentiler fra overnevnte sannsynlighetsfordelinger for alle fire beregningsår med perfekt seriekorrelasjon. Samme persentil trekkes altså samtidig for alle beregningsår, noe som både er mer realistisk enn ukorrelerte trekninger og nødvendiggjør færre trekninger for å sikre konvergens. Maksimal effektetterspørsel interpoleres for øvrige år innenfor analyseperioden 2015-2050. Resultatene for perioden 2010-2020 er basert på trukket verdi for 2020 og kjent verdi for 2010. Verdiene etter 2050 representerer ekstrapolert trend fra perioden 2040-2050. Gitt effektetterspørselen som trekkes, sentralnettets kapasitet på 4700 MW og 168 MW forutsatt lokal produksjon², beregnes årlig avvist etterspørsel i timen med maksimallast. Effektetterspørselen i alle de øvrige timene av året, tilknyttet hver trekning for maksimal effektetterspørsel, blir grovt beregnet ved å legge til grunn den normaliserte lastvarighetskurven for Oslo og Akershus fra 2010, vist i Figur 2.



Figur 2: Normalisert lastvarighetskurve fra 2010

Vi gjennomfører 20.000 iterasjoner for å sikre konvergens og representativ bruk av forutsatte sannsynlighetsfordelinger. Gitt en analyseperiode på 40 år og 8.760 timer per år, simuleres altså effektetterspørsel, last i sentralnettet og tilknyttet avvist effektetterspørsel for rundt 7 milliarder timer. Metodikken kan ved første øyekast virke unødvendig komplisert for å beregne forventet avvist etterspørsel og tilknyttede kostnader. Konsekvensen av usikker framtidig effektetterspørsel er imidlertid asymmetrisk, noe som krever en grundig analyse. - Hvis etterspurt effekt er høyere enn sentralnettets kapasitet, vil resultatet bli avbrudd, rasjonering e.l., og medføre store kostnader for samfunnet. Hvis etterspurt effekt er lavere enn sentralnettets kapasitet, unngås tilsvarende konsekvenser, men det har lite å si hvor stor marginen er mellom etterspørselen og kapasiteten (i alle fall når man ser bort fra risiko for tekniske feil). Den avviste etterspørselen, gitt forventet maksimallast, vil dermed være vesentlig lavere enn

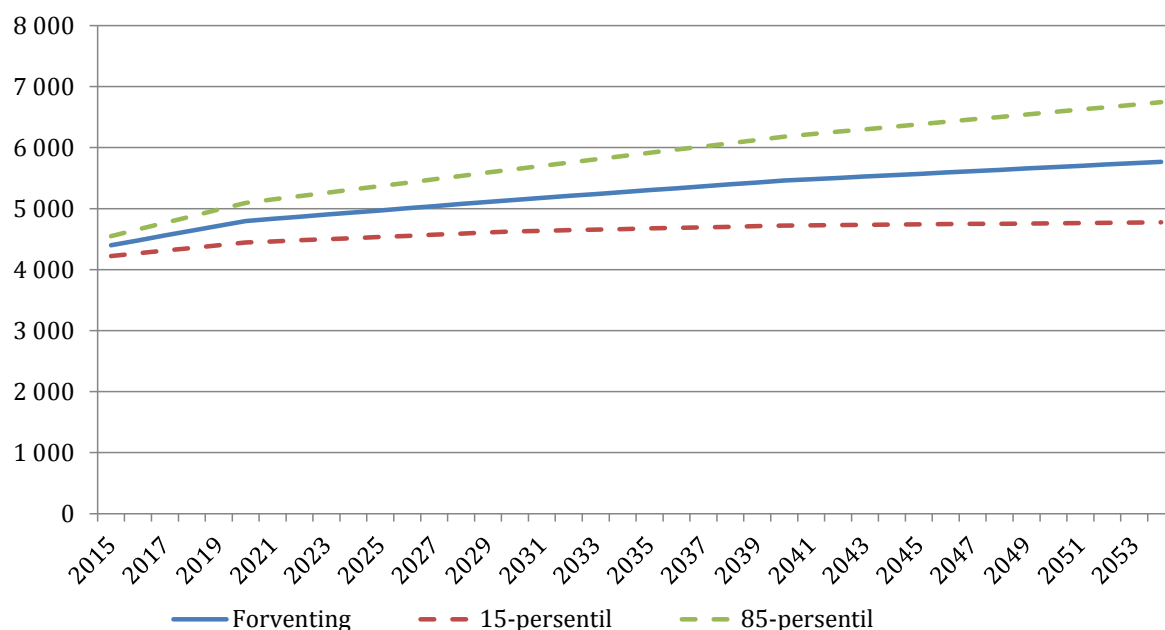
² Dette er en forenkling. Tilgjengelig lokal vinterproduksjon i Oslo og Akershus er i dag på ca. 80 MW. Dette er perioden hvor etterspørselen er størst. Økt fremtidig kraftproduksjon er imidlertid ikke utenkelig.

den forventede avviste etterspørselen. Forskjellen mellom de to størrelsene hadde blitt spesielt synlig hvis forventet framtidige etterspørselen lå veldig nær sentralnettets kapasitet, samtidig som det var en stor risiko for høyere etterspørsel.

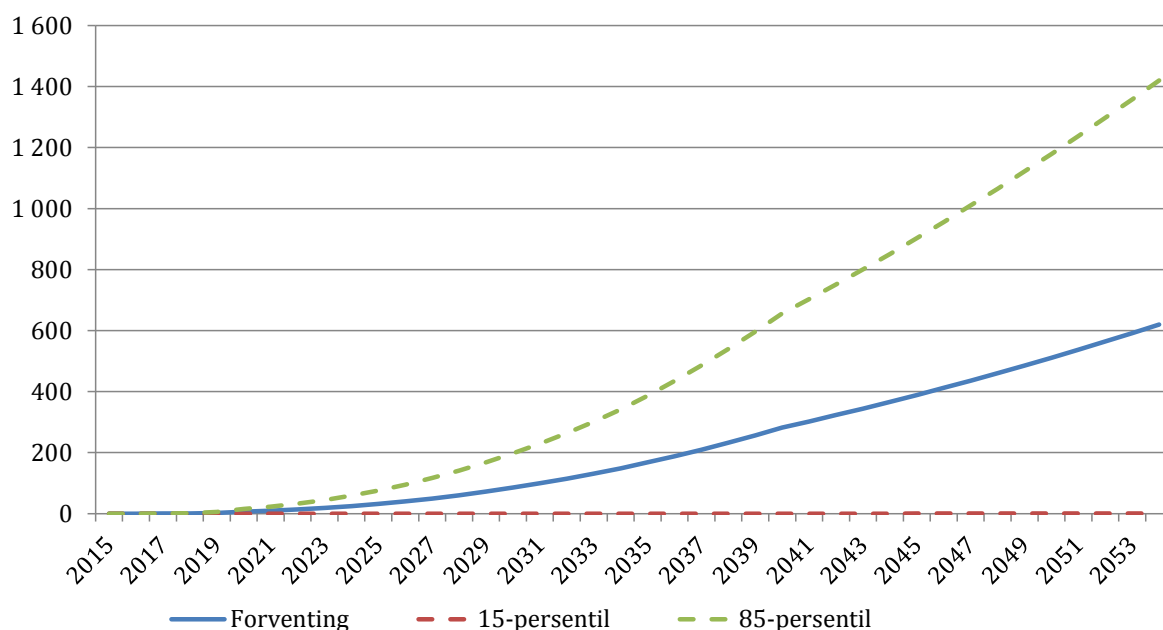
6.1.2 Beregnet avvist etterspørsel

Vi beregner nå utfallsrommet for simulert avvist etterspørsel i alle trekninger basert på metodikken som er beskrevet ovenfor.

Figur 3 og Figur 4 viser simulerte forventningsverdier, 15-persentil og 85-persentil for henholdsvis årlig maksimal last i sentralnettets og tilknyttet avvist etterspørsel i Oslo og Akershus.

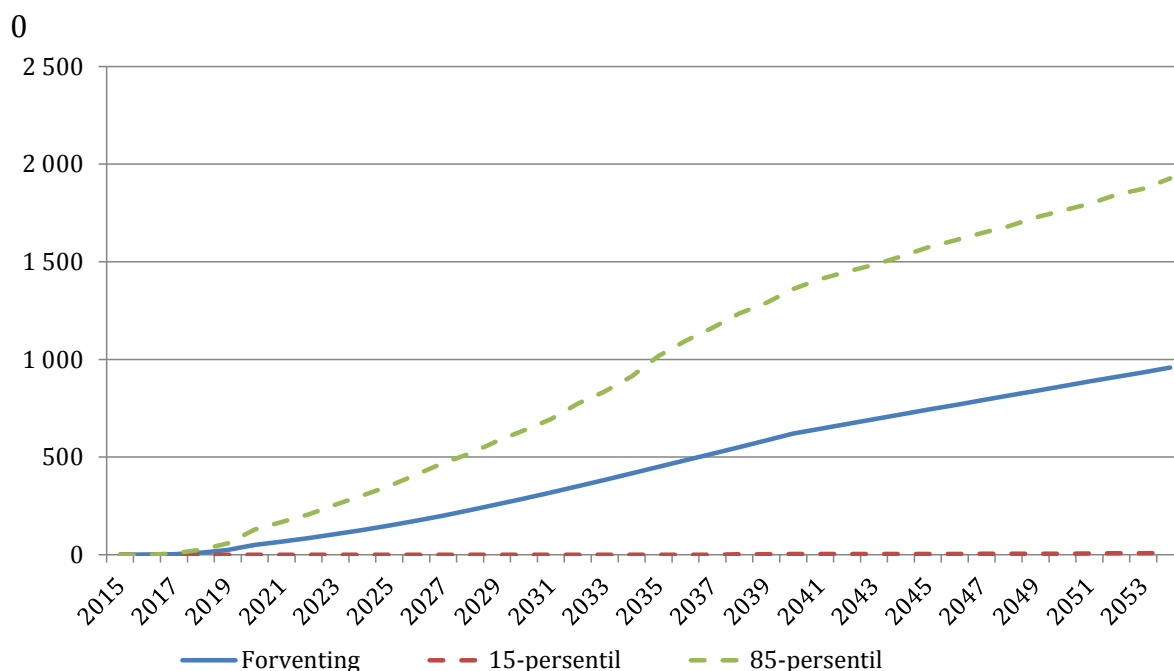


Figur 3: Prognose for årlig maksimal last i Oslo og Akershus, MW



Figur 4: Avvist etterspørsel per år, GWh

Maksimal årlig last forventes å overstige dagens kapasitet (4700 MW) fra 2019. Framtidig maksimallast må ligge under simulert 15-persentil for at dagens kapasitet skal overholdes i hele analyseperioden. Hvis kapasiteten i dagens sentralnett opprettholdes, forventer vi altså vesentlige mangel på effekt, også når lasten er lavere enn årlig maksimallast. Den avviste etterspørselen vokser sterkt utover analyseperioden, fra å være ubetydelig i 2019 til et forventet nivå på nærmere 600 GWh per i 2054. Av Figur 5 ser vi at forventet antall timer med avvist etterspørsel stiger til nærmere 1000 per år i slutten av analyseperioden. Timeantallet har imidlertid en konkav form, i motsetning til avvist energietterspørsel, noe som skyldes lastvarighetskurvens karakter – ved ekstremt høy forbruksvekst vil man i stor grad oppleve avvist etterspørsel på de samme tidspunktene, men mengde avvist energi vokser stadig.



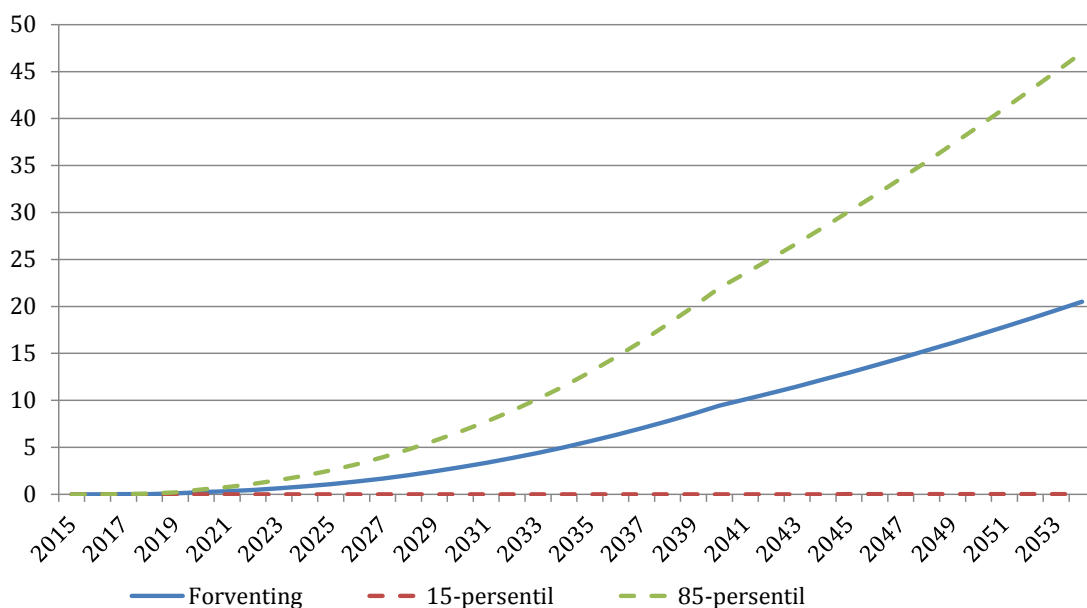
Figur 5: Timer med avvist etterspørsel per år

6.1.3 Prissetting av avvist etterspørsel basert på KILE-satsene

Det er vanskelig å vite hvilken enhetskostnad man burde legge til grunn for å beregne kostnadene ved avvist etterspørsel og eventuelt avbrudd. Samtidig er dette antagelig analysens viktigste enkeltforutsetning. Som en hovedtilnærming bruker vi satsene fra KILE-ordningen. KILE-ordningen angir avbruddskostnader per kW ikke-levert energi, og benyttes for kvalitetsjustering av nettselskapenes inntektsrammer. Satsene er avhengig av når avbruddet forekommer, det vil si tidspunkt, ukedag og måned. I de gjennomførte simuleringer blir relevant sats tilknyttet hver trekning funnet ved hjelp av egenskapene til lastvarighetskurven fra 2010. Vi forutsetter samtidig standard forbruksmiks oppgitt i Statnetts KILE-modell og at avbruddene er varslet.

Hvis vi legger til grunn satsene fra KILE-ordningen vil den forventede nåverdien av kostnadene knyttet til framtidig avvist etterspørsel være hele 86,1 mrd. 2013-kr, altså rundt 7-8 ganger høyere enn nåverdien av investeringskostnadene i konsept 1-3. KILE-satsene impliserer 33,3 kr/kWh i gjennomsnittlig avbruddskostnad.

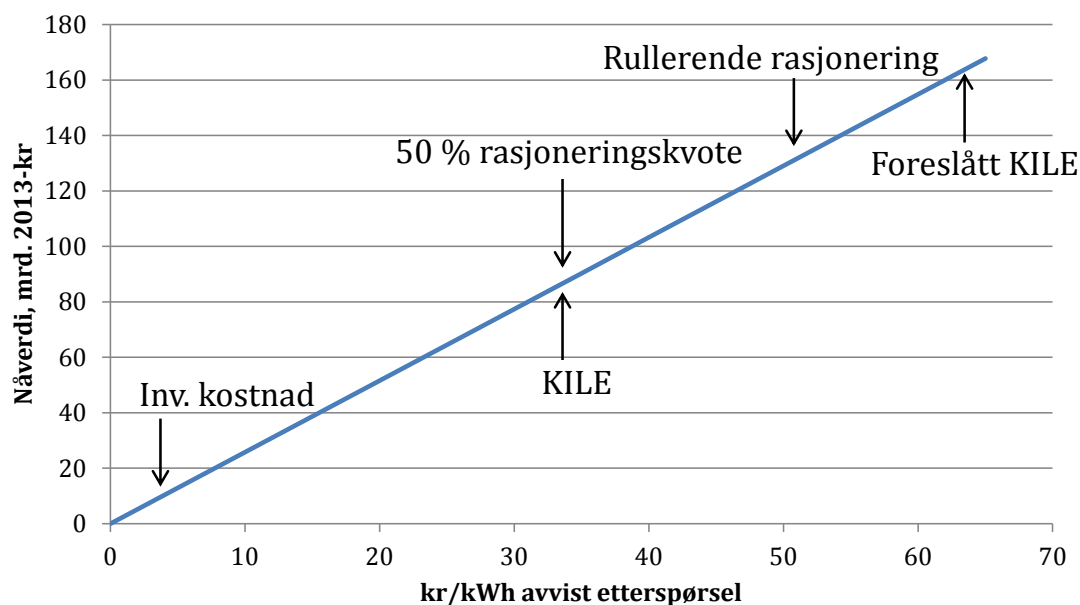
Den tilknyttede årlige fordelingen av kostnadene, ved bruk av KILE-sats, er vist i Figur 6. Her ser vi faktisk at de *årlige* forventede kostnadene er høyere i slutten av analyseperioden enn de totale investeringskostnadene i utbyggingskonseptene. 85-persentilen for de totale beregnede kostnadene har en samlet nåverdi på 199,6 mrd. 2013-kr. Det er ellers interessant å merke seg at nåverdien er beregnet til 33,4 mrd. 2013-kr i scenariet hvor den forventede framtidige effektetterspørselen realiseres, altså vesentlig lavere enn de forventede KILE-kostnadene.



Figur 6: Kostnader per år, ved bruk av KILE-sats, løpende mrd. 2013-kr

6.1.4 Sensitivitetsanalyse: Resultatene avhenger av hva man legger til grunn som enhetskostnad

Det er flere usikkerhetsmomenter ved beregningene over. For det første er det et spørsmål om KILE-satsen er den riktige prisen å bruke på lang sikt, dvs. når man vet at mye av kraftetterspørselen vil bli avvist i vintermånedene, og at dette vil gjenta seg år etter år. Vi har av den grunn gjennomført en sensitivitetsanalyse som viser hvordan nåverdien for kostnadene ved avvist etterspørsel avhenger av enhetskostnadene for slike hendelser, hvor sistnevnte måles i kr/kWh. Resultatene er illustrert i Figur 7.



Figur 7: Kostnad av framtidig avvist kraftetterspørsel, ved ulike enhetskostnader, nåverdi mrd. 2013-kr

Et moment som trekker i retning av høyere kostnader ved avvist etterspørsel er en mulig revisjon av dagens KILE-satser. Pöyry og SINTEF (2012) presenterer resultater av en omfattende studie av samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd og rasjonering. Rapporten foreslår også nye satser til bruk i KILE-ordningen. Ved å bruke de foreslåtte KILE-satsene³ og samme forbruksmiks, blir de framtidige kostnadene ved avbrudd nesten doblet til 64 kr/kWh, som vist i øverste høyre hjørne i Figur 7. Her ser vi også at kostnadene blir noe lavere hvis vi legger til grunn de estimerte enhetskostnader ved rullerende rasjonering (50 kr/kWh), og omtrent lik kostnadene ved dagens KILE-ordning hvis enhetskostnader ved 50 % rasjonering forutsettes (34 kr/kWh).

Det er imidlertid flere forhold som kan medføre betydelig lavere kostnader ved avvist etterspørsel, dvs. at man beveger seg nedover linja i figuren.

En mulighet i en anstrengt situasjon, vil være å innføre et eget prisområde i Stor-Oslo. Forbrukerne av strøm (husholdninger og næringsliv) vil da ikke oppleve rasjonering i form av utkobling, men rasjonering i form av høyere priser. Generelt vil prisrasjonering gi lavere kostnader enn kvantumsrasjonering fordi det er forbrukere med lavest betalingsvilje for strøm som forbruker mindre. Innføring av avanserte måle- og styringssystemer (AMS) kan redusere kostnadene ytterligere, spesielt i kombinasjon med et eget prisområde i Stor-Oslo. AMS gjør det mulig å fakturere konsumentene basert på sanntidsforbruk, noe som vil legge til rette for mer optimal prising av effekt og gi sterkere incentiver til redusert kraftforbruk. Vedvarende og store prisforskjeller mellom områder er ikke politisk ønskelig, jf. St. melding 14 2011-2012, men det vil neppe utkobling i stort omfang heller være.

³ Da de foreslåtte KILE-satsene er inndelt i andre timebolker enn eksisterende KILE-satser, har vi foretatt forenklede, skjønsmessige tilpasninger for å kunne bruke samme rammeverk.

Kostnadene av å redusere kraftforbruket og spesielt effektforbruket, vil være lavere ved tiltak som påvirker eller hindrer investeringer og etablering av nytt kraftforbruk, sammenlignet med situasjoner hvor kraftkonsumenter har tilpasset seg et høyere kraftforbruk, men opplever avbrudd eller rasjonering på kort varsel. Etterspørselen kan også gå ned ved at virksomheter og husholdninger flytter ut av Oslo og Akershus. Dette fører til at linja i figuren flytter nedover. Kostnadene ved avvist kraftetterspørsel på lang sikt avhenger også i stor grad av den politiske betalingsviljen og Statnetts tolkning av tilknytningsplikten.

Til tross for usikkerhet knyttet til hvilke enhetskostnader som burde legges til grunn ved avvist etterspørsel, virker investeringskostnadene i utbyggingsalternativene relativt små sammenlignet med kostnadene av framtidig avvist etterspørsel i nullalternativet. Dette betyr at det å unngå disse kostnadene etter all sannsynlighet vil gjøre alle konseptene samfunnsøkonomisk lønnsomme.

6.2 Overføringstapet går ned ved alle konseptene

Konsept 3, som innebærer en oppgradering til 420 kV, vil halvere tapene i forhold til 300 kV (konsept 2), men også de øvrige alternativene vil medføre reduksjon av overføringstap sammenlignet med dagens nett, da nye forbindelser er mer effektive. Både konsept 1 og 2 driftes på 300 kV, men konsept 1 vil gi et mindre overføringstap på sikt enn konsept 2 da flere forbindelser vil redusere tapet.

Nye beregninger vi har fått oversendt fra Statnett innebærer følgende reduserte overføringstap i 2030 ved konseptene i forhold til nullalternativet oppsummert i tabellen under:

	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Tapsbesparelser per år (GWh/år) fra 2030	86	38	87
Tapsbesparelser, nåverdi millioner kr (2013)	354	190	358

Tabell 2: Reduserte overføringstap ved de ulike konseptene. GW/h og mill. 2013-kr

For å beregne nåverdien av dette gjør vi følgende antagelser. De første utbyggelsene av nye forbindelser starter i 2016, mens de siste er ferdige i 2030. Vi antar derfor at redusert overføringstap øker lineært fra 2016 til 2030. Fra 2030 holdes redusert overføringstap konstant per år. Tapene i alle konseptene er like fram til og med 2029 og følger banen for konsept 2, da vi antar identiske utbyggingsforløp og at alt driftes på samme spenningsnivå. Fra og med 2030 vil tapene være ulike da konsept 3 driftes på 300 kV fram til 2030, men skifter til 420 kV i 2030. I konsept 1 vil man også begynne å bruke flere ledninger fra 2030 noe som vil redusere overføringstapene. Dette innebærer at det blir store besparelser i konsept 1 og 3 i forhold til 2 fra og med 2030.

For å verdsette de reduserte nettapene må vi gi et anslag på verdien av strøm framover. Vi bygger på Statnett (2012d) og bruker en pris på 34 øre per KWh i 2020 og 37 øre i 2030 (2013 kroner), og gjør en lineær framskrivning basert på prisøkningen fra 2020 til 2030 at prisen i 2055 blir 45 øre. Dette innebærer en prisøkning fra 2020 til 2055 på ca. 32%, eller en årlig gjennomsnittlig prisstigning på 0,8%.

Valg av prisbane kan selvsagt diskuteres. Vi finner det imidlertid naturlig å velge Statnetts egne anslag på priser. Hadde vi alternativt valgt en framskrivning basert på den gjennomsnittlige veksttakten mellom 2020 og 2030, ville forskjellene for overføringstapet bli neglisjerbare. Dette skyldes at den årlig gjennomsnittlige prisveksten fra 2020 til 2030 er 0,85%, altså nesten likt med 2020-2055, og at 0,85% er et så lite tall at veksten er tilnærmet lineær.

Basert på disse forutsetningene kommer de største gevinstene i konsept 3 (nåverdi på 358 millioner).

6.3 Oppsummering av prissatte virkninger

Tabellen nedenfor oppsummerer de prissatte virkningene ved de tre investeringsalternativet i forhold til nullalternativet. Når det gjelder unngåtte kostnader ved avvist etterspørsel, har vi valgt å bruke KILE-kostnaden som et basisestimat. Som diskutert over er det stor usikkerhet med hensyn på hvilken enhetskostnad som bør benyttes, men KILE-kostnaden representerer etter vårt skjønn det beste alternativet gitt at man skal oppgi et punkttestimat.

	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Forventede investeringskostnader	12 100	11 100	11 100
Unngåtte kostnader ved avvist etterspørsel	86 100	86 100	86 100
Redusert overføringstap	354	190	358
Prissatte gevinster	86 454	86 290	86 458
Netto prissatt nytte	74 354	75 190	75 358

Tabell 3: Prissatte virkninger ved investeringsalternativene i forhold til nullalternativet, mill. 2013-kr

7 Ikke-prissatte virkninger: Frigjort areal og redusert luftforurensning kan gi store gevinster

7.1 Verdien av økt areal i natur og boligområder kan bli betydelige

Ser man bort fra byggeperioden, vil miljøvirkningene i stor grad være knyttet opp til frigjøring av areal i form av nytte for friluftsliv, naturmiljø og biologisk mangfold. Ved Konsept 2 og 3 vil det kunne fjernes enkelte kraftlinjer og dermed frigjøres areal både i boligområder og i Osломarka. Verdien av arealene som frigjøres vil til en viss grad avhenge av trasévalg, men dette blir ikke vurdert i vår analyse. Tilsammen kan det frigjøres ca. 350 km ledning.

Flere typer areal kan frigjøres:

- Areal innenfor markagrensen
- Areal i boområder som ikke kan brukes til utbygging, men som frigjøres til friareal, og der tilgrensende boliger slipper å se/oppleve kraftlinjer
- Areal som kan brukes til bolig/næringsareal i de berørte kommunene

I prinsippet kan noe av dette arealet verdsettes, mens det vil være mer problematisk å verdsette andre typer areal. Basert på norske studier om verdsetting av miljøgoder er det imidlertid mangelfullt grunnlag for å angi et bestemt kronebeløp for verdien av å slippe å se kraftmaster/kraftledninger i terrenget, eller for andre miljø- og landskapsvirkninger. Statens vegvesens håndbok i samfunnsøkonomisk analyse og konsekvensanalyser (Statens Vegvesen, 2006) som brukes som en håndbok og veiledning av mange sektorer (også utenfor Vegvesenet) behandler også arealbeslag/frigjøring som ikke prissatt effekt. Vi har derfor valgt å behandle frigjøring av areal som en ikke-prissatt effekt.

La oss først se på areal innenfor markagrensen. Det vil kunne frigjøres 10.000 dekar naturareal under konsept 2 og 3, hvorav ca. 30% ligger innenfor markagrensen (Statnett, 2012b, s. 115f). Dette er arealer som i utgangspunktet ikke er tenkt til boligbygging eller næringsliv, men som har betydning for friluftsliv. Disse arealene er i dag forringet, bl.a. visuelt, som naturområder pga. kraftledningene.

Det er vanskelig å verdsette verdiøkningen av disse arealene ved at kraftledningene fjernes. Da Osломarka er vernet for boligbygging er det rimelig å anta at arealene har en verdi som er høyere enn areal til bolig eller næringsformål. Protestaksjoner mot ulike markætableringer tyder også på en høy verdsetting av disse arealene i befolkningen. Store deler av arealene ligger imidlertid i kommuner med en lavere pris på boligareal enn i Oslo og Bærum hvor det kan frigjøres areal til boligområder. Hvis vi f.eks. antar at tomteprisene i Oslo og Bærum har en gjennomsnittsverdi på 4000 kroner per kvadratmeter (4 millioner per mål), vil boligareal i de andre berørte kommunene antagelig ha en verdi lavere enn dette. Luftledninger vil også innebære mindre inngrep i naturen enn nærings- og boligbygging. Dette trekker i retning av en lavere verdistigning ved å frigjøre disse arealene enn om man f.eks. hadde tilbakeført boligarealer. Hvis vi som et regneeksempel verdsetter verdien av å tilbakeføre arealene til naturareal til 1000 kroner per kvadratmeter, antar en årlig realprisstigning tilsvarende

reallønnsveksten på 1,4 %, og at disse arealene frigjøres i perioden 2021-2030, vil det gi en nåverdi på over 7 milliarder kroner. Realprisøkningen kan begrunnes med at uberørt natur antagelig vil bli et knappere i gode i årene framover som følge av stor befolkningsøkning i Oslo-området og større press på naturarealer. Merk at dette kun er et eksempel, men det viser uansett at det kan ligge store verdier i å frigjøre naturarealer. Disse arealene har et stort omfang og konsekvensen av å frigjøre dem vil berøre mange mennesker. Dette fører til at de vil ha en stor potensiell verdi.

La oss nå se på frigjøring av areal i boområder. Ved Konsept 2 og 3 vil det kunne fjernes kraftlinjer også i sentrale områder i Oslo og Akershus. I dag bor ca. 28.500 mennesker 100-200 meter fra en kraftledning. Disse vil bli positivt berørt av at ledninger fjernes, både visuelt, men også pga. redusert stråling, selv om vi ikke kjenner til noen dokumentert effekt av dette (se drøfting i Statnett, 2011, s. 47). Det er anslått at antall nærføringer reduseres med mellom 5 000 til 10 000 (15 – 35%), avhengig av trasevalg i disse konseptene. I omfang berører dette mange mennesker, men det er vanskelig å si noe om konsekvensene av dette og dermed verdien.

Fjerning av kraftlinjer i sentrale områder kan også frigjøre arealer både til nærings- og boligformål (se Statnett, 2012b). Disse arealene kan økes ytterligere ved kabling på enkelte strekninger. Areal til nærings- og boligformål vil være det enkleste arealet å prissette. Alt areal som kan frigjøres i boligområder kan imidlertid av ulike årsaker ikke benyttes til bolig- og næringsformål, og vi har ikke nok informasjon om hvor mye areal som kan brukes til dette kun ved fjerning av eksisterende kraftlinjer. Vi har derfor ikke foretatt en verdivurdering av slike arealer. Da tomtearealene i Oslo og Bærum har en høy verdi - ovenfor har vi foreslått kr 4000 per kvadratmeter - kan dette ha stor verdi. Likevel vil de samlede nye arealene til bolig og næringsformål bli betraktelig mindre enn frigjort naturareal, noe som trekker i retning av at de vil utgjøre en mindre samfunnsøkonomisk gevinst enn frigjøring av naturarealene.

7.2 Klimaeffekter gjennom flere el-biler kan gi betydelige gevinster

Når man skal vurdere klimaeffektene av investeringsalternativene må man drøfte dem opp mot nullalternativet. I nullalternativet vil det bli mangel på kraft etter noen år. Dette kan ha flere ulike virkninger. Hvis det fører til alternativ energiproduksjon f.eks. ved dieselaggregater eller oljefyrer vil klimagassutslippene i nullalternativet bli store. På den andre siden kan mangel på strøm føre til lavere produksjon og dermed lavere inntekt og mindre etterspørsel etter varer og tjenester. Dette vil begrense klimagassutslippene. Langvarig mangel på kraft vil også kunne føre til at industri og tjenesteyting flytter ut av Oslo-området, noe som også har betydning for bosetting og klimagassutslipp. Alt i alt er det likevel vanskelig å si noe om hvordan utslippene i nullalternativet vil være.

La oss nå se på investeringsalternativene. Det vil bli økte klimagassutslipp i byggefasen under alle disse. Etter byggefasen vil tilgangen på kraft bli større til Oslo/Akershus enn under nullalternativet. Det er likevel verdt å merke seg at kraftsektoren fram til år 2020 er regulert gjennom EU-ETS. Dersom EU-ETS fortsetter også etter 2020, betyr dette at det ikke vil bli endringer i utslipp fra kraftsektoren i Europa som følge av utbyggingen. Det kan derimot bli utslippsendringer hvis EU-ETS erstattes av en regulering som lar klimagassutslipp variere, eller den økte strømtilførselen erstatter fossile brenslers i sektorer som ikke er regulert gjennom EU-ETS, slik som transportsektoren. Et eksempel

på det siste er økt bruk av el-biler som det ikke ville være rom for innenfor dagens kapasitet. Med den veksten i el-bilforbruket som ligger til grunn for effektprognosene i Kanak (2013), kan dette få betydning for klimagassutslippene. Verdien av denne utslippsreduksjonen vil avhenge av hva man legger til grunn som en riktig samfunnsøkonomisk kostnad på klimagasser framover.

La oss som et regneeksempel anta at CO₂-utslippene fra vanlige biler er 150 gram per kilometer, at en daglig kjørelengde per el-bil er 60 km (antatt i Kanak, 2013), og at antall el-biler som erstatter vanlige biler er 200.000.⁴ Da vil reduserte CO₂-utslipp være 657.000 tonn per år. Verdsetter vi CO₂-utslippene til 320 kroner per tonn,⁵ får vi en verdi av årlige reduserte utslipp på 210 millioner kroner. Over en 40-årsperiode vil dette utgjøre en nåverdi på ca. 4,2 milliarder kroner. Merk at prognosene til Kanak (2013) gir en økning i el-biler i basisframskrivningen fra 78.000 i 2020 til 713.000 i 2050, mens vi har lagt 200.000 til grunn i alle år. Uansett viser dette at reduserte klimakostnader ved å legge til rette for økt el-bilforbruk kan være betydelige. Merk imidlertid at klimaeffektene vil være like for alle konseptene (1-3).

7.3 Lokal luftforurensning kan også reduseres betydelig ved overgang til el-biler

Hvis el-biler erstatter bensin og/eller dieslbiler, vil de også redusere lokal luftforurensning spesielt på vinterstid. I Jernbaneverkets Metodehåndbok (Jernbaneverket, 2011) verdsettes lokal luftforurensning i storbyer omtrent som klimagassutslipp.⁶ Basert på dette vil verdien av redusert luftforurensning også bli betydelig, jfr. regneeksempelet over. Merk imidlertid at Jernbaneverkets anslag er basert på en overgang fra vei til bane, mens ved el-biler vil det fortsatt være hjul på veien. Dette trekker i retning av at verdien av redusert lokal luftforurensning kan bli noe mindre enn verdien av reduserte klimagassutslipp.

7.4 Forsyningssikkerhet: Konsept 1 og 3 gir lavest avbruddskostnader ved tekniske feil

Under prissatte virkninger har vi beregnet hva tapet blir i nullalternativet ved at ikke all etterspørsel kan dekkes framover, men avbrudd kan også skje ved tekniske feil. Under avsnitt 2.2 har vi kommentert at kapasiteten i nullalternativet kan falle permanent over da anlegget er gammelt. Dette vil øke verdien av å unngå avvist etterspørsel og er derfor ikke tatt hensyn til nedenfor da vi nå vil studere tekniske feil som ikke endrer kapasiteten på lang sikt.

Verdien av avbrudd som skjer ved at komponenter dør, er komplisert å beregne i en økonomisk analyse. For å kunne verdsette reduserte avbrudd som følge av tekniske feil,

⁴ Det er i dag uklart hvorvidt el-biler erstatter bilbruk eller kollektivtransport. Imidlertid vil den store veksten i el-biler som ligger til grunn for effektprognosene i Kanak (2013) være en storstilt overgang fra bensin- og dieslbiler til el-biler, da det er urealistisk at denne økningen i særlig grad kan komme som tilleggsbiler.

⁵ I KLIMAKUR 2020, se KLIF (2010) legges det til grunn en kvotepris i 2020 på 40 Euro.

⁶ 0,058 kroner per kilometer mens CO₂-utslipp verdsettes til 0,06 kr per kilometer.

må vi gjøre antagelser om hvordan sannsynligheten for slike feil avhenger av forbruksvekst og spenningsnivå (300 kV i forhold til 420 kV). Det er rimelig å tro at sannsynligheten for tekniske feil øker med effektterspørselen, men vi har ikke grunnlag for å kvantifisere dette. Vi har gjennomgått statistikk for driftsforstyrrelser for 2005 og 2011 (Statnett, 2005; 2012c), men denne gir ikke et godt nok grunnlag for å si noe om hvordan feilene avhenger av spenningsnivået.

Tekniske feil vil også skje uavhengig av hvilket investeringskonsept man velger. Mens teknisk utstyr er den dominerende årsaken til driftsforstyrrelser i krafttransformatorer, er tordenvær og vegetasjon viktige årsaker til driftsforstyrrelser for kraftledninger. I 2011 skyldtes f.eks. 55,9 % av driftsforstyrrelsene omgivelsene (Statnett 2012c), men dette var et spesielt år med hensyn til ekstremvær.

Nasjonal statistikk over feil for 2005 gir en viss indikasjon over størrelsen på feilene (Statnett, 2005):

- Det er flere driftsforstyrrelser i 300-220 kV anlegg enn i 420 kV anlegg, men det kan skyldes at det er flere av førstnevnte kategori og at de er eldre. 2 % av ikke-levert energi skyldes avbrudd i 420 kV-anlegg, mens 16 % var i 300-220 kV anlegg. Det er 2573 km med kraftlinjer i 420 kV nettet, mens det er 5694 km i 300-220 kV nettet, dvs. ca. 220 % mer.
- Ingen av avbruddene har vart mer enn 20 minutter i 420 kV anlegg, mens det var avbrudd i intervallet 4-8 timer i 300-220 kV anlegg. I gjennomsnitt varte avbruddene 8 minutter.
- Avbrutt effekt har ligget på mellom 0 og 400 MW.
- Den totale KILE-kostnaden (samfunnsøkonomisk kostnad ved avbrudd) i nett med spenningsnivå større eller lik 132 kV var omlag 21,2 millioner kroner.

Oppsummeringen viser at avbruddskostnadene som følge av tekniske feil ikke var spesielt store, og vil være spesielt små sett i forhold til kostnadene ved investeringer i nytt sentralnett.

Sammenligner man investeringskonseptene med nullalternativet, vil likevel gevinster ved reduserte avbrudd som følge av tekniske feil bli betydelig større enn det statistikken viser. Dette skyldes at det i nullalternativet er antatt N-0 forsyningssikkerhet ved etterspørsel høyere enn 4400 MW, mens det er antatt forsyningssikkerhet på henholdsvis N-1 og N-1 med et tilleggskrav i investeringskonseptene.

Konsept 1 og 3 har høyere forsyningssikkerhet enn konsept 2, da de i tillegg til forsyningssikkerhet N-1 også har et krav om at ved to samtidige feil skal det være mulig å gjenopprette forsyningen innen 2 timer. Konsekvensene av tekniske feil vil derfor bli minst i konsept 1 og 3.

7.5 Realopsjoner: Konsept 3 har størst fleksibilitet

Muligheter til å gjøre endringer i underveis, som å endre kapasiteten eller gjøre miljøtilpasninger, kan ha en samfunnsøkonomisk verdi. Disse mulighetene vil være tilstede under alle de tre investeringsalternativene, men ikke i nullalternativet. Investeringsalternativene vil dermed være mer fleksible enn nullalternativet. Denne fleksibiliteten har betydning hvis etterspørselsprognosene viser seg å ikke slå til, da man

kan utsette investeringer. Verdien av dette synker som funksjon av sannsynligheten for virkelig høy etterspørsel. Det er vanskelig å verdsette denne fleksibiliteten, men den har etter vårt skjønn ikke en stor verdi sammenlignet med investeringskostnadene.

Under konsept 3 kan man kjøre anlegget på flere spenningsnivåer enn under de andre konseptene. Dette gjør konseptet mer fleksibelt enn de andre. Vanligvis antar man at kapasiteten i en ledning som driftes på 420 kV vil være ca. 40 % høyere enn om ledningen driftes på 300 kV. Hvis etterspørselen blir høyere enn forutsatt vil økt kapasitet bli verdifullt. I følge behovsanalysen (Kanak, 2013) er det 14% sannsynlighet for at etterspørselen etter effekt i 2050 vil være høyere enn 6800 MW, slik at denne ekstra fleksibiliteten vil ha en forholdsvis lav forventet verdi innen en planleggingshorisont på 40 år. Investeringene vil imidlertid ha en levetid utover 2055 slik at verdien utover planleggingsperioden (restverdien) vil bli høyere.

7.6 Oppsummering av ikke-prissatte virkninger

Tabellen nedenfor oppsummerer de ikke-prissatte gevinstene ved de tre investeringsalternativet i forhold til nullalternativet. Effektene er illustrert med pluss (+) som gevinster og minus (-) som kostnader, hvor disse er går fra en skala fra 1 til fire kjent fra bl.a. Finansdepartementet (2005). Den veier sammen omfang og verdi til konsekvens. Hvis effekten er nøytral i forhold til nullalternativet betegnes disse som null (0). En slik effektskala vil selvsagt alltid være subjektiv og ulike faglige eksperter vil kunne ha forskjellig oppfatning om antall pluss eller minus på den enkelte punkter. I tabellen under fremgår vår oppfatning. For å få et inntrykk av størrelsen på omfang og konsekvens har vi i vurderingen skjelet til de illustrerende regnestykkene som er presentert over. I dette ligger at vi har tatt hensyn til omfang (for eksempel omfang av areal) og verdi (f.eks. retningsgivende tomtepriser) og utledet konsekvens. På denne måten er vår skala valgt slik at mange pluss skal peke i retning høy forventet nytte på samme måte som en prisett nyttekonsekvens. Vi har valgt å skalere dette slik at ved fire pluss vil vi tro at det ikke er urealistisk at nyttevirkningene kan være på linje med investeringskostnadene.

	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Frigjøring av arealer	0	++++	++++
Klima	++	++	++
Lokal luftforurensning	++	++	++
Forsyningssikkerhet	++	+	++
Realopsjoner	+	+	++

Tabell 4: Ikke-prissatte virkninger ved investeringsalternativene i forhold til nullalternativet.

8 Fordelingsvirkninger skiller lite mellom konseptene

Hvis man ikke foretar investeringer i et nytt sentralnett, men satser på nullalternativet, forventes det altså å bli mye avvist etterspørsel etter kraft i Oslo og Akershus om noen få år. Konsumentene i disse områdene vil derfor komme dårligere ut.

Alle investeringskonseptene vil derfor være til fordel for konsumenter i Oslo og Akershus, både næringsliv og husholdninger. Konsept 2 og 3 vil i tillegg frigjøre areal, noe som vil være spesielt gunstig for husholdninger som bor i nærheten av kraftledningene. Frigjøring av areal kan også føre til flere tomter til boligformål, noe som isolert sett vil øke tilbudet av boliger og virke i retning av en lavere pris på disse. Dette vil derfor være gunstig for befolkningen i Oslo-regionen.

Den kraften som forbrukes i Oslo og Akershus produseres i hovedsak utenfor dette området. Forsterket nett inn til Oslo og Akershus vil antagelig gi liten vekst i kraftproduksjonen da alternativet vil være å selge kraften til utlandet. Alle store nettinvesteringer vil imidlertid gi økte strømtariffer for kunder også bosatt utenfor investeringsområdet. I dette tilfellet vil derfor de store investeringene i Oslo-området gi negative prisvirkninger for strømkunder utenfor Stor-Oslo.

I kapittel 6.1 har vi kort diskutert et alternativ til rasjonering av kraft, nemlig økte priser. En mulighet er å innføre et eget prisområde i Oslo og Akershus med høyere kraftpriser enn resten av landet. Dette vil ramme forbrukerne i Stor-Oslo og vil derfor være ugunstig om man betrakter kraftmarkedet isolert. Ulike prisområder er også i strid med målsettingen i Nettmeldingen (St. Meld. 14 (2011/2012)). Alle investeringsalternativene vil bringe prisen på kraft ned til samme nivå som resten av Sør-Norge, og vil slikt sett være gunstig om man ønsker en lik pris for kraft i landet.

9 Usikkerhetsanalysen av investeringskostnader endrer ikke på konklusjonene

Ovenfor har vi gjengitt forventede investeringskostnader ved de tre konseptene. Statnett (2013) gjengir usikkerheten i disse investeringskostnadene. Som en del av usikkerhetsanalysen har vi også beregnet nåverdien av 85 persentilen for disse investeringskostnadene (P85) under de ulike konseptene.

I følge Statnett (2013) er de totale investeringskostnadene under P85 for de tre konseptene henholdsvis *26,2 milliarder (konsept 1)*, *22,9 milliarder (konsept 2)* og *22,4 mrd. (konsept 3)*. Antar vi at disse fordeler seg over tid på samme måte som under nåverdiberegningene av forventet investeringskostnad over, kan vi beregne nåverdianslagene for P85. Disse er gjengitt i tabellen nedenfor.

	Konsept 1	Konsept 2	Konsept 3
Forventningsverdi	12,1	11,1	11,1
P85	18,8	16,9	16,4

Tabell 5: Nåverdien av investeringskostnader for de ulike konseptene, forventningsverdi og P85, mrd. 2013-kr

Som tabellen viser, vil usikkerhet i investeringskostnadene ha liten betydning for om investeringsalternativene er samfunnsøkonomisk lønnsomme eller ikke.

10 Rangering og konklusjoner: Konsept 3 er best

De største samfunnsøkonomiske gevinstene ved et nytt sentralnett i Oslo og Akershus vil være reduserte kostnader som følge av avvist etterspørsel. Det er ikke opplagt hvordan man skal verdsette disse, men de reduserte kostnadene vil mest sannsynlig føre til at alle investeringskonseptene vil være svært samfunnsøkonomisk lønnsomme i forhold til nullalternativet. Det gjenstår da å finne ut hvilket alternativ som er *mest* samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Vi sammenlikner først konsept 1 og konsept 3. Konsept 1 har høyere kostnad enn konsept 3, men gir lavere nytte. Konseptet gir lavere nytte fordi det beslaglegger mer areal, jf. tabellen nedenfor. Konsept 3 er derfor mer samfunnsøkonomisk lønnsomt enn konsept 1.

Vi sammenlikner så konsept 2 og konsept 3. Konseptene har samme investeringskostnad og omtrent samme netto prissatt nytte. Kapasiteten er også den samme i planleggingsperioden. Konsept 3 har imidlertid høyere forsyningssikkerhet enn konsept 2 og større fleksibilitet. Konsept 3 er derfor mer samfunnsøkonomisk lønnsomt enn konsept 2. Siden konsept 3 er mer lønnsomt enn både konsept 1 og konsept 2, konkluderer vi at konsept 3 er det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme alternativet.

Ved valg mellom konsept 1 og 2 vil det bli en avveining mellom kostnader, frigjorte arealer og forsyningssikkerhet. Dette er en vanskelig avveining, men konsept nr. 1 sine store arealkrav er etter vår vurdering en forholdsvis vesentlig ulempe ved konseptet. De prissatte konsekvensene (prissatt nytte minus investeringskostnad) er i følge den samfunnsøkonomiske analysen 1 milliarder lavere i konsept 1 enn konsept 2. Dette skyldes høyere investeringskostnad. Konsept nummer 1 er også et uferdig konsept med forholdsvis stor usikkerhet i seg. Disse faktorene vurderes å være viktigere enn den ekstra forsyningssikkerheten alternativet gir.

Den samfunnsøkonomiske analysen tilsier dermed følgende rangering av konseptene:

Konsept nr. 3

Konsept nr. 2

Konsept nr. 1

Nullalternativet

Referanser

Finansdepartementet (2005): Veileder i samfunnsøkonomiske analyser.

Jernbaneverket (2011): Metodehåndbok J.D. 205 – Samfunnsøkonomiske analyser for jernbanen, versjon 3.0, juli 2011.

Kanak (2013): Energi- og effektprognoser for Stor-Oslo – Usikkerhetsanalyser for framtidig effektbehov, 5. mai.

KLIF (2010): KLIMAKUR 2020 – Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020, Klima- og forurensningsdirektoratet.

NOU 2012:16: Samfunnsøkonomiske analyser, Finansdepartementet.

OED (2013): Veileder i konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring og store kraftledningssaker.

Pöyry og SINTEF (2012): Samfunnsøkonomiske kostnader ved avbrudd og spenningsforstyrrelser – implikasjoner for regulering. Rapport fra Energi Norge.

Statens Vegvesen (2006): Konsekvensanalyser, Håndbok 140.

Statnett (2005): Driftsforstyrrelser i 33-420 kV nettet – Årsstatistikk 2005, juli.

Statnett (2011): Behovsanalyse for ny sentralnettsløsning Oslo og Akershus, 1. november.

Statnett (2012a): Analyserapport: Nettplan Stor-Oslo – Mer kapasitet, bedre forsyningssikkerhet og færre ledninger, juni.

Statnett (2012b): Alternativanalyse for ny sentralnettsløsning i Oslo og Akershus, november.

Statnett (2012c): Årsstatistikk 2011 – Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV nettet, juni.

Statnett (2012d): Langsiktig markedsanalyse 2012-2030 - Helhetlig utvikling av kraftsystemet i Norden og Nord-Europa, juni.

Statnett (2013): Rapport fra usikkerhetsanalyse, april

Stortingsmelding 14 (2011/2012): Vi bygger Norge – om utbygging av strømmettet, Olje- og energidepartementet, 2.mars 2012

