

Statnett

Økt transformeringskapasitet Samnanger

Samfunnsøkonomisk analyse



Analyserapport

Sak: Samfunnsøkonomisk analyse av økt transformeringskapasitet i Samnanger stasjon

Dokumentet sendes til:

Saksbehandler/Adm. enhet:

Anders Grønstedt / UPØ

Erling Faugstad / UPØ

Til orientering:

Ansvarlig/Adm. enhet:

Carl-Petter Haugland / UPØ

Dokument ID: 2570706

Dato: 10. august 2017

Forsidebilde: Samnanger stasjon, Statnetts bildearkiv

1	Sammendrag og anbefaling	4
2	Innledning	5
3	Behovsbeskrivelse	6
3.1	Produksjon: Det er gitt konsesjon til flere nye vannkraftverk	6
3.2	Forbruk: Vi venter ikke store endringer i forbruket	8
3.3	Nett: Det er behov for tiltak i nettet dersom ny vannkraft skal tilknyttes	8
4	Mål og rammer	12
4.1	Samfunns mål og effektmål	12
4.2	Rammene for arbeidet	12
5	Konsepter som løser kapasitetsutfordringen	14
5.1	Tiltak i sentralnettet	14
5.2	Tiltak i regionalnettet	15
5.3	Alternativer til nett	15
5.4	Vurdering: Ny transformator er det beste konseptet	16
5.5	Ulike løsninger for ny transformator	18
6	Virkninger av alternativene	20
6.1	Prissatte virkninger	21
6.2	Ikke-prissatte virkninger	26
7	Usikkerhetsanalyse	28
7.1	Tiltakets lønnsomhet avhenger av at Tokagjelet kraftverk realiseres	28
7.2	Kraftprisene påvirker verdien av kraftproduksjonen og utbyggingsvolumet	28
7.3	Tiltaket tåler en utbyggingskostnad på 3,6 kr/kWh	29
7.4	Investeringskostnader for nettanlegg påvirker lønnsomheten	30
7.5	Små reduksjoner i avkastningskravet gir store utslag på lønnsomheten	30
8	Realopsjoner og fordelingsvirkninger	32
8.1	Realopsjoner: Utbyggingsalternativet er mest fleksibelt	32
8.2	Fordelingsvirkninger: Kraftprodusentene tjener på tiltaket	32
9	Samlet vurdering og anbefalt tiltak	33
10	Referanser	34
11	Vedlegg	35
11.1	Vannkraftproduksjon i området	35

1 Sammendrag og anbefaling

Denne analysen ble gjort før OED av slo konsesjonssøknaden til Øystese kraftverk, 28.08.2017. Avslaget påvirker ikke konklusjonen om at Statnett vil søke konsesjon for ny transformator i Samnanger.

Det planlegges flere nye vannkraftverk underliggende Samnanger stasjon, i Kvam og Samnanger kommune. Det er gitt konsesjon til syv nye vannkraftverk med installert effekt på til sammen 43 MW. NVE har også gitt en positiv innstilling til et nytt, større kraftverk med 17 MW installert effekt. Dersom disse prosjektene realiseres vil det gi nok strøm til å forsyne om lag 9 000 husstander. Vi er også gjort kjent med planer om ytterligere kraftutbygginger i området, men som foreløpig ikke er konsesjonssøkt.

Transformatoren som mater dagens kraftoverskudd ut på transmisjonsnettet er allerede tungt belastet. Vår vurdering er at det ikke vil være driftsmessig forsvarlig å koble til ny produksjon i underliggende nett. Dersom noen av de konsesjonsgitte kraftverkene skal realiseres er det derfor behov for å gjennomføre tiltak som løser kapasitetsutfordringen.

Vi har vurdert ulike tiltak i transmisjonsnettet og regionalnettet, i tillegg til alternativer til nettinvesteringer, som løser kapasitetsutfordringen. Det beste alternative tiltaket er etter vår vurdering å øke transformeringskapasiteten i Samnanger stasjon. Utbyggingsalternativet består derfor av å sette inn en ny transformator i Samnanger. Nullalternativet innebærer en videreføring av dagens situasjon, hvor ingen ny kraft kan kobles til.

Tabell 1 viser virkningene av nullalternativet og utbyggingsalternativet, og differansen mellom alternativene. I nullalternativet er eneste virkning at vi må fornye dagens transformator når den når sin tekniske levetid (antatt år 2040). I utbyggingsalternativet overstiger verdien av ny kraftproduksjon de antatte investeringskostnadene. I verdi av ny kraftproduksjon i utbyggingsalternativet er det her tatt utgangspunkt i at kraftverkene Tokagjelet, Øystese, Aldal, Jarlshaug og Skeie realiseres, med en samlet årsproduksjon på 150 GWh. Vi tar utgangspunkt i disse kraftverkene da disse er bedriftsøkonomisk lønnsomme med våre forutsetninger.

På bakgrunn av dette finner vi utbyggingsalternativet samfunnsøkonomisk lønnsomt. Lønnsomheten er imidlertid avhengig av at vannkraften realiseres. Vi anbefaler å gå videre med utbyggingsalternativet og søke konsesjon for en ny transformator i Samnanger stasjon. Vi må imidlertid sikre at minst ett av de to store kraftverkene blir realisert, Tokagjelet (26 MW) eller Øystese (17 MW). De øvrige vannkraftverkene er ikke store og lønnsomme nok til at de alene forsvarer nettinvesteringen.

Tabell 1. Oppsummering av prissatte og ikke-prissatte virkninger.

Alternativanalyse Nåverdi [MNOK]	Nullalternativet	Utbyggingsalternativet	Samfunnsøkonomiske virkninger av tiltaket
I) Prissatte virkninger			
Investeringskostnader	0	-66	-66
Reinvesteringskostnad	-18	-3	14
Verdi av ny kraftproduksjon	0	76*	76
Restverdi	0	26	26
Drift og vedlikehold, reserve	0	-4	-4
Sum prissatte virkninger	-18	29	46
II) Ikke-prissatte virkninger			
Forsyningsikkerhet	0	0	0
Miljø	0	-	-
Rangering	2	1	

*forutsatt at kraftverkene Tokagjelet, Øystese, Aldal, Jarlshaug og Skeie realiseres

2 Innledning

Det er gitt konsesjon og flere aktører planlegger utbygging av ny vannkraftproduksjon som skal tilknyttes nettet underliggende Samnanger stasjon, og stasjonen har ikke nok transformeringskapasitet til å ta imot denne nye produksjonen.

Tilknytningsplikten innebærer at alle som innehar konsesjoner for nettanlegg har plikt til å tilknytte nye produksjonsanlegg, og om nødvendig investere i nettanlegg. Statnett, som eier av Samnanger stasjon, må derfor vurdere løsninger som kan muliggjøre tilknytning av ny produksjon og hvorvidt investeringene er samfunnsmessig rasjonelle.

Denne samfunnsøkonomiske analysen består av følgende deler: Først redegjør vi for bakgrunn og behov for tiltak, og fastsetter mål og rammer for analysen. Deretter vurderer vi ulike konsepter og løsninger som kan bidra til å møte behovet. Løsningen som vi anser for å være den beste vil vi så sammenligne med nullalternativet. Nullalternativet innebærer en videreføring av dagens situasjon og å fravike tilknytningsplikten. Ved å sammenligne virkningene av nullalternativet og utbyggingsalternativet kan vi vurdere hvorvidt investeringene er samfunnsmessig rasjonelle.

De tallfestede virkningene er i hovedsak basert på en rekke usikre forutsetninger. Vi vurderer derfor også hvordan resultatene påvirkes av endrete forutsetninger, før vi til slutt kommer med et forslag til anbefalt løsning.

3 Behovsbeskrivelse

Samnanger transformatorstasjon har anlegg for spenningsnivå 420 kV, 300 kV, 132 kV og 22 kV. Stasjonen er i nyere tid utvidet for å ta imot ny 420 kV ledning fra Sima.

Eksisterende 300/132/22 kV transformator er i dag høyt belastet på grunn av underliggende kraftproduksjon som skal transformeres opp til 300 kV. Det er planlagt utbygging av flere nye produksjonsenheter i tiden fremover, og det er ikke plass til all ny produksjonen i nettet som er underlagt dagens transformator.

Under beskriver vi nærmere hvordan produksjon og forbruk i området er i dag, hvordan det vil utvikle seg i tiden fremover og hvilke konsekvenser dette har for nettet i området.

3.1 Produksjon: Det er gitt konsesjon til flere nye vannkraftverk

Området rundt Samnanger stasjon består av flere store vassdrag og et område med stort potensiale for kraftproduksjon. Det er i dag store mengder vannkraftproduksjon tilkoblet Samnangers underliggende 132 kV nett. Området er i overskudd om lag 90 prosent av tiden¹.

Det største kraftverket er Bjølvo med en installert effekt på 98 MW og en midlere årsproduksjon på nær 400 GWh. Kvittingen, Grønsdal og Frøland er andre store, regulerte kraftverk med installert effekt på hhv. 48, 35 og 21 MW. Til sammen utgjør disse kraftverkene 88 pst. av installert produksjon som transformeres opp til transmisjonsnettet. Den samlede installerte effekten er på 229 MW, med en samlet årsproduksjon på om lag 950 GWh. Se vedlegg for komplett liste over tilknyttede kraftverk.

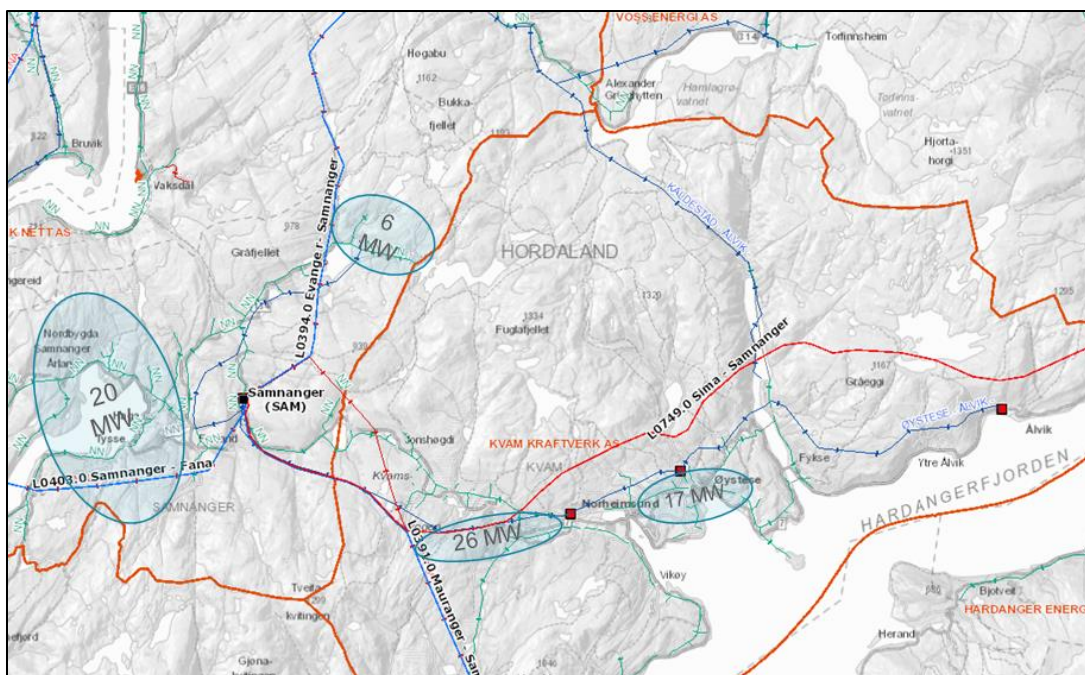
Ut over den allerede installerte produksjonen er det stort potensiale for ytterligere vannkraft i området. Til sammen er det gitt konsesjon på 43 MW og NVE har gitt positiv innstilling til OED på ytterligere 17 MW. Av disse er 18 MW tilknyttet området vest for Samnanger stasjon, mens 26 MW er nært tilknyttet Norheimsund transformatorstasjon og 17 MW ligger nær Øystese transformatorstasjon.

I tillegg har BKK Produksjon nylig gjennomført en oppgradering av Kvittingen kraftverk (økt med 6 MW) og det er vedtatt en rehabilitering av Frøland kraftverk som vil gi 2 MW økt effekt. BKK Nett har foreløpig ikke akseptert markedstilgang for denne økte effekten², og vi tar derfor disse tiltakene med i oversikten over ny produksjon.

Områdene med ny produksjon er illustrert i Figur 1.

¹ Basert på målinger fra 01.01.2015 til 31.12.2016

² Ref. møte mellom BKK Nett og Statnett 4. januar 2017 (dok.id BKK: 11789283).



Figur 1. Nettet rundt Samnanger stasjon og områder hvor vi venter ny kraftproduksjon.

Tabellen under gir en oversikt med mer detaljert informasjon om de planlagte kraftverkene.

Tabell 2. Oversikt over planlagte nye vannkraftverk i området tilknyttet Samnanger stasjon.

Prosjekt	Status	MW	GWh	Eier
Tokagjelet	Konsesjon gitt	25,5	76,6	Nordkraft prosjekt AS
Øystese	Positivt innstilt	16,9*	44,7*	Øystese kraft AS
Kvittingen	Installert	6	2	BKK Produksjon
Aldal	Konsesjon gitt	5,5	18	Aldal kraft AS
Sædalen	Konsesjon gitt	4,4	10,3	Sædalen kraft AS
Sandelva	Konsesjon gitt	3,7	9,3	Sandelva kraftverk AS
Smådalselva	Konsesjon gitt	2,5	7,5	Smådalselva kraft AS
Frøland	Inv.besluttet	2	1,2	BKK Produksjon
Jarlshaug	Konsesjon gitt	1	7,1	Jarlshaug kraft AS
Skeie	Konsesjon gitt	0,4	1,44	Skeie kraft SUS
Sætreelva	Vedtatt konsesjonsfritt	0,4	1,44	n.a.
Sum		68,3	179,6	

Kilder: Aktørene, BKK Nett og konsesjonssøknader. *Forutsatt at tilsiget blir redusert ved overføring fra Vossdalsvatn til Svartvatn.

Basert på denne informasjonen venter vi til sammen ni nye kraftverk i området, i tillegg til oppgraderingene av Frøland og Kvittingen. De nye kraftverkene Tokagjelet og Øystese er de største og utgjør til sammen nær 60 pst. av planlagt ny produksjon. Disse prosjektene har også en forventet lav utbyggingskostnad, noe som øker sannsynligheten for at prosjektene blir realisert. Vi kjenner ikke til

at noen av prosjektene er blitt skrinlagt. Aktørene har bekreftet at de fortsatt planlegger å realisere utbygging.

Det er også andre potensielle prosjekter i området, men som ikke er kommet like langt i planleggingen. Basert på informasjon fra BKK Nett er det 25 MW mer i potensiell produksjon. Dette er hovedsakelig tilknyttet Fosselva i Kvam hvor det foreløpig er utarbeidet en mulighetsstudie.

3.2 Forbruk: Vi venter ikke store endringer i forbruket

Forbruket i området er i stor grad styrt av Elkem Bjølvefossen i Ålvik som normalt trekker rundt 30-40 MW. Dette gjør at forbruket i området er forholdsvis stabilt. Gjennomsnittlig forbruk over året er på 68 MW. I vinterhalvåret går forbruket opp mot 80 MW, mens det i sommerhalvåret ligger rundt 50-60 MW.

Det er ingen konkrete planer som innebærer store endringer på forbrukssiden. Elkem investerte i 2016 i en ny generator for varmegjenvinning på anlegget. Slike investeringer indikerer at eierne har tro på anlegget og at det ikke er planer om nedleggelse på kort sikt.

Datasenter blir holdt frem som en mulig ny type kraftkrevende industri. Lastuttaket fra et datasenter vil typisk være jevnt høyt over året. Store datasenter kan ha lastuttak på 100 MW eller mer. Med lave kraftpriser kan Norge være egnet for etablering av datasentre, og Statnett har den siste tiden opplevd økt interesse og pågang for å etablere datasenter flere steder i landet. Aktører har også indikert at Samnanger kan være et egnet område. Det er stor usikkerhet rundt disse planene, og det vil sannsynligvis ta en stund før et slikt prosjekt er modent for investeringsbeslutning. Ny informasjon om datasenter i Samnanger kan påvirke behovet for transformator, da nytt forbruk vil kunne frigjøre kapasitet i dagens transformator.

Befolkningsvekst og elektrifisering av transportsektoren kan bidra til noe økt forbruk i området, men med et begrenset forbruk og befolkningsgrunnlag er det lite trolig at dette vil påføre noen betydelige endringer. Energieffektiviseringstiltak vil dessuten kunne bidra til å motvirke denne utviklingen. Videre er det ett ferjesamband i området, Jondal-Tørvikbygd, som i fremtiden kan gå over til batteridrift, men heller ikke dette påvirker forbruket i stor grad. Dagens batteriferje som trafikkerer Lavik-Oppedal krever en ladeeffekt på om lag 1 MW.

Basert på dette forventer vi ikke store endringer på forbrukssiden på kort sikt. På lengre sikt kan nedleggelse av Elkem bidra til en forbruksreduksjon, mens etablering av datasentre kan bidra til en forbruksøkning.

3.3 Nett: Det er behov for tiltak i nettet dersom ny vannkraft skal tilknyttes

Samnanger transformatorstasjon har anlegg for spenningsnivå 420 kV, 300 kV, 132 kV og 22 kV. Stasjonen ble i 2013 utvidet for å ta imot ny 420 kV ledning fra Sima. 300 kV-forbindelsene går mot Fana i vest, Evanger i nord, og Mauranger i sør. 132 kV-forbindelsene går mot Frøland i vest og mot Norheimsund i øst.

Kartet under viser Samnanger stasjon og tilknyttet nett med 132 kV eller høyere spenning. 420 kV-forbindelsene er markert med rødt og 300 kV-forbindelsene er markert med blått. 132 kV-ledningene er markert med turkis og tilknyttede transformatorstasjoner er også markert i kartet.



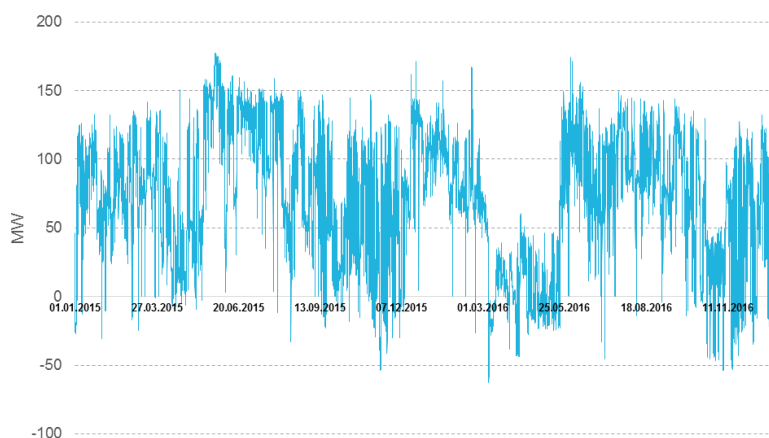
Figur 2. Kart over Samnanger stasjon og tilknyttet nett med 132 kV eller høyere spenning.

Ikke driftsmessig forsvarlig med økt belastning på transformator mellom 300 og 132 kV

Av transformering er det en 420/300 kV autotransformator og en treviklingstransformator 300/132/22 kV med en begrensning på 150 MW. I tillegg har BKK Nett påbegynt bygging av ny 132/22 kV transformator. Ventet idriftsettelse av denne er 1. november 2017. For denne analysen er det belastningen på treviklingstransformatoren som er av interesse.

Fabrikasjonsår for transformatoren er 1987 og BKK Nett forventer behov for fornying i 2040. Det er ikke mulighet for permanent overbelastning av transformatoren, og vi kan derfor ikke planlegge for flyt over 150 MW. 20 pst. kortvarig overlast er tillatt.

Figur 3 viser belastning på treviklingstransformatoren for 2015 og 2016.



Figur 3. Innlevering (MW) til treviklingstransformator Samnanger stasjon (sekundærvikling) i perioden 01.01.2015-31.12.2016.

Totalt i perioden har innlevering oversteget begrensningen i 257 timer og belastningen har vært over 140 MW i 918 timer. Det tilsvarer hhv. 1 pst. og 5 pst. av tiden. Belastningen er størst i mai/juni når alle kraftverkene produserer for fullt og forbruket er lavt.

I perioden 2010 til 2016 er det 37 tilfeller av spesialregulering tilknyttet transformatoren. Total kostnad for spesialregulering er 925 000 kroner og alle tilfellene er fra 2015 og 2016.

Det er ikke mange timer hvor transformatoren belastes over merkeytelsen. Dette kan tilsa at det kan være plass til noe mer produksjon i området. BKK Nett har imidlertid ikke gitt markedstilgang til utvidelsen i Kvittingen (6 MW) med bakgrunn i transformeringskapasiteten. BKKs vurdering er at det ikke er plass til mer produksjon i området. Statnett er enige i denne vurderingen³.

I sin tolkning av tilknytningsplikten beskriver NVE at tilknytningen ikke skal føre til at overføringsgrenser for komponenter i tilgrensende og overliggende nett skal overskrides [NVE].

På bakgrunn av dette vurderer vi det ikke som driftsmessig forsvarlig å tilknytte ny produksjon i området. Vi vil derfor vurdere alternative løsninger som kan muliggjøre tilknytning av ny produksjon og hvorvidt investeringene er samfunnsmessig rasjonelle.

Underliggende nett har tilstrekkelig ledig kapasitet

På forbindelsen Samnanger-Norheimsund er det ledig kapasitet til all konsesjonsgitt kraftproduksjon. Dette er bekreftet av BKK Nett. Det innebærer at det ikke er behov for tiltak i underliggende nett, uavhengig av hvilke vannkraftprosjekt som realiseres.

BKK Nett installerer ny 132/22 kV transformator i Samnanger

BKK Nett har besluttet å installere en ny 132/22 kV transformator i Samnanger stasjon og prosjektet er under gjennomføring. I følge fremdriftsplanen forventer BKK idriftsettelse 1. november 2017.

Transformatoren vil ikke endre behovet for økt transformeringskapasitet da det er transformering opp til 300 kV som er den begrensende faktoren.

Statnett planlegger flere ledningsprosjekter tilknyttet Samnanger stasjon

Oppgradering av Evanger-Samnanger er nødvendig for å møte fremtidig behov for kapasitet i transmisjonsnettet på Vestlandet. Planen er å øke kapasiteten og klargjøre for 420 kV driftsspenning, men vil fortsette på 300 kV driftsspenning. Strekningen er opprinnelig en del av BKKs transmisjonsnett som ble overtatt av Statnett 01.01.2016. Prosjektet er under planlegging, men det foreligger foreløpig ingen investeringsbeslutning.

Statnett planlegger å oppgradere 300 kV-forbindelsen Sauda-Samnanger. I første fase av prosjektet er planen å dekke behovet for økt kapasitet ved å oppgradere forbindelsen nord for Blåfalli, med fortsatt 300 kV drift. Strekningen Blåfalli-Mauranger skal temperaturoppgraderes, noe som blir gjort innenfor gjeldende konsesjon. På strekningen Mauranger-Samnanger vurderer Statnett to alternativ, enten å bygge om eksisterende ledninger eller å bygge ny 300 kV (420 kV) ledning. Nybyggingen ble meldt til NVE i januar 2017 og Statnett planlegger å sende inn konsesjonssøknad i løpet av året. Forventet idriftsettelse er ventet i 2024. På lengre sikt kan det være behov for å øke kapasiteten ytterligere. Da vil det være aktuelt å oppgradere stasjonene og øke spenningen fra 300 kV til 420 kV.

³ Internt dokument (dok.id 2481111)

Økt transformeringskapasitet Samnanger stasjon

Ledningsprosjektene vil innebære nye tiltak på Samnanger stasjon, men vil ikke påvirke behovet for økt transformeringskapasitet mellom spenningsnivåene 300/420 kV og 132 kV.

4 Mål og rammer

4.1 Samfunns mål og effektmål

Samfunns målet er tilrettelegging for verdiskaping i Samnanger

Samfunns målet skal bygge på det prosjektutløsende behovet, og beskrive hvilken samfunnsutvikling prosjektet skal bygge opp under (Nettmeldingen, OED 2011-2012). I lys av dette mener vi at det mest relevante samfunns målet er:

- Legge til rette for økt verdiskaping i området underliggende Samnanger

Vi skal legge til rette for ny vannkraftproduksjon i området dersom verdiene av ny vannkraft overstiger kostnadene ved å øke kapasiteten i området.

Effektmålet er å øke nettkapasiteten til å ta imot ny vannkraft tilsvarende 100 MW

Effektmålet skal bygge opp under samfunns målet og beskrive de ønskede virkningene av tiltaket. Vi har definert ett effektmål:

- Nettet underliggende Samnanger stasjon skal kunne ta imot ny vannkraft tilsvarende 100 MW

Effektmålet er utledet av samfunns målet om verdiskaping ved tilknytning av ny vannkraftproduksjon. Effektmålet må ikke oppnås dersom det samfunns målet ikke oppnås.

4.2 Rammene for arbeidet

Tilknytningsplikt for produksjon

Energilovens § 3-4 regulerer nettkonsesjonærenes tilknytningsplikt overfor produksjon og uttak. Statnett har som netteier plikt til å tilknytte nye anlegg for produksjon og forbruk av elektrisk energi, det samme gjelder økning i produksjon og forbruk. Dersom det ikke er driftsmessig forsvarlig å gi tilknytning til eksisterende nett, innebærer tilknytningsplikten at alle berørte konsesjonærer må utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer i sine nett for å kunne gi tilknytning. Dette betyr at Statnett plikter å utrede behov og alternative løsninger for å kunne oppfylle tilknytningsplikten.

Nettutvikling skal skje på en samfunnsmessig rasjonell måte

Statnetts virksomhet reguleres av en rekke lover og forskrifter, der energiloven er mest sentral. Energilovens formål er å «sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte». Herunder "skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt", jfr. § 1-2. Dette innebærer at nytten av tiltakene må forsvare kostnadene. For at et prosjekt skal bli realisert skal det være samfunnsmessig rasjonelt.

Ot.prp. nr. 62 (2008–2009) "Om lov om endringer i energiloven" slås det fast at man med uttrykkene "samfunnsmessig rasjonelt" og "samfunnsøkonomisk lønnsomt" mener det samme. Både kostnads- og nytteelementer som kan måles i kroner, og elementer som vi ikke kan verdsette på en effektiv og allment akseptert (økonomisk) måte, må vurderes. Energilovens formål er relevant for Statnetts virksomhet blant annet ved at den ligger til grunn for NVE og OEDs vurdering og vedtak om konsesjoner. Dette innebærer at nytten av tiltakene vi kan anbefale, må overstige kostnadene.

Utbygging bør gi minst mulig belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og arealinteresser

Nettet skal bygges ut på en måte som tar hensyn til naturmangfold, landskap, lokalsamfunn og andre arealinteresser. Tiltak i nettet medfører som regel naturinngrep. Når vi planlegger tiltak er det derfor avgjørende å kartlegge hvordan vi kan minimere miljøulemper og annen belastning på tredjepart.

Eksempel på lovgiving som gir rammer for tiltak er Naturmangfoldloven. Den omfatter all natur og alle sektorer som forvalter natur eller som fattar beslutninger med konsekvenser for naturen. Lovens formål og grunnidel, som omfatter forvaltningsmål, kunnskapskrav og miljøprinsipper, gjelder ved myndighetsbeslutninger etter alle lover som berører naturen.

Et annet eksempel er Kulturminneloven som har som formål å ivareta kulturminner og kulturmiljø. Ved planlegging av offentlige og større private tiltak plikter den ansvarlige leder eller det ansvarlige forvaltningsorgan å undersøke om tiltaket vil virke inn på automatisk fredete kulturminner.

5 Konsepter som løser kapasitetsutfordringen

Behovsanalysen viser at det er nødvendig med tiltak for å kunne tilknytte ny vannkraftproduksjon til nettet. Under vil vi først presentere og deretter vurdere ulike konsepter av tiltak som møter behovet. Tabellen oppsummerer de ulike konseptene og gir en kort beskrivelse av mulighetene innenfor konseptene. Samlet vurderer vi ny transformator til å være den beste alternative løsningen.

Tabell 3: Ulike konsepter vi vurderer og hvilke muligheter som ligger i konseptene

Konsept	Muligheter
Tiltak i sentralnettet	Øke transformeringskapasitet ved å bygge om eksisterende transformator eller investere i ny transformator.
Tiltak i regionalnettet	Etablere ny forbindelse mellom Granvin og Ålvik som avlaster transformator i Samnanger.
Alternativer til nett	Forbruks- eller produksjonstilpasninger.

5.1 Tiltak i sentralnettet

Et av konseptene som vil løse kapasitetsutfordringen er å gjøre tiltak i sentralnettet som øker transformeringskapasiteten. Vi vil se nærmere på to hovedalternativ innen konseptet, hvor det ene er å øke kapasiteten i eksisterende transformator og det andre er å investere i en ny transformator.

Gjøre endringer i eksisterende transformator

Ved å gjøre endringer i eksisterende transformator er det mulig å øke ytelsen på eksisterende transformator. Dette kan gjøres enten ved å endre kjølingen eller å bytte kjernen.

Endre kjøling

Ved å endre kjølingen fra ONAF til OFAF kan det være mulig å øke ytelsen fra 150 til 174 MVA. Investeringskostnaden for dette alternativet ble av BKK først anslått å være i størrelsesorden 3-6 mill. kroner⁴. Begrensninger i flere komponenter enn først antatt gjør at investeringskostnadene antakelig er noe høyere enn dette. Det er også en teknisk usikkerhet knyttet til løsningen og hvorvidt endringene vil ha den tiltenkte effekten. Utkoblingstiden for tiltaket vil være 4-6 uker.⁵

Bytte kjerne

En annen mulighet er å bytte kjernen, viklinger og aktiv del. Med et slikt tiltak kan det være mulig å øke ytelsen i eksisterende transformator fra 150 MVA til 220 MVA.

Dette er omfattende endringer som må gjennomføres på fabrikk. Til sammen vil dette tiltaket derfor innebære en utkoblingsperiode på tre måneder⁶. Investeringskostnaden er av BKK anslått å være i størrelsesorden 11-18 mill. kroner.

⁴ BKK (2014). Usikkerhetsanalyse.

⁵ Statnett har ikke gjort egne utredninger av dette alternativet, vi støtter oss til BKK sine vurderinger.

⁶ Transformatoren må demonteres og transporteres til en fabrikk. Deretter må transformatoren åpnes og aktiv del må ut av tanken og åket må demonteres. Ny kjerne og ny aktiv del kan produseres på forhånd og være klar i fabrikk. Aktiv del må tørkes og til slutt er det testing, transport tilbake til Samnanger og montasje.

Ny transformator

Vi kan sette inn en ny transformator som erstatter eksisterende transformator. En ny transformator vil kunne muliggjøre all potensiell ny vannkraftproduksjon i området (100 MW), dersom den dimensjoneres for dette. Dette vil i så fall kreve en ny transformator med 250 MVA ytelse eller mer.

En transformator med denne størrelsen vil ikke få plass i dagens transformersjakt. Det vil enten være behov for utvidelse av eksisterende sjakt eller det må bygges ny sjakt. En utvidelse av dagens transformersjakt innebærer en bygge- og utkoblingsperiode på to-fire måneder. En eventuell ny sjakt kan bli etablert ved siden av eksisterende sjakt. Dette vil kun medføre kortere utkoblingsperioder. Investeringskostnad vil være i størrelsesorden 60-80 mill. kroner, eller mer dersom vi etablerer nye 300 og 132 kV felt.

Transformatoren bør være omkoblbar mellom 300 og 420 kV, ettersom det på lengre sikt er aktuelt å oppgradere til 420 kV driftsspenning.

En annen mulighet er å etablere en ny 420/132 kV transformator. Dette alternativet vil innebære en større investeringskostnad da det medfører behov for nye komponenter for apparat- og kontrollanlegg. Investeringskostnad vil være i størrelsesorden 90-110 mill. kroner.

5.2 Tiltak i regionalnettet

Nye forbindelser i underliggende nett som vil avlaste transformatoren i Samnanger kan gjøre behovet for økt transformeringskapasitet overflødig. Ny 132 kV ledning mellom Ålvik og Granvin er en slik mulighet.

En kraftledning mellom Granvin og Ålvik forbinder to nettdeler sammen, men øker ikke kapasiteten ut av området. Nettet bak Granvin er også et overskuddsområde i perioder med høy kraftproduksjon. Fra Granvin går en 132 kV ledning via Voss til transmisisjonsnettpunktet Evanger. Transformorkapasiteten i Evanger er 250 MVA, mens ledningskapasiteten Granvin-Voss er 150 MVA.

Dersom Granvin-Ålvik driftes masket vil flyten gå i retning fra Granvin mot Ålvik, noe som øker belastningen på transformatoren i Samnanger i forhold til situasjonen uten Granvin-Ålvik. For at Granvin-Ålvik skal være et alternativ til økt transformeringskapasitet i Samnanger må det derfor være radiell drift.

Dersom man velger radiell drift og drifter Ålvik mot Granvin, vil dette føre til overlast på ledningen Evanger-Voss. Bjølvo kraftverk (ved Ålvik) er på 100 MW og i tillegg er det installert 70-80 MW kraftproduksjon bak Voss, Granvin og Ulvik transformatorstasjoner. I tillegg er det planer om økt kraftproduksjon i disse kommunene.

En ny ledning mellom Ålvik og Granvin vil derfor innebære tilleggsinvesteringer i overføringskapasitet mellom Voss og Evanger.

BKK Nett har opplyst at investeringskostnadene vil være i størrelsesorden 100 mill. kroner for Ålvik-Granvin og 50-70 mill. kroner for Voss-Evanger.

5.3 Alternativer til nett

Alternativer til investeringer i nett kan også bidra til å løse kapasitetsutfordringer. Grovt sett kan vi dele disse mulighetene inn i tiltak på forbrukssiden (økt forbruk) og produksjonssiden (flytte produksjon, fravike tilknytningsplikt).

Det er ikke hjemler for å gjøre noe med den eksisterende produksjonen i området. Et annet alternativ vil være å ikke godkjenne ny produksjon, men det er allerede gitt konsesjon til ny produksjon.

Alternativet man står igjen med er nullalternativet, hvor vi beholder dagens løsning og fraviker tilknytningsplikten. Innenfor dagens regelverk er dette kun tillatt dersom det ikke er samfunnsmessig rasjonelt å knytte den nye produksjonen til nettet. Dette vil vi analysere nærmere i alternativanalysen.

På forbrukssiden er det tiltak som vil øke forbruket som vil avhjelpe på situasjonen og kapasitetsutfordringene. Unødig økt strømforbruk er generelt ikke samfunnsmessig rasjonelt. Forbruket må dessuten doubles fra dagens situasjon for å kunne gi rom for all produksjon som er konsesjonsgitt eller positivt innstilt til OED. Et alternativ kunne vært å subsidiere etablering av store datalagringscentre i området. Det er usikkert om dette vil avlaste nettet nok til å gi rom for all produksjon som er konsesjonsgitt, og det er ikke sannsynlig at dette vil bli realisert innen fristen for elsertifikat i 2021.

5.4 Vurdering: Ny transformator er det beste konseptet

Vi har sett at det å gjøre endringer i dagens transformator er det rimeligste konseptet. Ulempen ved alternativet er lang utkoblingstid og at kun noe av potensiell ny vannkraft kan bli realisert. Ny forbindelse mellom Granvin og Ålvik er det mest kostbare konseptet. Alternativet gir derimot noe bedre forsyningsikkerhet i området.

Samlet er det imidlertid konseptet å etablere en ny transformator som kommer best ut, og som vi vil vurdere opp mot nullalternativet. Under gir vi en nærmere beskrivelse av vurderingene bak denne konklusjonen.

Endre kjøling i eksisterende transformator gir begrenset økt kapasitet

Dette alternativet vil kun gi en marginal økning i transformatorytelse, sett opp mot vannkraftpotensialet i området. Med den økte ytelsen vil det være plass til oppgraderingene av Kvittingen og Frøland og noe av den konsesjonsgitte småkraften, men det vil ikke være plass til kraftverkene Øystese og Tokagjelet. Med en tilstrekkelig lav nok investeringskostnad kunne dette blitt vurdert som en reell midlertidig løsning. Men med høyere investeringskostnader enn først anslått, en usikker teknisk løsning, lang utkoblingstid og en begrenset kapasitetsøkning fremstår ikke dette som et reelt alternativ.

Bytte kjerne er usikkert og krever lang utkoblingstid

En fordel med å bytte kjerne er at det har en lavere investeringskostnad sammenlignet med å investere i ny transformator. Differansen er rundt 20-30 mill. kroner. Den økte ytelsen innebærer også at det vil være plass til nær all den konsesjonsgitte vannkraftproduksjonen (inkl. Øystese).

En ulempe med tiltaket er at det krever lang utkoblingstid, da ombyggingen må gjøres på fabrikk. Dersom det ikke er noen tilgjengelige reserver vil alternativet medføre en utkoblingstid på tre måneder.

Utkobling innebærer øydrift i underliggende nett og gir stor sannsynlighet for avbrudd. I henhold til BKK Nett har Bjølvo kraftverk vist seg ustabil i øydrift (ref. BKKs kraftsystemutredning). På bakgrunn av dette er det en reell risiko for at det oppstår utfall eller at generatorene faller ut av synkronisme slik at alt forbruk i øydriften (Kvam, Samnanger og Bjølvfossen) mister forsyningen. BKK har som lokal netteier best kjennskap til konsekvensene av separat drift i dette området, og anslår at det vil oppstå én svikt hver 14. dag og at alt forbruk er ute i 1 time hver gang. Over tre måneder innebærer dette forventede KILE-kostnader og produksjonstap tilsvarende 44 mill. kroner.⁷ Samfunnskostnadene i

⁷ BKK 2014. Usikkerhetsanalyse.

utkoblingsperioden overstiger dermed de sparte investeringskostnadene dette alternativet gir sammenlignet med å bygge ny transformator.

Ombygging av en relativt gammel transformator innebærer for øvrig en ekstra risiko for uønskede hendelser og forsinkelser. Det er også noe usikkerhet knyttet til om man vil oppnå en 50 pst. økning i ytelse. Dersom kapasitetsøkningen på 70 MVA er reell gir den derimot ikke plass til all potensiell ny kraftproduksjon. En eventuell reduksjon i forbruket ved Elkem Bjølvo vil også gi behov for transformator kapasitet utover det vi vil oppnå ved å bytte kjerne.

Samlet kommer dette alternativet dårligere ut enn å investere i ny transformator.

Ny ledning mellom Granvin og Ålvik skaper behov for ytterligere investeringer

En ny ledning mellom Ålvik og Granvin vil innebære tilleggsinvesteringer i overføringskapasitet mellom Voss og Evanger. Til sammen blir investeringskostnaden i størrelsesorden 150 mill. kroner. Til sammenligning vil ny transformator i Samnanger innebære investeringskostnader for om lag 60 mill. kroner. Det skal derfor stor tilleggsnytte til for at dette alternativet skal inngå i den videre vurderingen.

I utgangspunktet skulle ny forbindelse mellom Granvin og Ålvik øke forsyningssikkerheten i områdene. Dette gjelder særlig i området under Samnanger, som kun har minimale reservemuligheter på 22 kV. Nytteten ved å styrke forsyningssikkerheten vil imidlertid være begrenset ettersom det vil være behov for radiell drift. Det er kun ved langvarige brudd at ny ledning vil kunne øke forsyningssikkerheten. I BKKs kraftsystemutredning 2016-2036 er avbruddskostnadene estimert til en nåverdi på 37 mill. kroner (2015-kr). Dette er ikke nok til å forsvare tilleggskostnadene som er i størrelsesorden 90 mill. kroner.

Regionalnettalternativet kommer dårligere ut enn å investere i ny transformator.

Ny transformator er det beste alternativet

Alternativet med å sette inn ny transformator kommer best ut. Vi vil derfor vurdere dette konseptet nærmere og vurdere hva som er den mest optimale løsningen. Deretter vil vi sammenligne løsningen med nullalternativet (fravike tilknytningsplikten).

Tabell 4: Oppsummering av vurderte konsepter og alternativ

Konsept	Muligheter	Fordeler og ulemper	Resultat
Tiltak i sentralnettet	Gjøre endringer i eksisterende transformator i Samnanger	Endre kjøling <u>Fordel:</u> Lav investeringskostnad (5-10 mill. kroner). <u>Ulemper:</u> Ikke plass til hverken Tokagelet eller Øystese. Utkoblingstid på én måned.	Forkastes
		Bytte kjerne <u>Fordel:</u> Moderat investeringskostnad (15-25 mill. kroner). <u>Ulemper:</u> Muliggjør ikke all potensiell vannkraft. Utkoblingstid på minst én måned. Usikkerhet rundt teknisk løsning.	Forkastes

Konsept	Muligheter	Fordeler og ulemper	Resultat
	Sette inn ny transformator i Samnanger	<u>Fordel:</u> Muliggjør all potensiell ny vannkraft. Lite behov for utkobling. <u>Ulemper:</u> Moderat/høy investeringskostnad (40-90 mill. kroner)	Tas med i videre analyse
Tiltak i regionalnettet	Ny 132 kV forbindelse mellom Granvin og Ålvik	<u>Fordel:</u> Noe styrket forsyningssikkerhet. <u>Ulemper:</u> Høy investeringskostnad (150-200 mill. kroner)	Forkastes
Alternativer til nett	Fravike tilknytningsplikten (nullalternativet)	<u>Fordel:</u> Ingen investeringskostnad. <u>Ulemper:</u> Får ikke tilknyttet ny vannkraft.	Tas med i videre analyse (nullalternativet)
	Subsidere etablering av datalagringsenter	<u>Fordel:</u> Ingen investeringskostnad. <u>Ulemper:</u> Ikke realistisk alternativ innen fristen for elsertifikater.	Forkastes

5.5 Ulike løsninger for ny transformator

Som vist over finnes det ulike løsninger for ny transformator, hvor vi kan velge mellom ulike spenningsnivå og ulike ytelser. Det er mulig å gjenbruke eksisterende felt eller vi kan bygge nye. I tillegg er det en mulighet å beholde eksisterende transformator i drift.

Det er ikke mulig å gjenbruke dagens transformatorsjakt. Sjakten er fra 1987 og møter ikke dagens krav til størrelse dersom vi skal sette inn en ny transformator. Det vil derfor uansett være behov for å etablere en ny transformatorsjakt.

Det er ikke lønnsomt å ha to transformatorer i drift

En mulighet er å beholde dagens transformator i drift, samtidig som man etablerer en ny transformator.

Dersom man skal beholde dagens transformator som momentan reserve vil det ikke være mulig å gjenbruke eksisterende 132 og 300 kV felt. Å etablere nye felt vil utgjøre en samlet investeringskostnad på om lag 20-30 mill. kroner. Det vil i tillegg være behov for reinvestering i 2040 (om lag 30 mill. kroner), forutsatt at man vil fortsette å holde to transformatorer i drift.

En fordel med å ha to transformatorer i drift er at det til enhver tid vil være en momentan reserve dersom det skulle oppstå feil med den ene transformatoren. Det er imidlertid sjelden at det oppstår feil på transformator, og det vil uansett ikke innebære langvarig utkobling av forbruk. Underliggende nett er et overskuddsområde og har nok kapasitet til å forsyne forbruket ved avbrudd.

En mulighet er å ha dagens transformator stående som en kald reserve så lenge den er i teknisk stand til dette. Ved langvarig feil på ny transformator vil vi kunne benytte denne som reserve ut sin tekniske levetid. Uansett vil det maksimalt vare 4 uker før beredskapstrafo er på plass (jfr. Statnetts

driftspolicy). Kostnadene ved øydrift i 4 uker er ikke store nok til å forsvare tilleggskostnadene ved å ha momentan reserve.⁸

Vår vurdering er at det samlet sett vil være mindre kostbart å kun holde den nye transformatoren i drift, og gjenbruke eksisterende 300 og 132 kV felt. Dagens transformator bør imidlertid stå som kald reserve så lenge den er i teknisk god nok stand.

Transformator bør ha standard ytelse 300 MVA

For å gjøre plass til all potensiell ny vannkraft viser behovsanalysen at det er nødvendig å øke kapasiteten tilsvarende 70-100 MW. For at en ny transformator alene skal kunne tilfredstille det samlede behovet trenger vi en ytelse på minst 250 MVA.

Statnett benytter 300 MVA som standard ytelse på transformatorer. I dette tilfellet vil 300 MVA sannsynligvis være noe høyere ytelse enn nødvendig. Det er imidlertid små kostnadsforskjeller mellom f.eks. en 250 MVA transformator og 300 MVA transformator, da det hovedsakelig er kostnaden for selve transformatoren som er ulik.⁹ Det er heller ikke utenkelig at det i løpet av analyseperioden kan bli behov for 300 MVA kapasitet, særlig dersom Elkem Bjølvfossen legger ned driften.

På bakgrunn av dette anser vi det som mest nærliggende å velge en transformator med 300 MVA ytelse.

Transformator bør være omkoblbar mellom 300 og 420 kV

På lengre sikt vil 300 kV nettet tilkoblet Samnanger bli oppgradert til 420 kV driftsspenning. Det vil derfor være hensiktsmessig å investere i en transformator som er klargjort for spenningsoppgradering. Et alternativ til omkoblbar transformator er å etablere en 420/132 kV transformator. 420/132 kV transformator er noe rimeligere enn en omkoblbar transformator.

420 kV transformator vil imidlertid medføre at vi også må etablere nytt 420 kV felt. Tilleggskostnaden for dette vil være i størrelsesorden 15-20 millioner kroner. Flytmønsteret tilsier ikke at det er behov for å transformere kraftproduksjonen opp til 420 kV nettet. 300 kV er på riktig side av forbruket i perioder med underskudd og på riktig side av eksport sørover i perioder med overskudd. Det er derfor bedre å utsette denne tilleggsinvesteringen til hele stasjonen skal spenningsoppgraderes.

Ny 300 MVA 300(420)/132 kV transformator er beste alternative løsning

På bakgrunn av disse vurderingene er det mest optimalt å velge en løsning med ny 300 MVA 300(420)/132 kV transformator som gjenbraker eksisterende 300 og 132 kV felt. Dagens transformator blir stående som kald reserve så lenge den er i teknisk god nok stand til det.

⁸ Forventet KILE-kostnad og produksjonstap ved én måneds øydrift er beregnet til 15 mill. kroner.

⁹ Transportkostnader, samt bygg og grunnarbeid vil være av samme omfang. Kostnadsforskjellen vil være i størrelsesorden 2-3 millioner kroner lavere, noe som utgjør 3-5 pst. av total investering. På den annen side forenkles prosjektering og anskaffelsesprosess ved valg av standarder, og kostnadsforskjellen vil derfor i realiteten være noe lavere. Ved valg av standardløsning øker i tillegg tilgjengeligheten av reserver dersom uønskede hendelser i driften skulle oppstå.

6 Virkninger av alternativene

Formålet med dette kapittelet er å sammenligne utbyggingsalternativet opp mot nullalternativet, hvor vi nærmere analyserer virkningene som følger av alternativene. Herunder vil vi beskrive og vurdere investeringskostnader, reinvesteringskostnader, verdi av ny kraftproduksjon, forsyningssikkerhet og miljøkonsekvenser. Noen av virkningene verdsetter vi i kroner (prissatte virkninger), mens andre virkninger vurderer vi kvalitativt (ikke-prissatte virkninger). Vi vurderer de prissatte virkningene først.

Nullalternativet - ingen investeringer

Nullalternativet innebærer en videreføring av dagens situasjon. For dette alternativet vil det ikke gjøres noen investeringer nå, men det vil være behov for fornying av eksisterende transformator når den har oppnådd sin tekniske alder. Fra behovsanalysen har vi sett at det ikke er plass til mer produksjon under dagens transformator. Nullalternativet innebærer derfor at konsesjonsgitt vannkraft ikke kan realiseres og tilfører derfor ingen nye verdier.

Utbyggingsalternativet – ny 300(420)/132 kV transformator

Utbyggingsalternativet innebærer installasjon av ny transformator i ny transformatorsjakt innenfor dagens stasjonsområde. Løsningen gjenbraker dagens transformator sine 300 og 132 kV bryterfelt. Den vil bli stående som en frakoblet, kald reserve så lenge den er i teknisk god nok stand. Utbyggingsalternativet muliggjør realisering av all konsesjonsgitt vannkraft.

Utbyggingsalternativet er lønnsomt forutsatt realisering av vannkraft

Ved å vurdere virkningene av de to alternativene finner vi at utbyggingsalternativet er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Lønnsomheten forutsetter imidlertid at nye vannkraftprosjekter realiseres. Hovedanalysen tar utgangspunkt i at kraftverkene Tokagjelet, Øystese, Aldal, Jarlshaug og Skeie realiseres, da disse har antatt bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Dersom noen av disse prosjektene ikke blir realisert vil den samfunnsøkonomiske lønnsomheten reduseres.

Tabellen under viser prissatte og ikke-prissatte virkninger av nullalternativet og utbyggingsalternativet, samt de samfunnsøkonomiske virkningene av utbyggingsalternativet (differansen til nullalternativet). Videre i dette kapittelet vil vi nærmere dokumentere vurderingene bak virkningene og hvilke forutsetninger vi har lagt til grunn.

Tabell 5. Oppsummering av prissatte og ikke-prissatte virkninger.

Alternativanalyse Nåverdi [MNOK]	Nullalternativet	Utbyggingsalternativet	Samfunnsøkonomiske virkninger av tiltaket
I) Prissatte virkninger			
Investeringskostnader	0	-66	-66
Reinvesteringskostnad	-18	-4	14
Verdi av ny kraftproduksjon	0	76	76
Restverdi	0	26	26
Drift og vedlikehold, reserve	0	-4	-4
Sum prissatte virkninger	-18	29	46
II) Ikke-prissatte virkninger			
Forsyningssikkerhet	0	0	0
Miljø	0	-	-
Rangering	2	1	

6.1 Prissatte virkninger

Forutsetninger

De generelle forutsetningene for analysen er oppsummert i punktlisten under. Forutsetningene er nærmere begrunnet i teksten som følger under punktlisten. Forutsetningene er beheftet med usikkerhet, noe som vil bli nærmere omtalt og behandlet i kap. 7.

- Analyseperiode: 40 år
- Levetid:
 - 40 år for småkraft¹⁰
 - 60 år for storkraft
- Byggetid:
 - Småkraft: 1 år
 - Storkraft: 2 år
- Realiserte vannkraftprosjekt: Inkluderer vannkraftutbygginger som etter våre beregninger er lønnsomme
- Investeringskostnader vannkraft:
 - Benytter anslag fra aktørene og konsesjonssøknad der hvor det er tilgjengelig (justert til 2017-kroner med bruk av NVEs vannkraft-indeks).
 - Der hvor anslag ikke er tilgjengelig benytter vi utbyggingskostnad tilsvarende 4 kr/kWh
- Drift og vedlikeholdskostnader:
 - Småkraft: 0,045 kr/kWh per år
 - Storkraft: 0,03 kr/kWh per år
- Valutakurs: 8,5 kr/€ (lang sikt, historisk gjennomsnitt)
- Kraftpris: Benytter resultater fra Statnetts langsiktige markedsanalyse (Statnett 2016)
- Avkastningskrav: 6 pst.

Analyseperiode på 40 år er i tråd med NVEs retningslinjer for samfunnsøkonomiske analyser av nettinvesteringer.

Fysisk levetid for vannkraft setter vi normalt til 60 år (NVE 2003). For de minste kraftverkene er erfaringen at den økonomiske levetiden ikke er like lang. På bakgrunn av dette setter vi levetiden for småkraftverkene til 40 år. Dette skyldes hovedsakelig at andelen bygg og fjellarbeider med meget lang levetid normalt er vesentlig mindre for småkraftverk enn for store kraftverk.

NVE (2015) anslår at normal byggetid for vannkraftanlegg er 1-3 år. Vi legger til grunn 1 år for småkraft og 2 år for storkraft, med mindre annen informasjon er tilgjengelig.

NVE (2015) anslår drift- og vedlikeholdskostnader for småkraft til 3-6 øre/kWh. For småkraft legger vi til grunn middelverdien der hvor ikke annen informasjon er tilgjengelig. Storkraft har lavere drift- og vedlikeholdskostnader per kWh.

Investeringer i ny transformator (utbyggingsalternativet)

Det er kun i utbyggingsalternativet at vi påfører nye investeringskostnader. Forventet samlet kostnad knyttet til ny transformator er 72 mill. kroner. I tillegg til selve transformatoren inkluderer dette

¹⁰ Med småkraft menes kraftverk med mindre enn 10 MW installert effekt

beløpet alle byggherrekostnader ved tiltaket, samt arbeid og materiell knyttet til etablering av ny sjakt og nødvendige omlegginger av linjer og annet tilleggsarbeid.

Kostnadene er estimert basert på enhetspriser i dagens marked og erfaringstall fra tidligere gjennomførte prosjekter. Nødvendig fornying av anlegget er ikke inkludert i kostnadene, men slike tiltak vil vi antakelig gjøre samtidig dersom det viser seg hensiktsmessig.

Forventet byggetid er to år og forventet idriftsettelse er i 2020. På bakgrunn av dette får vi en nåverdi av investeringskostnaden på 66 mill. kroner.

Dagens transformator må fornyes i 2040 (nullalternativet)

Det vil være behov for flere reinvesteringer i løpet av analyseperioden. De fleste reinvesteringene vil gjelde uavhengig av hvilket alternativ vi går videre med. Den eneste forskjellen er at det i nullalternativet vil være behov for å fornye eksisterende transformator. BKK Nett forventer at dette vil skje i 2040.

Dagens transformatorsjakt møter ikke dagens krav. Når dagens transformator skal bli fornyet vil vi derfor også bygge ny sjakt. Kostnaden for reinvesteringen vil dermed bli i samme størrelsesorden som investeringskostnaden i utbyggingsalternativet. Ettersom transformatoren har lavere ytelse enn i utbyggingsalternativet (150 MVA vs. 300 MVA) anslås utbyggingskostnaden imidlertid å være 10 mill. kroner lavere. Det vil si en forventet reinvesteringskostnad på 62 mill. kroner.

Med forventet reinvestering i 2040 gir dette en nåverdi tilsvarende 18 mill. kroner.

Å beholde dagens transformator som reserve gir økte drift- og vedlikeholdskostnader

Vi forventer noe høyere drift- og vedlikeholdskostnader i utbyggingsalternativet. I utbyggingsalternativet vil dagens transformator stå som kald reserve noe som vil kreve noe vedlikehold. Årlig driftskostnad for en transformator ligger på rundt 300 000 kroner. Det kan være noen forskjeller i vedlikehold av en transformator i drift og en kald reserve. Totalt over perioden anslås imidlertid årlige kostnader i gjennomsnitt å være i samme størrelsesorden.

På bakgrunn av dette anslår vi at drift- og vedlikeholdskostnadene vil være 300 000 kroner høyere i utbyggingsalternativet sammenlignet med nullalternativet. Dette gir en total nåverdi tilsvarende 4 mill. kroner.

Det ligger betydelige verdier i tilknytning av ny vannkraftproduksjon

Det er stor usikkerhet knyttet til verdien av ny vannkraft. Den største usikkerheten er knyttet til hvilke prosjekter som realiseres. I tillegg er det usikkerhet knyttet til lønnsomheten i prosjektene, herunder fremtidig kraftpris, investeringskostnader, årsproduksjon og avkastningskravet til aktørene.

Analysen tar utgangspunkt i at prosjekter som vi vurderer å være lønnsomme blir realisert. Våre vurderinger er basert på våre antakelser om kraftpris og avkastningskrav, samt siste tilgjengelig informasjon om investeringskostnader og årsproduksjon. Aktørene kan sitte på annen informasjon som gjør at deres lønnsomhetsvurdering er annerledes enn vår.

Prosjektene som er lønnsomme med de forutsetningene vi legger til grunn er Tokagjelet, Øystese, Aldal, Jarlshaug og Skeie. I verddivurderingen av vannkraften forutsetter vi at det er disse prosjektene som blir realisert. I tillegg inkluderer vi verdien av økt produksjon i Kvittingen og Frøland, ettersom denne produksjonen ikke kan bli realisert i nullalternativet.

Investeringskostnader for ny vannkraft

Tabellen under viser estimerte kostnader for de planlagte vannkraftverkene i området. Utbyggingskostnaden i tabellen er hovedsakelig hentet fra konsesjonssøknadene og prisjustert til 2017-kroner med utgangspunkt i NVEs vannkraftindeks (NVE 2015). For Tokagjelet og Øystese er estimatene basert på oppdatert informasjon som aktørene ga BKK Nett i mars 2017. Kostnadene for Aldal, Sandelva, Sædalen og Jarlshaug er også blitt bekreftet av aktørene.

Tabell 6. Estimerte kostnader for planlagte nye vannkraftverk i området.

Prosjekt	Status	MW	GWh	Utbyggingskostnad (kroneverdi) (mill. kroner)	Utbyggingskostnad (2017-kr/kWh)
Tokagjelet	Konsesjon gitt	25,5	76,6	250	3,26
Øystese	Positivt innstilt	16,9*	44,7	156	3,50
Kvittingen	Installert	6	2	-	-
Aldal	Konsesjon gitt	5,5	18	54,8	3,04
Sædalen ¹¹	Konsesjon gitt	4,4	10,3	47,7	4,63
Sandelva	Konsesjon gitt	3,7	9,3	40,5	4,35
Smådalselva	Konsesjon gitt	2,5	7,5	30	4,00**
Frøland	Investeringsbesluttet	2	1,2	-	-
Jarlshaug	Konsesjon gitt	1	7,1	24,8	3,50
Skeie	Konsesjon gitt	0,4	1,44	4,9	3,39
Sætreelva	Vedtatt konsesjonsfritt	0,4	1,44	5,8	4,00**
Sum		68,3	179,6	614,5	3,42***

Kilder: NVE, vannkraftaktørene, BKK, konsesjonssøknader, NVEs vannkraftindeks. *Forutsatt at NVEs innstilling blir resultatet av OEDs behandling **Utbyggingskostnad er ikke opplyst, benytter 4 kr/kWh ***Vektet snitt basert på produksjon

Aldal er det rimeligste prosjektet, målt i kr/kWh, mens Sandelva er det dyreste. Blant de store kraftverkene er det Tokagjelet som har den laveste investeringskostnaden, men også Øystese har en antatt lav investeringskostnad.

Statnett har ikke gjort egne vurderinger av kostnadsanslagene, men vi observerer at kostnadene er på nivå med NVEs referansetall. Utbyggingskostnadene varierer mellom ulike kraftverkstyper og fra prosjekt til prosjekt, hvor naturgitte forhold har vesentlig betydning. NVE (2015) anslår generelt en utbyggingskostnad for vannkraft mellom 2-5 kr/kWh. Normalt er det en lavere utbyggingskostnad per

¹¹ Etter analysen var ferdigstilt er vi blitt informert om at utbyggingskostnadene til Sædalen er lavere enn det som ble oppgitt i konsesjonssøknaden. Med de oppdaterte kostnadene fremstår Sædalen som et mer lønnsomt prosjekt. Hovedkonklusjonen (kap. 9) endres imidlertid ikke av denne nye informasjonen.

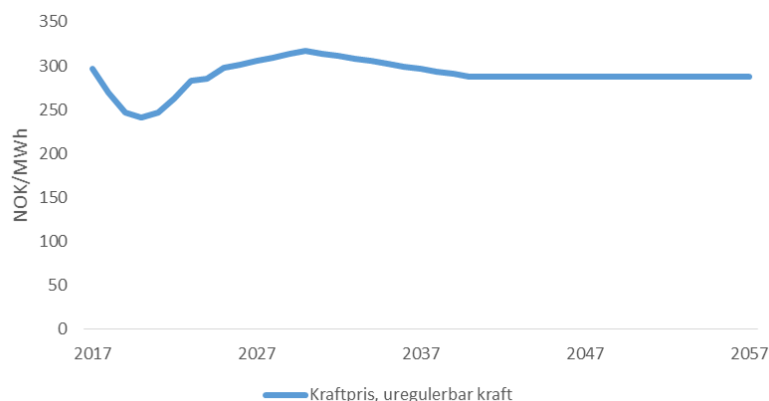
kWh for større kraftverk som Øystese og Tokagjelet. I sine innstillinger til OED har NVE vurdert kostnadene for Tokagjelet og Øystese som realistiske.

Vi vurderer kraftverkene Tokagjelet, Øystese, Aldal, Jarlshaug og Skeie å være lønnsomme prosjekter. Lønnsomheten henger sammen med at disse prosjektene har lav investeringskostnad, målt i kr/kWh.

Samlet investeringskostnad for vannkraftprosjektene som inngår i analysen utgjør 491 mill. kroner. Nåverdi av totale investeringskostnader for prosjektene er 448 mill. kroner, hvorav 372 mill. kroner er knyttet til utbyggingen av Tokagjelet og Øystese.

Inntekter fra ny vannkraft

Årlige inntekter baserer vi på midlere årsproduksjon (se Tabell 6 over) og gjennomsnittlig årlig kraftpris (se Figur 4 under). Prognoser for gjennomsnittlig årlig kraftpris er hentet fra Statnetts langsiktige markedsanalyse. Merk at vi legger til grunn kraftpris for uregulerbar kraft, da ingen av de planlagte kraftverkene har reguleringsmuligheter. Uregulerbar kraft har en lavere gjennomsnittspris enn regulerbar kraft, da regulerbar kraft har større fleksibilitet til å tilpasse produksjon til perioder med høyere kraftpriser. Forventet sertifikatpris er inkludert i prognosene, og utgjør om lag 15-20 prosent av antatt kraftpris.



Figur 4. Basis-scenario for utvikling i kraftpris tilknyttet uregulerbar kraft. (kilde: Statnett)

Vi venter at kraftprisene vil avta på kort sikt og deretter ha en stigende trend frem til 2030. Frem mot 2040 antas det en liten nedgang i prisene. For årene etter 2040 antar vi samme kraftpris.

Det er stor usikkerhet knyttet til prognosene for kraftprisen, og vi vil synliggjøre hvordan dette påvirker resultatene i kapitlet om usikkerhet. For mer informasjon om vurderinger og forutsetninger for kraftprisprognosene viser vi til Statnetts langsiktige markedsanalyse som er tilgjengelig på våre nettsider¹².

Våre forutsetninger for kraftpris og realisert produksjon gir en nåverdi for totale inntekter tilsvarende 578 mill. kroner. Av disse utgjør inntekter fra Tokagjelet og Øystese 475 mill. kroner.

Drift- og vedlikeholdskostnader for ny vannkraft

Drift- og vedlikeholdskostnader anslår vi til 3 øre/kWh for de to store kraftverkene Tokagjelet og Øystese, og 4,5 øre/kWh for de mindre kraftverkene Aldal, Jarlshaug og Skeie. Dette utgjør nær 4 mill. kroner til sammen i årlige drift- og vedlikeholdsutgifter (2017-kroner).

¹² [Statnett 2016. Langsiktig markedsanalyse.](#)

Nåverdi av totale drift- og vedlikeholdskostnader er 65 mill. kroner.

Netto nåverdi av ny vannkraftproduksjon

Tabellen under viser forventet nåverdi av inntekter, utbyggingskostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader fordelt på storkraftverkene og småkraftverkene. Vi har også inkludert verdiene av oppgraderingene i Frøland og Kvittingen som ikke vil bli realisert i nullalternativet.

Tabell 7. Nåverdi av inntekter og kostnader for vannkraftverk som inngår i analysen.

(verdier i mill. kroner)	Storkraftverk (Tokagjelet og Øystese)	Småkraftverk (Aldal, Jarlshaug og Skeie)	Oppgraderinger (Frøland og Kvittingen)	Totalt
Nåverdi inntekter	475	104	12	579
Nåverdi utbyggingskostnader	-372	-75	-	-448
Nåverdi drift- og vedlikeholdskostnader	-49	-16	-2	-65
Netto nåverdi	53	13	10	76

Totalt gir vannkraftprosjektene en forventet netto nåverdi på 76 mill. kroner over analyseperioden, hvorav Tokagjelet og Øystese står for 53 mill. kroner. Tokagjelet alene står for 40 mill. kroner av forventet verdiskaping. Tokagjelet har større netto nåverdi enn Øystese ettersom det har en høyere forventet årsproduksjon og en lavere forventet investeringskostnad, relativt til produksjonen.

I utbyggingsalternativet vil verdien av vannkraften bli realisert i sin helhet og tilfører derfor utbyggingsalternativet en positiv nåverdi tilsvarende 76 mill. kroner. I nullalternativet vil ikke noe av vannkraften bli realisert og verdien vil være null.

Restverdier for Tokagjelet og Øystese kraftverk

For både Øystese og Tokagjelet innebærer utbyggingen tilløpstunneler i fjell, hvor bygningsmessige arbeider og driftsvannveier utgjør om lag halvparten av investeringene. Dette antas å ha en langt lengre levetid enn 40 år (NVE 2003), og vi legger derfor til grunn en total levetid på 60 år for disse to vannkraftverkene.

Med en levetid lenger enn analyseperioden legger vi inn en restverdi for de resterende leveårene. Total netto nåverdi av vannkraftproduksjon fra 2058 til 2078 utgjør 26 mill. kroner.

Samlede prissatte virkninger

Tabellen under viser en sammenstilling av forventet nåverdi av prissatte virkninger for nullalternativet og utbyggingsalternativet, samt de samfunnsøkonomiske virkningene av utbyggingsalternativet (differansen til nullalternativet).

Alternativanalyse Nåverdi [MNOK]	Nullalternativet	Utbyggingsalternativet	Samfunnsøkonomiske virkninger av tiltaket
I) Prissatte virkninger			
Investeringskostnader	0	-66	-66
Reinvesteringskostnad	-18	-3	14
Verdi av ny kraftproduksjon	0	76	76
Restverdi	0	26	26
Drift og vedlikehold, kald reserve	0	-4	-4
Sum prissatte virkninger	-18	29	46

Nåverdien av investeringene og den nye kraftproduksjonen i utbyggingsalternativet utligner hverandre. Restverdien av Tokagjelet og Øystese gjør at utbyggingsalternativet får en positiv netto nåverdi. Sammenlignet med nullalternativet gir utbyggingsalternativet en forventet positiv verdi for samfunnet tilsvarende 46 mill. kroner.

6.2 Ikke-prissatte virkninger

De ikke-prissatte virkningene vi vurderer i denne analysen er forsyningssikkerhet og miljø.

Forsyningssikkerhet

I nullalternativet vil anlegget være som i dag og forsyningssikkerheten vil derfor være den samme. I utbyggingsalternativet vil dagens transformator bli stående som en reservetransformator dersom det oppstår feil på den nye transformatoren. På den annen side vil det i utbyggingsalternativet være behov for utkoblinger i anleggsperioden. Den økte forsyningssikkerheten i driftsperioden og den reduserte forsyningssikkerheten i anleggsperioden har begge lav verdi. Til sammen vurderer vi ny transformator til å ha en svært lav betydning for forsyningssikkerheten i området.

Den nye transformatorløsningen vil gi mer fleksibilitet i driften ved at vi får en transformator i reserve ved feil og vedlikehold i hovedtransformator. Ettersom eksisterende transformator står som kald reserve vil den ikke fungere som en umiddelbar reserve. Det er bare ved langvarige feil eller vedlikehold i hovedtransformator at dagens transformator vil være tilgjengelig som reserve. Dagens transformator vil stå som reserve frem til den når tekniske levetid, og vi vil ikke sette inn ny reserve når den har nådd sin tekniske levetid. Den kalde reserven vil derfor kun være tilgjengelig frem til 2040.

Ved en langvarig feil på hovedtransformator vil det ta opptil fire uker å få satt inn en reserve (når det ikke er reserve tilgjengelig på stasjonen). I Samnanger vil underliggende produksjon kunne forsyne underliggende forbruk i øydrift og det vil derfor ikke være langvarige utkobling av forbruk som følge av transformatorfeil. Området har imidlertid vist seg ustabil i øydrift. BKK Nett venter et utfall hver 14. dag og at forbruk er ute i 1 time hver gang. Dette gir samlet KILE-kostnad og produksjonstap i størrelsesorden 14 mill. kroner. Verdien av å ha en reserve stående er derfor til stede, men vi vurderer verdien som lav ettersom sannsynligheten for langvarige transformatorbrudd er svært lav.

I anleggsperioden vil det være behov for mindre utkoblinger i forbindelse med anleggsarbeid i eller nær strømførende anlegg. Dette bidrar til noe redusert forsyningssikkerhet i anleggsperioden. Ettersom dette kun gjelder korte utkoblinger anser vi også kostnaden for dette som svært lave.

Samlet vurderer vi at ny transformator vil ha en svært lav konsekvens (0) for forsyningssikkerheten.

Miljø

Netttiltakene i Samnanger bidrar til realisering av ny vannkraftproduksjon. Både netttiltak og vannkraft inngår i vurderingen av miljøkonsekvenser.

Netttiltakene har svært begrenset innvirkning på miljøet. Ny transformator vil bli etablert innenfor dagens stasjonsområde. Noe støy og anleggstrafikk må påberegnes i anleggsperioden, men det er ingen nær bebyggelse til stasjonstomten. Temperaturoppgradering av Samnanger – Norheimsund vil medføre anleggsarbeider i et større område, og vil dermed ha en større miljøkonsekvens i anleggsperioden. Tiltaket har imidlertid ingen varige miljøkonsekvenser.

I hovedanalysen antas det at fem av vannkraftverkene bygges ut. De to store kraftverkene er også kraftverkene som fører til de største inngrepene. Dette gjelder både anleggsvirksomhet under utbygging og påvirkning etter idriftsettelse. For Tokagjelet er konsekvensene størst for landskapet i byggeperioden. Konsekvensene for fisk og ferskvannsbiologi er vurdert å være små eller ubetydelige både i anleggs- og driftsfasen (ref. konsesjonsvedtak). For Øystese kan enkelte rødlistede mosearter forsvinne fra vassdraget, og redusert vannføring vil kunne gå utover rognplantingen og dermed reproduksjonen for laksebestanden. For øvrig vil Ørredalsfossen få sterkt redusert opplevelsesverdi. For nærmere detaljer og informasjon om miljøvirkninger av øvrige kraftverk viser vi til kraftverkernes konsesjonssøknader, konsekvensutredninger og konsesjonsvedtak.

Når vi ser netttiltak og vannkraft under ett, vurderer vi tiltakets miljøkonsekvens som liten negativ (-).

7 Usikkerhetsanalyse

Den største usikkerhetsdriveren er knyttet til hvilke vannkraftprosjekter som realiseres, og verdien av disse vannkraftprosjektene. Verdien bestemmes i hovedsak av kraftprisutviklingen og utbyggingskostnadene som vannkraftaktørene står overfor. I dette kapitlet analyserer vi disse usikkerhetsdriverne samt usikkerheten knyttet til andre usikkerhetsfaktorer, herunder kostnader for nettiltak og avkastningskravet til vannkraftaktørene.

7.1 Tiltakets lønnsomhet avhenger av at Tokagjelet kraftverk realiseres

Netto nåverdi av tiltaket varierer mye med hvor mye vannkraft som blir bygd ut i utbyggingsalternativet. I vårt basis-scenario legger vi til grunn at kraftverkene Tokagjelet, Øystese, Aldal, Jarlshaug og Skeie realiseres. Til sammen utgjør dette en installert effekt på 49 MW.

Vi ser at lønnsomheten er svært avhengig av hvor mye kraft blir utbygd. Særlig avhenger lønnsomheten av hvorvidt Tokagjelet kraftverk blir realisert eller ikke. Dette er det største kraftverket med høyest installert effekt og høyest forventet årsproduksjon. Kraftverket har også en lav forventet utbyggingskostnad. Dersom Tokagjelet kraftverk ikke blir realisert reduseres nåverdien med 56 mill. kroner.

Tabellen under illustrerer de prissatte virkningene for ulike scenarier av realisert vannkraft, samt nullalternativet.

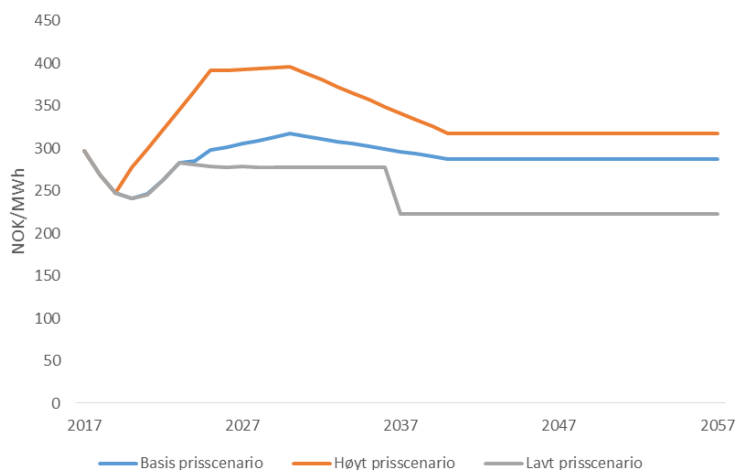
Tabell 8. Netto nåverdi gitt ulike scenarier av realisering av kraftverk. Nullalternativet er tatt med for sammenligning. Utbyggingskostnad, kraftpris, avkastningskrav og øvrige forutsetninger er de samme som i hovedanalysen.

Scenario	Prissatte virkninger (netto nåverdi, mill. kr.)
Nullalternativet	-18
Basis (Tokagjelet, Øystese, Aldal, Jarlshaug og Skeie realiseres)	29
Tokagjelet og Øystese realiseres	16
Kun Tokagjelet realiseres	-7
Kun Øystese realiseres	-40
Kun småkraft vest for Samnanger realiseres (Aldal, Jarlshaug og Skeie)	-51

Netto nåverdi faller under nullalternativet i begge scenariene hvor Tokagjelet kraftverk ikke bygges ut. Merk at resultatene er basert på våre forutsetninger for kraftprisutvikling, utbyggingskostnader og avkastningskrav. Under vil vi se nærmere på hvordan disse usikre forutsetningene vil påvirke resultatene.

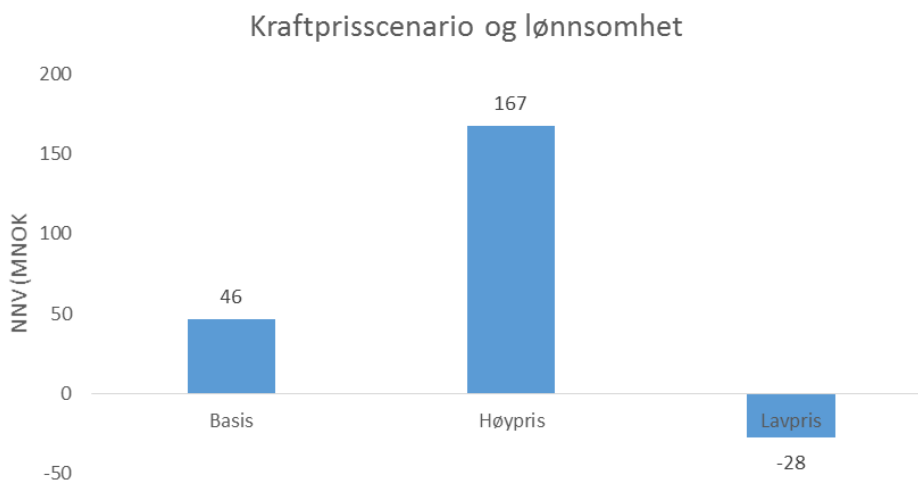
7.2 Kraftprisene påvirker verdien av kraftproduksjonen og utbyggingsvolumet

Fremtidig kraftprisutvikling er en sentral usikkerhetsdriver. Statnetts langsiktige markedsanalyse gir prisprognoser frem til 2040. Vi har tre prisscenarier, et lav-, basis- og høyprisscenario, som vist i figuren under. I tillegg skiller vi mellom prisene vi forventer at uregulerbare og regulerbare kraftverk oppnår. Figuren under viser prisprognosene for uregulerbar kraft, ettersom vannkraftverkene i denne analysen er uregulerbare. Prisene inkluderer også sertifikatpris.



Figur 5. Prisscenarier for uregulerbar kraft, inkludert sertifikatpris (langsiktig kurs 8,5 kr/€)

I høyprisscenariet er nær alle utbygginger lønnsomme. I dette scenariet anslår vi at alle lønnsomme utbygginger blir realisert og at 36 pst av planlagt og ikke omsøkt kraft realiseres. I lavprisscenariet er det kun Tokagjelet, Øystese, Aldal og Skeie som realiseres, i tillegg til Frøland og Kvittingen. Lønnsomheten under de ulike prisscenarioene skisserer vi figuren under.



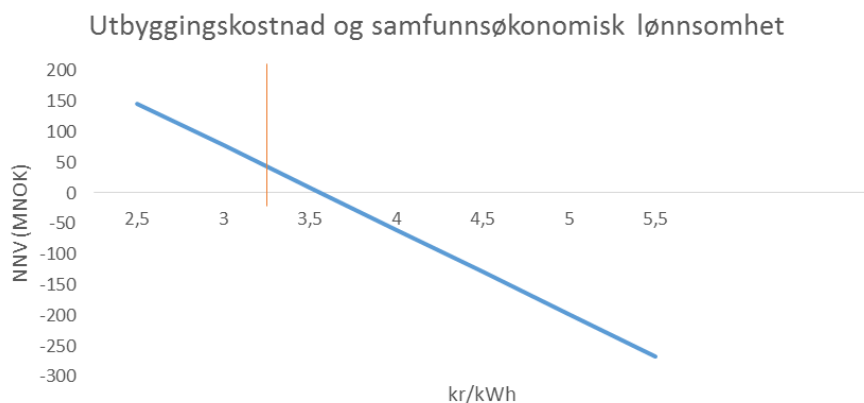
Figur 6. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for ulike prisscenarier.

Vi ser at prosjektlønnsomheten blir negativ i lavprisscenarioet, med en netto nåverdi på -28 millioner kroner. Under høyprisscenarioet ser vi en kraftig økning i prosjektlønnsomheten. Flere kraftverk antas utbygd og verdien av de enkelte vannkraftverkene øker i dette scenariet.

7.3 Tiltaket tåler en utbyggingskostnad på 3,6 kr/kWh

I basisscenariet har vi en gjennomsnittskostnad tilsvarende 3,26 kr/kWh¹³. Figuren under viser tiltakets samfunnsøkonomiske lønnsomhet for ulike verdier av gjennomsnittskostnad, målt i kr/kWh (investeringskostnad delt på ett år med produksjon). Den oransje streken markerer basisscenariet.

¹³ Vektet gjennomsnitt basert på årsproduksjon



Figur 7. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for ulike utbyggingskostnader. Basis-scenariet er illustrert med oransje strek (3,25 kr/kWh).

Utbyggingsalternativet er lønnsomt så lenge utbyggingskostnadene i gjennomsnitt er 3,6 kr/kWh eller lavere (alt annet holdt likt).

7.4 Investeringskostnader for nettanlegg påvirker lønnsomheten

Investeringskostnadene for nettiltakene i analysen er anslått til 72 mill. kroner. Dette er imidlertid et usikkert anslag. Usikkerhetsanalyse som er gjennomført estimerer at investeringskostnadene sannsynligvis vil være et sted mellom 65 og 90 mill. kroner. Figuren under viser resultater av samfunnsøkonomisk lønnsomhet for dette utfallsrommet.

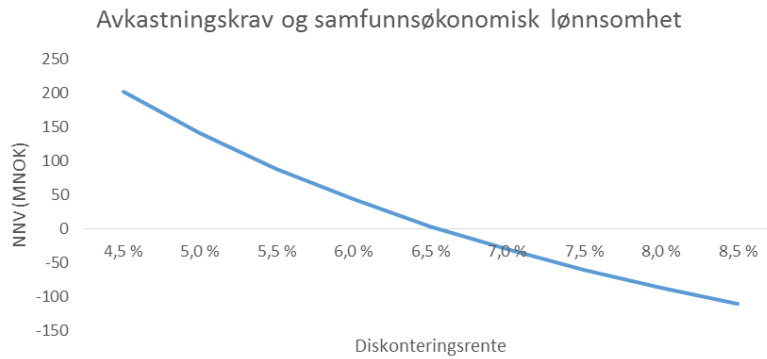


Figur 8. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for ulike nivå av investeringskostnader i nettet.

Vi ser at utbyggingsalternativet er lønnsomt også dersom investeringskostnadene er 90 mill. kroner.

7.5 Små reduksjoner i avkastningskravet gir store utslag på lønnsomheten

Avkastningskravet er satt til 6 pst. basert på vurderinger fra NVE. Med endringer i rentenivå og ulike vurderinger blant vannkraftaktørene er det imidlertid usikkert hva det faktiske avkastningskravet til aktørene er. Figuren under viser samfunnsøkonomisk lønnsomhet for ulike verdier avkastningskrav.



Utbyggingsalternativet er ikke lønnsomt dersom avkastningskravet overstiger 6,5 pst. Vi ser imidlertid også at selv små reduksjoner i avkastningskravet gir store utslag på lønnsomheten. Ved avkastningskrav på 5 pst er den samfunnsøkonomiske lønnsomheten så høy som 140 mill. kroner (alt annet holdt likt).

8 Realopsjoner og fordelingsvirkninger

8.1 Realopsjoner: Utbyggingsalternativet er mest fleksibelt

Ved beslutning under usikkerhet vil det være verdifullt med fleksibilitet. Som beskrevet over knytter det seg usikkerhet til løsningene, og særlig er det usikkerhet rundt kraftprisutviklingen, kostnader og avkastningskrav.

Denne usikkerheten vil reduseres med tiden, da det tilkommer ny informasjon og vannkraftaktørene innhenter priser fra leverandører og beslutter om de skal investere eller skrinlegge utbyggingsplanene. Dersom løsningen har fleksibilitet til å kunne tilpasses nye behov så vil det ha en positiv verdi. Samtidig er det et krav om at fornybar vannkraft må være tilkoblet nettet innen utløpet av 2021 for å kunne delta i sertifikatordningen.

Det er viktig å koordinere utbygging av nett og vannkraft. Dette gjør vi i tre trinn:

1. Avklare minstevolum
2. Søke konsesjon for å være i posisjon til å bygge ut
3. Skaffe tilstrekkelig trygghet for at minstevolum av kraft blir realisert – da beslutter vi å bygge

Det er derfor en fordel om alternativene har fleksibilitet til å avvende ny informasjon, uten at det går på bekostning av fristen for elsertifikat. Ved å velge nullalternativet og avvende utbygging til nok vannkraftprosjekter er bekreftet vil vi stå i fare for å ikke klare å nå fristen. Ved å velge utbyggingsalternativet har man mulighet til å søke konsesjon og videreutvikle løsningen slik at den kan stå ferdig innen fristen. Samtidig er det mulighet for å avvikle prosjektet innen investeringsbeslutning dersom ikke nok vannkraftprosjekter realiseres.

På bakgrunn av dette vurderer vi utbyggingsalternativet for å være det mest fleksible alternativet.

8.2 Fordelingsvirkninger: Kraftprodusentene tjener på tiltaket

Fordelingsvirkninger oppstår når ulike grupper i samfunnet berøres ulikt av et tiltak. En beskrivelse av slike virkninger skal inngå som tilleggsinformasjon i samfunnsøkonomiske analyser.

Tiltakene i nettet tilrettelegger for økt kraftproduksjon, noe som kommer kraftprodusentene til gode. For forbrukerne har tiltakene liten positiv effekt ettersom forsyningssikkerheten vurderes å forbli uendret. Kraftprodusentenes gevinst er lik overskuddet av kraftproduksjonen, noe hovedanalysen anslår til en nåverdi på rundt 100 mill. kroner, inkludert restverdi.

Etttersom dette er tiltak i transmisjonsnettet vil nettkostnadene dekkes over ordinær tariff etter dagens regelverk og praksis. Denne betales i all hovedsak av alminnelig forsyning. Produsentene vil betale normal innmatingstariff.

9 Samlet vurdering og anbefalt tiltak

Analysen viser at netto prissatte virkninger er positive dersom det knyttes nok vannkraft til det underliggende nettet. Dersom Tokagjelet kraftverk realiseres er utbygging lønnsomt med de forutsetningene vi benytter i hovedanalysen. Med forutsetningene fra hovedanalysen er ikke en realisering av Øystese kraftverk alene tilstrekkelig til at utbyggingsalternativet gir samfunnsøkonomisk lønnsomhet (ref. Tabell 8). Øystese har imidlertid høy årsproduksjon, og vi ser av usikkerhetsanalysen at vi ved mindre endringer i enhetskostnader, kraftpris og/eller avkastningskrav vil få andre resultater. Dersom Øystese kraftverk skulle realiseres legger vi til grunn at beslutningen er basert på annen informasjon enn den vi legger til grunn i hovedanalysen, og at eierne antar betydelig lønnsomhet. På bakgrunn av dette vurderer vi det også som tilstrekkelig dersom Øystese kraftverk fatter investeringsbeslutning. Småkraft vest for Samnanger er imidlertid ikke nok til å forsvare en investering i økt transformeringskapasitet.

De ikke-prissatte virkningene vurderer vi samlet sett til å være negative i utbyggingsalternativet. Forsyningssikkerheten vil ikke bli påvirket av tiltaket, men miljøet vil påvirkes negativt. Utbyggingene vil ha permanente negative konsekvenser for miljøet, men vi støtter oss til NVEs konsesjonsbehandlinger og vurderer fordelene av ny vannkraft til å overstige de negative miljøkonsekvensene. Miljøkonsekvensene av tiltakene i nettet vil være ubetydelige og kun vare i anleggsperioden.

Vår anbefaling er å gå videre med utbyggingsalternativet og søke konsesjon for en ny 300 MVA transformator i Samnanger stasjon. Det bør imidlertid inngås avtaler om utbygging av enten Tokagjelet eller Øystese kraftverk før Statnett fatter endelig investeringsbeslutning for ny transformator.

Denne analysen ble gjort før OED avslo konsesjonssøknaden til Øystese kraftverk, 28.08.2017. Avslaget påvirker ikke konklusjonen om at Statnett vil søke konsesjon for ny transformator i Samnanger.

10 Referanser

[BKK \(2016\)](#). Regional kraftsystemutredning for BKK-området og indre Hardanger.

[NVE \(2015\)](#). Rapport nr2/2015 del 1. Kostnader i energisektoren. Kraft, varme og effektivisering.

[NVE \(2014\)](#). Rapport nr5/2014. Kontrollstasjon under elsertifikatordningen.

[NVE \(2003\)](#). Samfunnsøkonomisk analyse av energiprojekter. Håndbok.

[Statnett \(2016\)](#). Langsiktig markedsanalyse. Norden og Europa 2016-2040.

11 Vedlegg

11.1 Vannkraftproduksjon i området

Tabell 9. Vannkraftverk tilknyttet Samnanger stasjon

Kraftverk	Type	Avgang Samnanger	Installert effekt (MW)	Midlere årsproduksjon (GWh)	Eier
Kvittingen	Regulert	Frøland	48	164	BKK
Grønsdal	Regulert	Frøland	35	141	BKK
Myra	Regulert	Frøland	3,7	13	BKK
Frøland	Regulert	Frøland	21	138	BKK
Bjølvo	Regulert	Norheimsund	98	391	Statkraft
Gryto	Uregulert	Norheimsund	3,9	16,5	Statkraft
Porkagjel	Uregulert	Norheimsund	0,7	2,2	Porkagjel kraft
Sekkelva	Uregulert	Norheimsund	0,7	2,2	
Kaldestad	Uregulert	Norheimsund	7	26,5	BKK
Oma	Uregulert	Norheimsund	1,4	5	Oma kraft
Skulafossen	Uregulert	Norheimsund	4,5	25	Kvam kraftverk
Skålheim	Uregulert	Norheimsund	1,4	5	Skålheim kraftverk
Hisdalen	Uregulert	Norheimsund	0,6	2	
Tyssefossen	Uregulert	Norheimsund	2,8	23	BKK
		Totalt	228,7	954,4	

Kilde: BKK, Statkraft, Wikipedia

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

Fax: 23 90 30 01

Statnett