

Underlagt taushetsplikt i henhold til beredskapsforskriften § 6-2  
og unntatt offentlighet i henhold til offentleglova § 13 første ledd

# Statnett

## **Virkninger uten kabler mellom Sogn og Ulven**

Tillegg til konsesjonssøknaden



# Analyserapport

**Sak:** Virkninger uten forbindelsene i transmisjonsnettets mellom Sogn og Ulven

**Dokumentet sendes til:**

NVE

**Til orientering:**

**Saksbehandler/Adm. enhet:**

Anders Grønstedt / UPØ

Ingunn Gotland Øvergaard / UPØ

Sign: .....

**Ansvarlig/Adm. enhet:**

Carl-Petter Haugland / UPØ

Magnus Gustafsson / UPN

Sign: .....

Dokument ID: 2848139 - 1 - 1

Dato: 5. september 2018

---

## Forord

Denne analysen er utført etter spørsmål fra NVE i forbindelse med konsesjonsbehandlingen av nye kabler mellom Sogn og Ulven. NVE har bedt Statnett levere følgende:

*En oppdatert samfunnsøkonomisk analyse for tiltaket hvor alle positive nyttevirksomheter er inkludert. Nyttene skal prissettes så langt det lar seg gjøre. I utregning av avbruddskostnader for de ulike alternativene skal det tas hensyn til sannsynligheten for at avbruddene vil inntreffe. Analysen skal også omfatte en alternativ situasjon uten kabler mellom Sogn og Ulven.*

Innholdet i denne rapporten er et supplement til analysen som lå til grunn for konsesjonssøknaden, og er laget for å bli vurdert sammen med analysen til konsesjonssøknaden. Arbeidet har vært tidsstyrt og innebærer at vi kun vurderer hvilke konsekvenser som oppstår for en situasjon uten kabler i transmisjonsnettene mellom Sogn og Ulven. Hovedvekten av analysen er rettet mot kostnadene ved avbrudd i strømforsyningen.

Analysen som lå til grunn for konsesjonssøknaden baserte seg på at vi skal bygge oss mot nettløsningen slik den fremgår av konseptvalget for Stor-Oslo. Det innebar at det skal være to kabler i transmisjonsnettene mellom Sogn og Ulven.

Denne analysen besvarer hvilke ulemper som oppstår dersom kablene mellom Sogn og Ulven ikke er tilgjengelige. Analysen er basert på det nettet som eksisterer i dag, og de nettinvesteringer som vil komme på plass i løpet av de nærmeste årene. Vi har ikke gjort noen nærmere betraktninger av hvilke **andre tiltak som det ville vært naturlig å måle investeringen mellom Sogn og Ulven opp mot** for å løse opp i problemene vi har identifisert.

## Sammendrag: Vi forventer høye kostnader for samfunnet uten Sogn-Ulven

Stor-Oslo har et stort kraftunderskudd som må dekkes av import over transmisjonsnett. Strømforbruket varierer med temperaturen og er høyest om vinteren når det er kaldt. Transmisjonsnett inn til og inne i området er sterkt masket, dvs. at det består av mange ledninger som er knyttet sammen. Dette bidrar til sikker strømforsyning, både i høylastperiodene i vinterhalvåret og i sommerhalvåret når vi driver vedlikehold på nettanleggene. Sogn-Ulven er en viktig brikke i dette maskede nettet og har historisk bidratt til at det i Stor-Oslo har vært god leveringspålitelighet. Kablene er gamle, og har de siste årene hatt mange feil. Vi må derfor ta høyde for at de innen 5-10 år ikke lenger kan holdes i drift.

Dersom vi ikke har noe forbindelse mellom Sogn og Ulven, vil det svekke leveringspåliteligheten betraktelig. Dette gjelder for et stort antall forbrukere, fra Bærum i vest til Romerike og Follo i øst. Uten kablene vil forbrukere oppleve avbrudd i strømforsyning etter første feil i nettet, både i periodene med høyest forbruk og når vi har vedlikehold i nettet. Forventede årlige avbruddskostnader er estimert til om lag 30 MNOK fra tidspunktet kablene ikke lenger er i drift. Avbruddskostnadene antas å øke i takt med forbruksøkningen. Om vi ser bort fra tilpasningsmuligheter, og summerer forventede avbruddskostnadene over en hel analyseperiode på 40 år, blir nåverdien rundt 650 MNOK.

Størrelsen på avbruddskostnadene er beheftet med usikkerhet. Det er mange faktorer som er av betydning når vi skal estimere disse kostnadene. Blant annet kan vi ha feilvurdert sannsynlighet, varighet og omfanget av avbrudd samt hvem som mister strømmen (forbrukssammensetning). I et optimistisk scenario er årlige forventede avbruddskostnader nede i 10 MNOK, men et mer pessimistisk scenario gir 150 MNOK per år. Konsekvensen av feil som varer i 100 timer en kald vinter kan gi engangskostnader i størrelsesorden 1 til 2 milliarder NOK. Det er med andre ord enkelthendelser som kan gi kostnader i samme størrelsesorden eller større enn investeringskostnaden for nye kabler rundt 1 milliard.

Flere av gevinstene fra konseptvalget for Stor-Oslo kan ikke nås uten forbindelse mellom Sogn og Ulven. Det vil for eksempel ikke være mulig å kun ha én ledning gjennom Nordmarka eller sanere Røykås-Ulven, og samtidig oppnå det deterministiske målet om N-1-1/2. I tillegg forutsetter flere av de andre fornyelsesprosjektene i Nettplass Stor-Oslo at Sogn-Ulven er på drift, og en endring av dette kan påvirke gjennomføringskostnadene.

I konsesjonssøknaden for Sogn-Ulven ble kapasitetsbegrensninger i handelen mot Sverige sett på som neglisjerbare. Det er imidlertid mulig at en permanent fjerning av kablene mellom Sogn og Ulven vil øke denne begrensningen. I tillegg kan nødvendige omlegginger i driften, ved uforutsett eller planlagt utkobling, begrense kapasiteten i handelen mellom Øst- (NO1) og Midt-Norge (NO3).

Kablene mellom Sogn og Ulven er viktig for å opprettholde sikker forsyning av Oslo, Bærum, Romerike og Follo. Om vi fjerner disse kan det gi betydelige avbruddskostnader og påføre samfunnet store økonomiske tap.

# Innhold

	Forord	iii
	Sammendrag: Vi forventer høye kostnader for samfunnet uten Sogn-Ulven	iv
	Innhold	v
1	Transmisjonsnettet sørger for sikker strømforsyning til Stor-Oslo	1
2	Uten Sogn-Ulven reduseres forsyningsikkerheten	4
3	Flere av virkningene fra konseptvalget kan ikke oppnås uten Sogn-Ulven	13
4	Handelskapasiteten kan bli redusert	14
5	Vedlegg	15

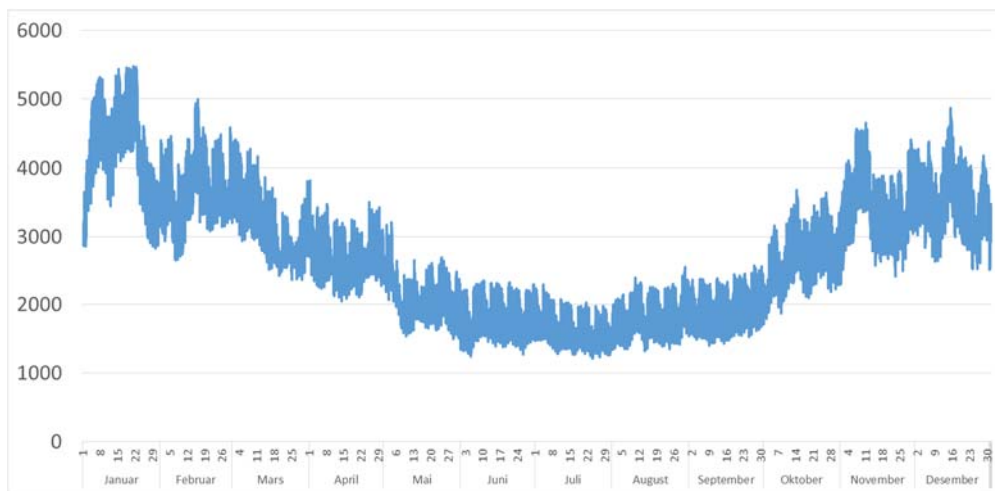


# 1 Transmisjonsnettet sørger for sikker strømforsyning til Stor-Oslo

## 1.1 Forbruket i dag er i hovedsak styrt av utetemperaturen

En stor del av strømforbruket i Stor-Oslo er knyttet til oppvarming av bygninger. Etterspørselen etter strøm er derfor svært følsom for endringer i temperaturen. Det gjør at etterspørselen etter strøm varierer betydelig over sesongene.

Etterspørselen etter strøm er klart størst i vintermånedene når det er kaldt og behovet for oppvarming og belysning er størst. Figuren under illustrer dette og viser hvordan etterspørselen varierte over året 2016. Etterspørselsmønsteret vil selvsagt variere fra år til år, men historien har vist at det har vært forholdsvis likt fra år til år med betydelig høyere etterspørsel om vinteren enn om sommeren. Har vi enkelte kuldeperioder i løpet av en vinter er etterspørselen ekstra høy.

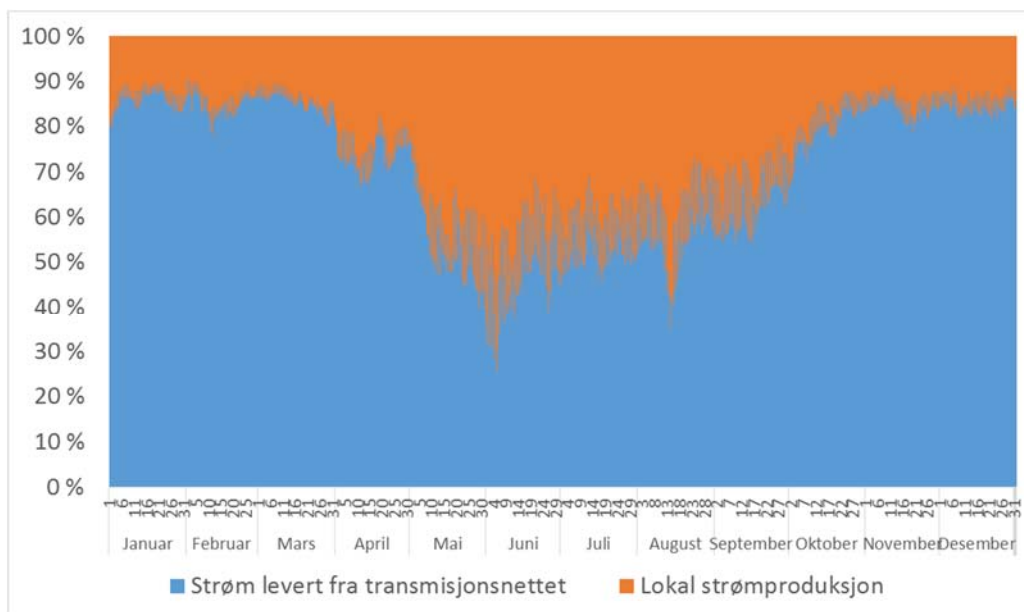


Figur 1: Eksempel på variasjon i etterspørselen etter strøm i Oslo, Akershus og Østfold over året. Året er 2016 og etterspørselen er målt i MWh/h.

Våre prognoser<sup>1</sup> viser at dersom en svært kald vinter skulle inntreffe, vil vi i løpet av de neste årene kunne forvente en *maksimal etterspørsel* etter strøm fra Oslo, Akershus og Østfold på rundt 6 000 MW. Prognosene i vårt *hovedscenario* for vekst i etterspørselen viser at den underliggende etterspørselen etter strøm i makslast øker med om lag 0,5 til 1 prosent per år. De årlige variasjonene er imidlertid mye større og påvirkes av hvor kaldt det er fra ett år til et annet.

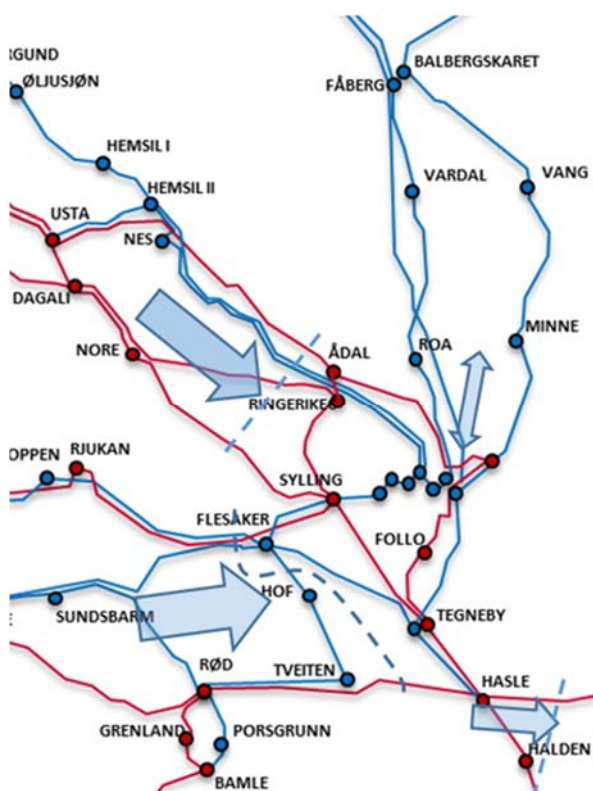
Figur 2 under viser hvordan strømforbruket i Oslo, Akershus og Østfold blir dekket opp. Det aller meste av forbruket dekkes av strøm som overføres i transmisjonsnettet inn til regionen. Når vannføringen i Glomma er betydelig, er kraftverkene langs elva også med på å forsyne noe av det lokale forbruket. Men selv på sommeren forventer vi at det vil være etterspørsel etter overføring i transmisjonsnettet for å dekke området.

<sup>1</sup> Vår forbruksprognose for området er tilgjengelig på våre nettsider. Denne beskriver forholdene rundt etterspørsel nærmere.



Figur 2: Fordeling av hvor strømmen som brukes i Oslo, Akershus og Østfold kommer fra

## 1.2 Kablene mellom Sogn og Ulven er en viktig del av dagens nett



Figur 3: De fire transmisjonsnettkorridorene som er viktig for strømforsyningen til Oslo, Akershus og Østfold, samt hvilken retning vi forventer at strømflyten går i makslastperiodene

Strøm levert fra transmisjonsnett til Oslo, Akershus og Østfold produseres i hovedsak andre steder – i Norge eller utlandet - og fraktes så via ledninger i transmisjonsnett frem til transformatorstasjonene. I stasjonene blir strømmen nedtransformert og fordelt videre i regional- og distribusjonsnett før det ender opp hos strømkundene.

Transmisjonsnett som forsyner Oslo, Akershus og Østfold med strøm består av flere ledninger inn til området. Dette nett kan deles inn i fire korridorer, ofte omtalt som snitt. Dette er Flesakersnittet i vest, Hallingdalsnittet i nordvest, Haslesnittet i sørøst og korridoren mot Hedmark og Oppland mot nord. Inne i området er det mange ledninger som er knyttet sammen i et masket nett.

Rundt Oslo går det en 420 kV ring som sammen med en 300 kV forbindelse gjennom Oslo, er viktig for å fordele strømmen internt i Oslo og Akershus. 420 kV ringen går fra Sylling i vest, via Ringerike og Ådal, til Frogner nord for Oslo. Fra Frogner går ringen til Follo i Akershus og videre til Tegneby. Ringen knyttes sammen av Tegneby – Sylling som krysser Oslofjorden. Fra Sylling går



det en 300 kV forbindelse gjennom Oslo og videre til Frogner. Nærmere bestemt Sylling – Hamang – Bærum – Smestad – **Sogn – Ulven** – Furuset – Frogner.

**Sogn-Ulven** er som beskrevet en del av det maskede nettet som forsyner området. Sogn-Ulven ligger nær hovedtyngdepunktet for forbruket. Det innebærer at det normalt er lav kraftflyt på mellom Sogn og Ulven. Typisk vil det flyte 3-400 MW i høylastperioder og rundt 100 MW i lavlastperioder. Kapasiteten på dagens kabler er om lag 300 MW på den ene og 500 MW på den andre. Uten kablene vil vi miste muligheten til å frakte kraft gjennom byen, og 420 kV ringen rundt byen må overføre det som Sogn-Ulven ellers ville overført.

Selv om kraftflyten på kablene normalt ikke er spesielt stor, bidrar den til at vi kan opprettholde sikker strømforsyning både i høylast- og lavlastperioder. I begge perioder bidrar kablene til at vi kan drifte nettet som et masket nett. Uten Sogn – Ulven vil vi både i høylastperioder og ved revisjoner i sommersesongen måtte dele opp det gjenværende nettet for å overholde driftsgrensene og holde kontroll på driften av kraftnettet. Vi går nærmere gjennom detaljene rundt dette og konsekvenser i kapittel 2.

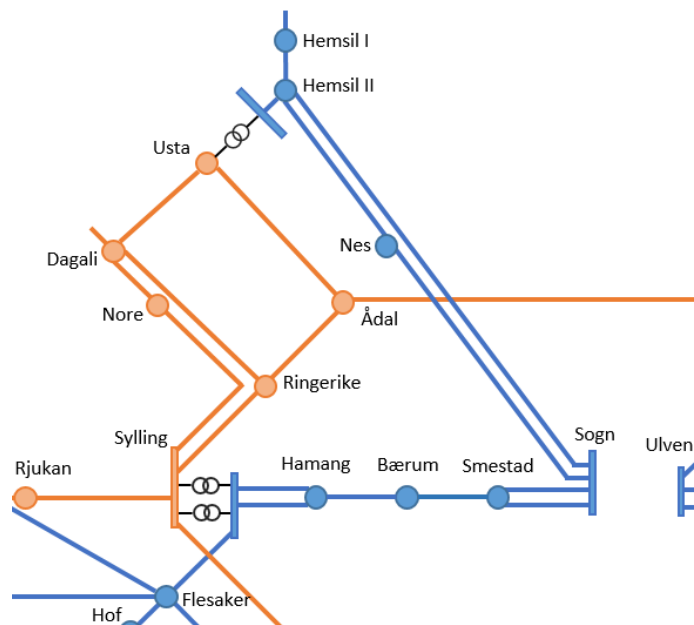
## 2 Uten Sogn-Ulven reduseres forsyningssikkerheten

Som vi viste i kapittel 1 gir kablene mellom Sogn og Ulven en sammenhengende forbindelse fra vest til øst gjennom Oslo. Kablene er viktig for å kunne avlaste ved feil eller revisjoner på en av de andre ledningene som forsyner området. Som vi diskuterte i underlaget for konsesjonssøknaden er det nå relativt ofte feil på kablene, og vi legger til grunn videre at de i løpet av noen år ikke lengre kan holdes i drift. Vi har basert den videre analysen på at begge kablene er utilgjengelige fra år 2025. **Uten Sogn-Ulven kan vi da ikke forsyne alt forbruk ved en feil i høylastperioder, eller ved feil i forbindelse med revisjon i sommerhalvåret. Avbrudd i strømforsyningen vil påføre sluttbrukere store kostnader.**

Avbruddskostnader som følge av feil i nettet er en funksjon av hvor ofte feil inntreffer, mengden forbruk som kobles ut, varighet på utfall og verdien av forbruket som mister strømforsyningen. Uten forbindelse mellom Sogn og Ulven i 2025 er årlige forventede avbruddskostnader 30 MNOK. Dette gir en nåverdi på 650 MNOK. Utfallsrommet er imidlertid stort og med optimistiske og pessimistiske justeringer i forutsetningene er laveste forventede årlige avbruddskostnader på 10 MNOK, mens de høyeste er på 150 MNOK.

### 2.1 Uten Sogn-Ulven forventer vi betydelig avbruddskostnader i Oslo vest og Bærum

Som nevnt innledningsvis varierer forbruket i Stor-Oslo i stor grad med temperaturen. I høylastperiodene vil det ikke være mulig å opprettholde all forsyning i Oslo vest og Bærum ved feil enten på Hamang-Bærum, Bærum-Smestad, Sogn-Nes, Sogn-Hemsil2 eller Nes-Hemsil2. Det henger sammen med at **kraftflyten som må til for å dekke opp forbruket, vil overskride de driftsgrensene Statnett som systemansvarlig må forholde seg til.** Vi har lagt til grunn at utfall av Hemsil2-Usta og autotransformatoren i Usta også vil gi avbrudd, men dette er ikke studert i detalj. I vår vurdering av fremtidig drift uten Sogn-Ulven, legger vi til grunn at vi i periodene flyten vil overstige driftsgrensene vil dele nettet i radialdrifter eller bruke gaffelkobling<sup>2</sup> på forbruk. Dette vil minimere ulempene ved feil og holde kontroll på systemdriften.

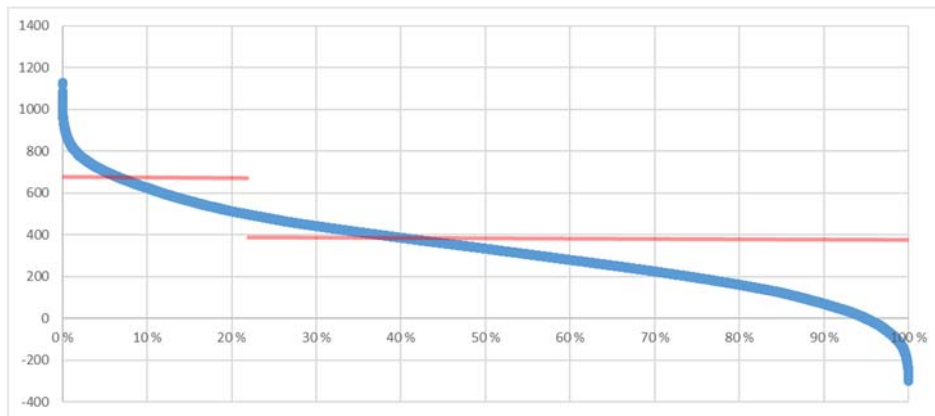


Figur 4: Transmisjonsnettet i Oslo vest og Bærum i en situasjon uten Sogn-Ulven

Forbruket som er eksponert for avbrudd i slike situasjoner er knyttet til stasjonene Bærum, Smestad og Sogn. Deler av forbruket kan trolig gjenopprettes etter et par timer ved hjelp av omkoblinger i underliggende nett. Dette er det ikke sett nærmere på i analysen.

<sup>2</sup> Med gaffelkobling mener vi en driftskobling som gjør at hele eller deler av forbruket under en stasjon mister strømmen ved feil på en av ledningene inn til stasjonen.

Figuren under viser kraftflyten på snittet av Hamang-Bærum på Usta-Hemsil2. Uten Sogn-Ulven vil dette snittet bli overbelastet i minst 10 prosent av tiden. Når vi forsøker å vurdere hva varighetskurven viser er vår forståelse av snittet ville blitt overbelastet stort sett hver dag det er kaldt i vinterhalvåret, og muligens i noen perioder av sommerhalvåret. Vi vurderer at en slik situasjon i fremtiden ville gitt om lag 15 prosent av året med radialdrift. Ved radialdrift vil feil på en av ledningene som er driftet radielt medføre strømavbrudd. Kapasiteten er angitt med de røde linjene som viser typisk vinter- og sommer-kapasitet. Forbruket som ligger bak varighetskurven representerer dagens forbruksnivå, problemet vil med andre ord øke om forbruket stiger slik vi forventer i fremtiden.



Figur 5: Varighetskurve for kraftflyt i MW på det mest belastede snittet inn mot Oslo vest og Bærum uten Sogn-Ulven.

For å ta vare på våre anlegg, og sørge for at de ivaretar sin funksjon best mulig, må vi gjøre jevnlig vedlikehold. Vedlikehold medfører ofte at vi må koble ut anlegg. Dette arbeidet gjøres normalt i sommerhalvåret. Vi har basert de videre vurderingene på at hvert nettanlegg er koblet ut for vedlikehold én uke hvert år. For de syv nettanleggene vi har vurdert som kritiske gir det i sum total vedlikeholdsperiode på 15 prosent av året. Isolert for ledning er dette trolig litt høyt. Men når vi tar høyde for at det skal gjøres jobber i stasjonene, at mange av nettanleggene på sikt skal bygges om og at det i perioder vil bli snittoverlast også på sommeren, mener vi dette er et rimelig anslag. Selv om forbruket normalt er lavt i sommerhalvåret, vil kapasiteten i nettet bli redusert av de planlagte utkoblingene samt av høyere lufttemperatur. Vi legger til grunn at det også ved utkoblinger (ved vedlikehold), må legges opp til radialdrifter for å bevare kontrollen på nettdriften og minimere ulempene ved feil. Ulempen er at enhver feil på de samme anleggene som vist over vil medføre at noen mister strømmen.

I den videre analysen legger vi derfor til grunn at det vil bli strømbrudd (N-0 forsyning) ved feil i om lag 30 prosent av året uten forbindelse mellom Sogn og Ulven. Som vist ovenfor har vi antatt at dette fordeles likt mellom vinter og sommer.

Basert på feilstatistikk har vi lagt til grunn at vi ved 90 prosent av utfallene kan gjenopprette forbruket etter 1 time, mens det i 10 prosent av tilfellene tar 10 timer å rette feilen. I beregningen av avbruddet på 10 timer har vi lagt til grunn rullerende utkobling mellom ulike områder slik at det i realiteten blir 5 avbrudd på 2 timer. Med forbruksmiksen som er antatt for Stor-Oslo (se vedlegg 5.1) vil en times avbrudd på 500 MW i 2025 kunne gi avbruddskostnader på ca. 30 MNOK. Ikke-planlagt utkobling i 10 timer har en estimert avbruddskostnad på ca. 215 MNOK.

For å kunne beregne forventet avbruddskostnad må vi også justere for sannsynligheten for at en slik avbruddskostnad (konsekvens) skal inntreffe. Vi har estimert feilraten som fører til utkobling av en av ledningene som er kritiske for forsyningen i området til 1,4/år. I snitt har vi altså utfall av en av disse oftere enn hver 8. måned. I tillegg vekter vi avbruddskostnadene med andel av året som en eksponert for feil, samt andelen kortvarige og langvarige feil. **Forventede årlige avbruddskostnader ender da på 20 MNOK.** Med en analyseperiode på 40 år fra 2025 gir dette en nåverdi på 395 MNOK hvis vi forutsetter dagens forbruk. Våre forbruksprognoser viser imidlertid en vekst i etterspørsel etter strøm i makslast med 0,5-1 prosent per år. Øker vi antall MW som vil falle ut ved feil med et konservativt anslag på 0,5 prosent per år vil forventede avbruddskostnader øke tilsvarende hvert år i analyseperioden. Dette gir en nåverdi på 430 MNOK.

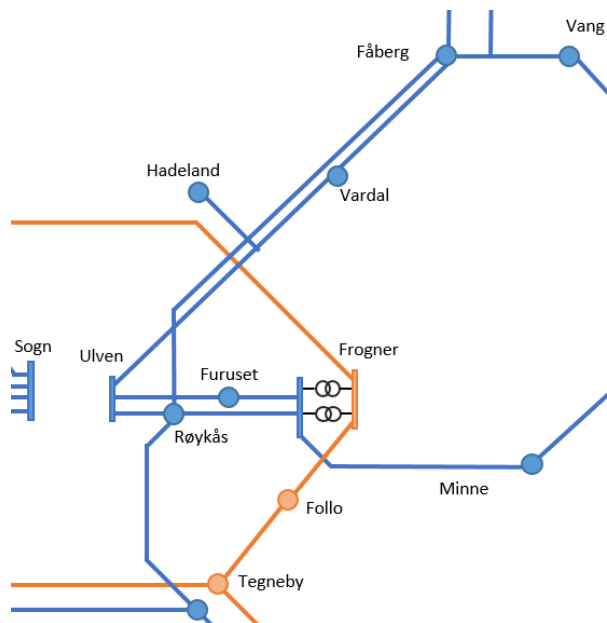
Tabell 1: Avbruddskostnader for Oslo vest og Bærum ved fravær av Sogn-Ulven

Forutsetning	Oslo vest og Bærum
MW utfall på referansetidspunkt	500 MW
Feilrate per år	1,4
Eksponeringstid (andel av året)	30%
Avbruddskostnad kortvarige feil	30 MNOK
Avbruddskostnad langvarige feil	215 MNOK
<b>Forventede årlige avbruddskostnader (reelle 2025-kroner)</b>	<b>20 MNOK</b>
<b>Nåverdi avbruddskostnader</b>	<b>430 MNOK</b>

## 2.2 Uten Sogn-Ulven forventer vi betydelige avbruddskostnader i Oslo øst, Romerike og Follo

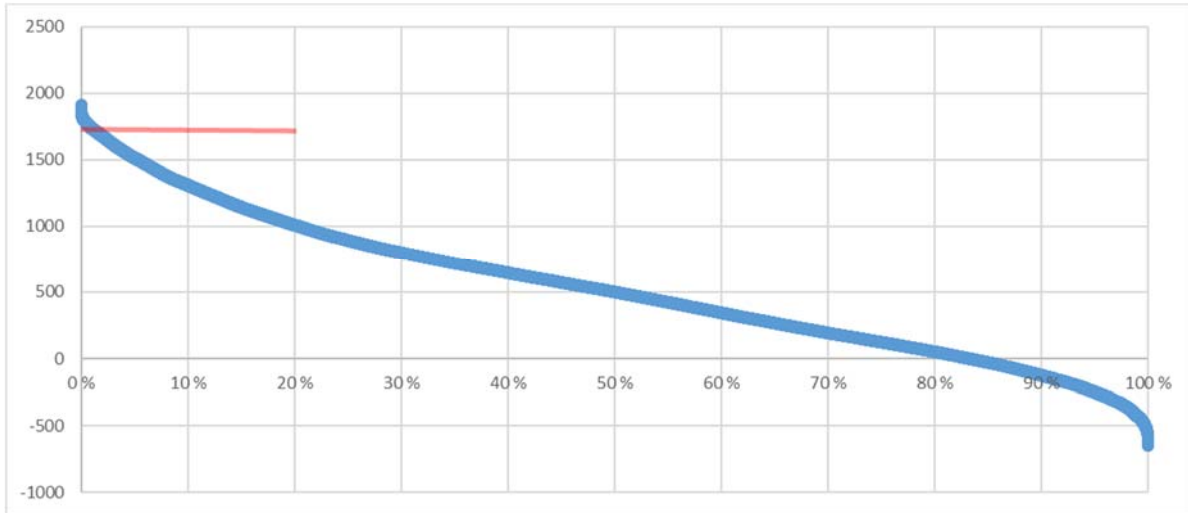
Kapasitetsbegrensninger i nettet gjør at det i periodene med maksimallast ikke vil være mulig å opprettholde all forsyning i Oslo øst og Romerike og Follo ved noen kritiske feil i området. Feil på ledningene Sylling-Tegneby, Tegneby-Follo eller Frogner-Furuset kan gi overlast på andre ledninger ved normaldrift i makslastperioder. Vi forutsetter videre at koblingsbildet i nettet kan baseres på gaffelkoblinger eller tilsvarende slik at vi beholder kontrollen på driften av nettet ved feil. Det er mulig at underliggende nett kan dekke opp for hele eller deler av forbruket som mister forsyning ved feil, men dette har vi ikke sett nærmere på.

Et av de mest belastede snittene for forsyning til Oslo øst, Follo og Frogner er snittet av Sylling-Tegneby på Ådal-Frogner. Vår simulering indikerer at snittet vil gå overbelastet noen få prosent av tiden. Det er mulig vår markedsmodell undervurderer omfanget av dette. Vi vurderer varighetskurven gitt fra vår markedsmodell slik at snittet vil gå med overlast på de kaldeste dagene i vinterhalvåret. Vi legger til grunn at det i fremtiden vil være større overføring enn snittgrensen i 5 prosent av tiden. I analysen innebærer dette at vi legger til grunn



Figur 6: Transmisjonsnettet i Oslo øst, Romerike og Bærum i en situasjon uten Sogn-Ulven

bruk av gaffelkobling i 5 prosent av tiden. Kapasiteten er angitt med den røde linjen som viser typisk vinterkapasitet i figuren under. Forbruket som ligger bak varighetskurven representerer dagens forbruksnivå, problemet vil med andre ord øke om forbruket stiger slik vi forventer i fremtiden.



Figur 7: Varighetskurve for kraftflyt i MW på et av de mest belastede snittene inn mot Oslo øst, Romerike og Follo uten Sogn-Ulven, Sylling-Tegneby på Ådal-Frogner

Vi beholder de samme forutsetningene som Oslo vest om andel langvarige og korte feil, rullerende utkoblinger samt forbrukssammensetning. Utfall av 200 MW<sup>3</sup> forbruk i 2025 på en og 10 timer gir avbruddskostnader på henholdsvis 15 og 95 MNOK.

Feilraten på de relevante linjene i Oslo øst er 0,7 per år. Det vil si at vi i snitt har utfall på en av disse hver 18. måned. Vi er kun eksponert for konsekvens ved en slik type feil i en veldig liten del av året. Sammen med høy andel kortvarige avbrudd gjør dette at vi får forventede årlige avbruddskostnader på 1 MNOK. Med en analyseperiode på 40 år gir dette en nåverdi på 15 MNOK hvis vi forutsetter dagens forbruk. En økning i antall MW som vil falle ut ved feil med 0,5 prosent per år gir en nåverdi på 15 MNOK<sup>4</sup>.

I Oslo øst er det også flere anlegg som skal fornyes og oppgraderes de neste 15 årene. Sammen med jevnlig revisjoner av eksisterende anlegg vil dette kreve utkoblinger. Ved planlagte utkoblinger vurderer vi at det vil bli N-0 drift ved vedlikehold på hver enkelt av ledningene Tegneby-Follo, Follo-Frogner, Ådal-Frogner, Frogner- Furuset samt autotransformatorene i Frogner. Vi gjør de samme forutsetningene som for nettet som forsyner Oslo vest og Bærum og dette gir revisjonsperiode på om lag 15 prosent av året i dette området også. Vi vurderer at feil på en av de kritiske ledningene i denne perioden vil gi utfall av om lag 150 MW forbruk i Oslo øst, Romerike eller Follo. 150 MW er typisk forbruk i stasjonene i sommerperioden.

Denne vurderingen bygger på at vi normalt driver vedlikehold i sommerhalvåret. I disse periodene kan det bli varmt på Østlandet og flere av ledningene får da en mye lavere overføringskapasitet enn når det er kaldt. For eksempel er Tegneby - Røykås dimensjonert for 40 graders linetemperatur. Det innebærer at ledningen ved 30 grader kun kan overføre om lag 200 MW. Er temperaturen -10 grader

<sup>3</sup> 200 MW er benyttet ettersom det er typisk belastning på en transformator som kan være koblet med såkalt gaffelkobling.

<sup>4</sup> Avrunding av nåverdien gjør at effekten av forbruksveksten ikke kommer frem. Differansen er på 1 MNOK

kan ledningen derimot overføre om lag 700 MW. Slike begrensninger i sommerhalvåret gjør at vi for denne analysen legger til grunn at vi ved vedlikehold som medfører utkobling må drifte nettet radielt. Radiell nettdrift innebærer at enkeltfeil medfører avbrudd i strømforsyningen.

Vi forutsetter samme varighet som for utfall i topplast samt rullerende utkoblinger ved langvarige feil. Et utfall som beskrevet over i en time gi avbruddskostnader på om lag 30 MNOK. Øker varigheten til 10 timer får vi avbruddskostnader på om lag 215 MNOK.

Det er imidlertid flere ledninger som har N-0 drift i vedlikeholdsperioder enn i perioder med topplast. Feilraten er derfor høyere og ligger på 1,4 per år, altså feil hver åttende til niende måned. Med eksponeringstid på 15 prosent av året blir forventede årlige avbruddskostnader på 10 MNOK. Gjennom analyseperioden gir dette er nåverdi på 190 MNOK. Legger vi til en årlig forbruksvekst på 0,5 prosent får vi en nåverdi på 210 MNOK.

For Oslo øst, Romerike og Follo vil fravær av forbindelse mellom Sogn og Ulven redusere forsyningssikkerheten både i perioder med topplast og i perioder med planlagte utkoblinger. Vi har beregnet den årlige effekten av dette til 10 MNOK, noe som gir en nåverdi på 220 MNOK under forutsetning om 0,5 prosent årlig forbruksvekst i 40 år fra 2025.

Tabell 2: Avbruddskostnader Oslo øst, Follo og Romerike ved fravær av Sogn-Ulven

Forutsetning	Vedlikeholdsperioder	Makslastperioder	Totalt Oslo øst, Follo og Romerike
MW utfall på referansetidspunkt	500 MW	200 MW	
Feilrate per år	1,4	0,7	
Eksponeringstid (andel av året)	15%	5%	
Avbruddskostnad kortvarige feil	215	15	
Avbruddskostnad langvarige feil	30	95	
<b>Forventede årlige avbruddskostnader (reelle 2025-kroner)</b>	<b>10 MNOK</b>	<b>1 MNOK</b>	<b>10 MNOK</b>
<b>Nåverdi avbruddskostnader</b>	<b>210 MNOK</b>	<b>15 MNOK</b>	<b>220<sup>5</sup> MNOK</b>

### 2.3 Det er stor usikkerhet knyttet til beregningen av fremtidige avbruddskostnader

Beregningen av forventede årlige avbruddskostnader er en funksjon av kostnaden for de som mister strømforsyningen (KILE-kostnader), sannsynlighet for avbrudd og omfanget (mengden effekt) som vil kobles ut ved feil. Vi legger til grunn forskningsprosjektet utarbeidet av Pöyry for Energi Norge fra 2012 for å beregne kostnader ved avbrudd, feilrater fra feilstatistikk og framskriving av dagens driftsforhold som estimat på hvor mange MW som ville falle ut ved feil. Det er imidlertid usikkerhet knyttet til alle disse tre faktorene.

#### Omfang på avbrudd

Den viktigste forutsetningen for avbruddskostnader er at det faktisk er et avbrudd i forsyningen og hvor stort omfanget på avbruddet er. Beregningen av 500<sup>6</sup> MW utfall i Oslo vest, 150 MW i perioder med planlagte utkoblinger og 200 MW i makslastperiode i Oslo øst er gjort noe forenklet. Vi ser derfor på to alternative scenarier, et der utfallene er lavere (400 MW og 100 MW) og ett der de er høyere

<sup>5</sup> Avrundinger i årlige avbruddskostnader og nåverdier gjør at summering av nåverdien for makslast- og vedlikeholdsperioder blir noe høyere

<sup>6</sup> Dette viser til avbrutt effekt på referansetidspunktet jf. KILE beregningen.

(600 MW og 300 MW). Resultatene sammenlignet med MW utfall brukt i analysen er gitt i Tabell 3 under. Selv i det laveste scenariet er nåverdien av avbruddskostnader på over 500 MNOK. Konsekvensen av å fjerne forbindelsen mellom Sogn og Ulven ser ut til å være betydelig, selv om vi skulle ha overestimert mengden effekt som må kobles fra ved feil i topplast eller perioder med planlagt utkobling.

Tabell 3: Avbruddskostnader ved høyere og lavere avbrutt effekt

Scenario	Forventede avbruddskostnader per år (Reelle 2025 MNOK)	Nåverdi (MNOK)
Lavt MW	25	520
Hoved MW	30	650
Høyt MW	40	795

Prognosene i vårt hovedscenario for vekst i etterspørselen viser at den underliggende etterspørselen etter strøm i makslast øker med om lag 0,5 til 1 prosent per år. I beregningen av avbruddskostnader har vi lagt til grunn en vekst på 0,5 prosent. Vekstraten har liten påvirkning på nåverdien av avbruddskostnadene og reduserer kun nåverdien med 52 MNOK dersom vi forutsetter null vekst. Dette underbygger at det er behov for forbindelse mellom Sogn og Ulven, selv med dagens forbruk av strøm.

Utviklingen i sluttbrukermarkedet (forbrukerfleksibilitet) kan endre flere av forutsetningene for beregning av avbruddskostnader. NVE har hatt forslag om innføring av effekttariffer ute på høring våren 2018. Tanken er at dette vil kunne dempe effekttopper, slik at etterspørselen er jevnere hele året og periodene med maksimallast kortere. Hvis dette inntreffer vil eksponeringstiden for N-0 reduseres, men muligens også omfanget av utkoblingene. I tillegg utredes det muligheter for å la små sluttbrukere delta i en markedsløsning der de tilbyr å bruke mindre eller ingen strøm i en gitt periode mot at de kompenseres en avtalt sum. Med en slik løsning kan man kanskje unngå avbrudd for andre aktører ved feil i nettet fordi mange nok er villige til å redusere eller helt koble fra sitt forbruk. Kompenseringen antas å være lavere enn KILE-kostnaden da man på samme måte som i regulerkraftmarkedet vil kunne velge de laveste tilbudene (sluttbrukere med lavest betalingsvillighet) først. Dette er tiltak som ikke er besluttet eller ferdig utviklet p.t. og vi er derfor ikke tillagt det noen vekt i denne analysen.

### Feilrate og eksponeringstid

Feilratene på de aktuelle anleggene er fra perioden 1998 til 2015. Statistikken tar ikke hensyn til at en del feil som vil føre til avbrudd til en viss grad kan forutses og dermed unngås. Et eksempel på dette er feil som følge av lyn. Med en værmelding som melder mye uvær kan trolig en betydelig andel av utkoblinger avbrytes i perioden feilsannsynligheten er størst. På den måten vil feilratene som får konsekvens i form av avbrudd bli lavere. Derfor kan eksponeringstiden vi har tatt som utgangspunkt for feil under planlagte utkoblinger være for høy.

Avbrudd med høy konsekvens har lav sannsynlighet, men hvis de først inntreffer vil avbruddskostnadene blir veldig høye. Får vi eksempelvis en feil i en kald vinterperiode forventer vi at det vil bli om lag 500 MW i Oslo vest og Bærum vi ikke kan gjenopprette før feilen<sup>7</sup> er rettet. Det vil trolig være mulig å redusere ulempene ved å utnytte underliggende nett noe, men vi har ikke sett på dette i detalj. Hvis feilen varer i ca 4 døgn (100 timer) og at det etter omkoblinger i underliggende nett

<sup>7</sup> Mulige utfall som kan gi en så stor konsekvens er Hamang-Bærum eller begge Sogn-ledningene. Sogn-ledningene går i stor grad ved siden av hverandre og blir derfor utsatt for de samme klimatiske påkjenningene.

er opp mot 400 MW som ikke blir dekket viser kostnadsberegningene at avbruddet koster samfunnet mellom 1 og 2 milliarder NOK.

I analysen har vi forutsatt at vi har anlegg ute av drift som følge av planlagte revisjoner 15 prosent av året. Dette er basert på at hver ledning i snitt er utkoblet i én uke pr år. Dette er isolert sett mulig noe overestimert for ledning alene, men tar vi hensyn til arbeid i stasjoner vurderer vi at dette gir et representativt bilde. Mye av dette nettet skal imidlertid gjennomgå større fornyelser i analyseperioden og det er rimelig å forvente at det vil være både flere og lengre utkoblinger som følge av dette. Justerer vi opp den årlige eksponeringen med N-0-drift med 10 prosentpoeng for både Oslo vest og Oslo øst øker nåverdien av forventede årlige avbrudd til 930 MNOK.

Vi har forutsatt en fordeling mellom kortvarige og langvarige feil på henholdsvis 90 og 10 prosent. Flytter vi 10 prosentpoeng opp og ned på disse blir spennet på nåverdien 400-900 MNOK. Det er dermed små endringer i andelen langvarige feil som skal til for å øke avbruddskostnadene mye.

Beregningen av forventede årlige avbruddskostnader over forutsetter for øvrig nettet slik det er i dag. Vi har ikke sett på hvordan planlagte tiltak i nettet vil endre sannsynligheten for feil fremover, men det er rimelig å anta at den blir lavere. Dette vil gi lavere forventede avbruddskostnader, men vi har ikke regnet på hvor stor denne effekten vil være.

#### **Kostnader ved avbrudd**

Samfunnets kostnad ved avbrudd i strømforsyningen beregnes ut fra ulike sluttbrukeres kostnadsfunksjoner ved strømbrydd av ulik varighet. Det er gjennomført flere undersøkelser av som alle gir noe forskjellige resultat. Den første undersøkelsen ble gjennomført av Pöyry for Energi Norge fra 2012. På oppdrag fra NVE utarbeidet Vista Analyse og Thema Consulting en ny undersøkelse for å justere KILE-funksjonene. Denne viste noe høyere betalingsvillighet for husholdninger enn det opprinnelige forskningsprosjektet fra 2012. Vista Analyse gjorde en tilleggsundersøkelse til denne hvor kun sluttbrukere som faktisk hadde opplevd strømbrydd var inkludert. Denne ga igjen høyere betalingsvillighet enn hovedundersøkelsen fra 2018. NVEs satser i kontrollforskriften ligger nærmere forskningsprosjektet fra 2012.

I Tabell 4 under er de forventede avbruddskostnadene uten Sogn-Ulven med de ulike kostnadsfunksjonene illustrert. Feilrate og mengden forbruk som kobles ut er holdt fast. Resultatene er ikke vesentlig forskjellige. Nåverdiregningen forutsetter 0,5 prosent vekst i forbruket gjennom analyseperioden.

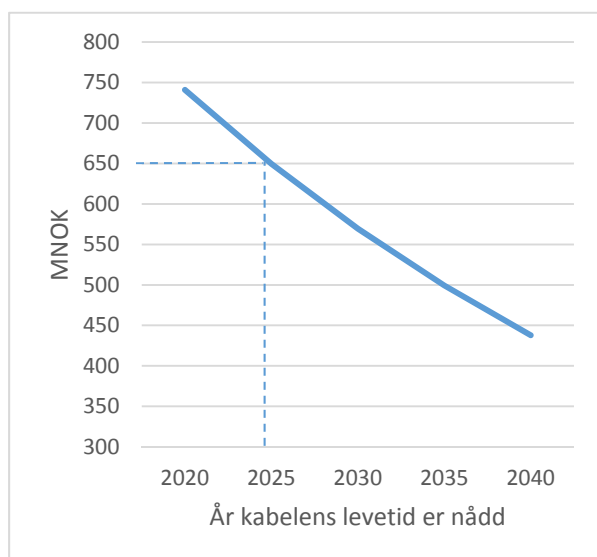
Tidspunkt for når avbruddet skjer påvirker også KILE-kostnadene i stor grad. Eksempelvis vil handel og tjenester ha større kostnader ved strømbrydd på sensommer og høst da dette er tidspunktet de normalt har størst omsetning. Siste kolonne i Tabell 4 under illustrerer kostnad ved en times utfall på 500 MW i Oslo vest og 200 MW i Oslo øst skulle skje på referansetidspunktet (en mandag i januar) som er tidspunktet som gir høyest konsekvens ved utfall. Dette illustrerer at selv korte avbrudd kan få store konsekvenser hvis de inntreffer på verst tenkelige tidspunkt.



Tabell 4: Forventede avbruddskostnader med ulike KILE-modeller

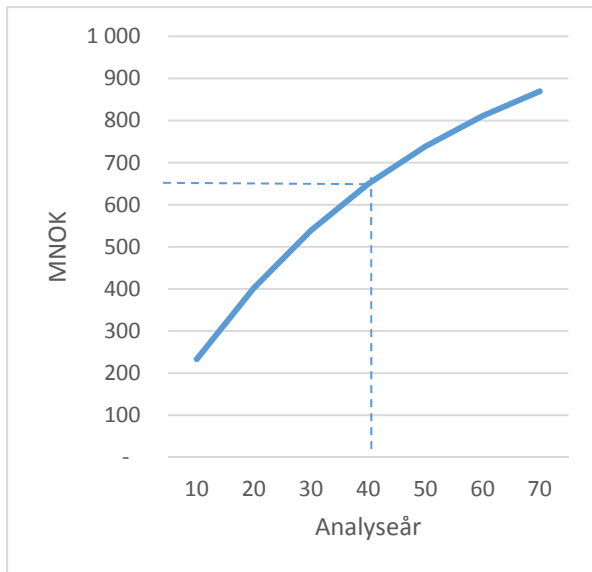
KILE-modell	Forventede avbruddskostnader per år (reelle 2025 MNOK)	Nåverdi forventede avbruddskostnader (MNOK)	Avbruddskostnad på referansetidspunktet Oslo vest (reelle 2025-kroner)	Avbruddskostnad på referansetidspunktet Oslo øst (reelle 2025-kroner)
Forskningsprosjekt 2012	31	650	64	26
Undersøkelse av Vista Analyse og Thema Consulting (2018)	35	726	69	28
Tilleggsundersøkelse av Vista Analyse (2018)	37	785	72	29
Kontrollforskriften	32	677	64	26

En viktig forutsetning i alle KILE-modellene er forbrukssammensetningen. Ulike sluttbrukere har ulik betalingsvillighet for å unngå strømbrudd og dermed vil fordelingen av forbruk på husholdninger, industri, handel og tjenester og offentlige tjenester påvirke KILE-kostnaden hvis det blir brudd i forsyningen. Vi har brukt forbrukssammensetningen som vist i vedlegg 5.1 i analysene over. Hvis vi derimot reduserer andelen husholdninger med 10 prosentpoeng og fordeler disse på de industri, handel og tjenester øker forventede årlige avbruddskostnader til 35 MNOK i 2025. Nåverdien av dette utgjør MNOK 750. Dersom demografien i Oslo og Akershus skifter fra mindre husholdninger til mer industri, handel og tjenester vil altså de forventede negative konsekvensene av å ikke ha forbindelse mellom Sogn og Ulven øke. Tilsvarende vil de reduseres dersom andelen husholdninger øker.



Figur 8: Utvikling i nåverdi av avbruddskostnader hvis dagens kabelforbindelse kan driftes kortere eller lengre enn forutsatt

Hovedscenarier som lå til grunn for konsesjonssøknaden på kabelforbindelse mellom Sogn og Ulven forutsatte at dagens kabelforbindelse ikke lenger kan driftes fra 2025. **Feil! Fant ikke referanseilden.** under illustrerer hvordan nåverdien endres dersom kabelen har lengre eller kortere levetid enn forutsatt. Analyseperioden er forskjøvet parallelt slik at nåverdi for avbrudd fra 2020 er diskontert i perioden 2018-2060. KILE-kostnadene er også justert til prisnivå for de gjeldende år med en realprisvekst på 1,3 prosent. Dersom forbruksveksten blir slik at feil vil føre til avbrudd uten Sogn-Ulven allerede i 2020 blir nåverdien rundt 740 MNOK. Dersom den ikke kommer før 2030 er nåverdien redusert til 570 MNOK.



Figur 9: Endring i nåverdi ved endring i antall år i analyseperioden

I den samfunnsøkonomiske analysen til konsesjonssøknaden ble det brukt en analyseperiode på 50 år, tilsvarende levetiden for en jordkabel. I denne analysen har vi brukt en standard analyseperiode på 40 år fra tidspunkt hvor vi antar at dagens kabler vil være ute av drift. Jo lenger analyseperiode desto høyere nåverdi vil forventede avbruddskostnader få da det blir flere år økonomiske tap. Utvider vi analyseperioden til 50 år øker nåverdien av forventede avbruddskostnader fra 650 MNOK til 740 MNOK. Det er ikke noe opplagt svar på hva som er riktig analyseperiode, Figur 9 **Feil! Fant ikke referanseilden.** viser at nåverdien av forventede avbruddskostnader vil være fra 540 MNOK og oppover så lenge vi ser minst 30 år etter 2025.

For å illustrere hvor stor spennet i avbruddskostnadene kan bli, har vi satt sammen alle forutsetningene som gir henholdsvis lavere og høyere avbruddskostnader enn forutsetningene vi har lagt til grunn i analysen. I det lave scenariet blir forventede årlige avbruddskostnader 10 MNOK, mens i det høye utgjør dette 150 MNOK. Det er lite hensiktsmessig å se på nåverdien av disse ekstreme scenarioene da avbruddskostnadene ikke vil bli så lave eller høye hvert år i analyseperioden. Det illustrerer imidlertid at vi ikke skal ha mange år hvor det pessimistiske scenariet inntreffer før nåverdien av avbruddskostnader overstiger investeringskostnadene for nye kabler mellom Sogn og Ulven.

Tabell 5: Årlige avbruddskostnader med kombinert optimistiske og pessimistiske forutsetninger

Forutsetning	Optimistisk scenario	Normalt scenario	Pessimistisk scenario
Antall MW utfall (vest og øst vedlikehold/øst makslast)	400/100	500/200	600/300
Forbruksvekst	0%	0,5%	1%
Eksponeeringstid (vest/øst vedlikehold/øst makslast)	20%/5%/5%	30%/15%/5%	40%/25%/5%
Andel korte/lange feil	100%/0%	90%/10%	80%/20%
Kostnadsfunksjon	Forskningsprosjekt 2012	Forskningsprosjekt 2012	Tilleggsundersøkelse av Vista Analyse (2018)
Andel husholdninger	55%	45%	35%
Havaritidspunkt kabel	2030	2025	2020
<b>Forventede årlige avbruddskostnader på tidspunkt kabel havarerer</b>	<b>8 MNOK</b>	<b>30 MNOK</b>	<b>150 MNOK</b>

### 3 Flere av virkningene fra konseptvalget kan ikke oppnås uten Sogn-Ulven

Statnett har valgt et deterministisk nivå på forsyningssikkerhet til Oslo og områdene rundt på N-1-1/2. Dette er begrunnet i målsetningen om å ha ekstra god forsyningssikkerhet til Oslo og områdene rundt, fordi store byer er ekstra avhengig av høy forsyningssikkerhet på grunn av høy konsentrasjon av samfunnsviktige funksjoner. Med N-1-1/2 mener vi at alle skal få tilbake strømforsyningen etter to overlappende feil. Dagens nett og forbruk gir N-1-1/2 i om lag 90 prosent av tiden, men for å nå dette nivået også når forbruket er på sitt høyeste er det nødvendig å gjennomføre alle tiltakene i det vi omtaler som Nettplan Stor-Oslo. Det vil trolig også være nødvendig med tiltak utenfor dette området, men dette er ikke studert i detalj.

#### **3.1 N-1-1/2 og bare én forbindelse gjennom Nordmarka bygger på at Sogn-Ulven blir fornyet**

Konseptvalget viste at den endelige nettløsningen åpnet for at det gjennom Nordmarka holdt med én ledning. Nettet ville fortsatt oppnå det deterministiske målet på forsyningssikkerhet N-1-1/2. Dersom Sogn-Ulven tas ut av nettet vil sluttløsningen gi en lavere deterministisk forsyningssikkerhet. Vi har ikke gjort analyser av dette nivået, men vi vurderer at sluttnettets vil gi N-1 ved intakt nett og N-0 ved revisjoner.

#### **3.2 N-1-1/2 samtidig med fremtidig sanering av Ulven-Røykås er avhengig av kablene mellom Sogn og Ulven**

Konseptvalget viste at den endelige nettløsningen åpnet for at Ulven-Røykås kunne saneres og sluttnettets ville ha N-1-1/2. Det bør mange mennesker tette på ledningen, og arealet ledningen beslaglegger er verdifullt. Vi la derfor til grunn i konseptvalgutredningen at det er en betydelig verdi ved at ledningen kan fjernes. Uten Sogn-Ulven og Røykås-Ulven vil Ulven stasjon gå fra å koble sammen 5 ledninger til kun 2. Vi har ikke gjort noen nærmere vurdering av en slik situasjon, men en slik endring vil trolig gjøre det nødvendig med en fundamental analyse av hvilke nettiltak som er nødvendige for å opprettholde sikker strømforsyning i området.

#### **3.3 Gjennomføring av andre nettiltak uten Sogn-Ulven kan medføre økte avbruddskostnader eller økte gjennomføringskostnader**

Sogn-Ulven bidrar til at vi i dag kan drive vedlikehold av nettet og fortsatt opprettholde sikker strømforsyning. Konseptvalget pekte på at det er mye gammelt nett som vi må fornye i årene som kommer. Vi er allerede i gang med mange av prosjektene, men mye ligger fortsatt foran oss. For at vi skal klare å opprettholde sikker strømforsyning også når vi skal bygge om nettet i årene som kommer er Sogn-Ulven viktig. Vi har ikke gjort noen nærmere analyse av i hvilket omfang det kan bli problemer uten Sogn-Ulven.

## 4 Handelskapasiteten kan bli redusert

### 4.1 Permanent utkobling av Sogn-Ulven kan øke begrensningene i handel med Sverige

I den samfunnsøkonomiske analysen til konsesjonssøknaden for Sogn-Ulven ble det påpekt at feil eller begrenset kapasitet på kablene kan redusere handelskapasiteten mot Sverige (SE 3) i perioder med planlagte utkoblinger på andre ledninger. Effekten ble vurdert å være neglisjerbar da Sogn-Ulven sjelden alene har vært årsak til at det har vært nødvendig å redusere handelskapasiteten historisk. Uten Sogn-Ulven på permanent basis er det imidlertid mulig at denne effekten vil være større, men vi har ikke gjort noen nye analyser på dette.

### 4.2 Nødvendige omkoblinger ved feil kan påvirke kapasiteten for handel mellom norske prisområder

I avsnitt 2.2 omtaler vi hvordan transmisjonsnettene i Oslo Øst, Romerike og Follo må kobles om dersom vi får feil i perioden med planlagte utkoblinger. Dette må gjøres for å minimere ulempene ved feil samtidig som vi overholde driftsgrensene. En ulempe med disse omkoblingene er at de kan redusere kapasiteten til markedet for å handle mellom N01 (Østlandet) og NO3 (Midt-Norge). Vi har ikke regnet på hvor mye kapasiteten vil reduseres eller hvilke effekt det vil ha på gevinstene ved handel i spotmarkedet.

## 5 Vedlegg

### 5.1 Generelle forutsetninger i samfunnsøkonomiske analyser

Rente: 4%

Analyseperiode: 40 år fra 2025

Referanseår: 2018

Forbrukssammensetningen er grovt vurdert ut fra hvordan energiforbruket over et år fordeler seg på de forskjellige forbruksgruppene i Oslo og Akershus. Kolonnen for "generell" viser forbrukssammensetningen på nasjonalt nivå. Fordeling av effektforbruk i makslast kan ha en annen fordeling, men vi har ikke nok informasjon til å si noe om en gjennomsnittlig fordeling av effektforbruket på forbruksgrupper og bruker derfor informasjon om fordeling av energiforbruket som en tilnærming.

Forbrukssammensetning:		
SEKTOR	INPUT	Generell
Jordbruk	0 %	2 %
Husholdninger	45 %	32 %
Industri (eks. eldrevne)	10 %	8 %
Handel og private tjenester	35 %	15 %
Offentlige tjenester	10 %	8 %
Metall	0 %	17 %
Kjemisk	0 %	10 %
Gass og raffineri	0 %	6 %
Treforedling	0 %	3 %
Sum	100 %	100 %

### 5.2 Ledninger som begrenser strømforsyningen

Tabell 6: Maksimalt forbruk og nettkapasitet for å forsyne Oslo vest og Bærum

Scenario	MW	Kommentar
Maksimalt forbruk referert 2025	1 500	Gjelder for stasjonene Bærum, Smestad og Sogn
Estimat på hvor høyt forbruket kan bli innenfor N-1	700- 1 000	Usta-Hemsil II begrenser ved utfall av Hamang-Bærum
Estimat på hvor mye forbruk vi kan forsyne ved to overlappende utkoblinger	350 - 600	Én Sogn-ledning igjen gir denne kapasiteten

Tabell 7: Maksimalt forbruk og nettkapasitet for å forsyne Oslo øst, Follo og Romerike

Scenario	MW	Kommentar
Maksimalt forbruk referert 2025	2 500	Gjelder for stasjonene Follo, Frogner, Furuset, Røykås og Ulven
Estimat på hvor høyt forbruket kan bli innenfor N-1	2 300 - 2 500	Røykås-Ulven og Ådal-Frogner begrenser ved utfall av hhv Frogner-Furuset og Tegneby-Follo
Estimat på hvor mye forbruk vi kan forsyne ved to overlappende utkoblinger	800 – 1 200	Forbindelser i 300 kV nettet begrenser