

Notat

Dato: 10.12.2025

Til: Energidepartementet v/ Mar Kristjonsson, Kirsten Grebstad og Balder Bryn Morsund

Fra: Vestall AS, Noranett AS og Elmea AS

Ansvarlig: Pål Martinussen

Kommentarer til Statnetts svar på EDs tilleggsspørsmål – KVV Lofoten og Vesterålen – datert 24.11.2025

Vi viser til Statnetts konseptvalgutredning (KVV) for Lofoten og Vesterålen, den påfølgende høringsprosessen og EDs pågående kvalitetssikring av utredningen. Vi har tidligere avgitt høringsuttalelse til KVV-en, og vi deltok også i møte med ED om saken.

I etterkant av dette møtet har ED stilt tilleggsspørsmål til Statnett, og Statnett har gitt sine svar i eget notat. Selv om ED ikke uttrykkelig har bedt om ytterligere merknader fra vår side til dette notatet, finner vi det nødvendig å kommentere flere av de vurderingene som Statnett legger til grunn i sine svar.

Bakgrunnen er at Statnetts svar etter vår vurdering viderefører og forsterker en del premisser i KVV-en som vi allerede har påpekt som problematiske i vår høringsuttalelse. Disse premissene har stor betydning for både forsyningssikkerhet, nettutvikling og kostnadsbelastning for kunder og netteiere i Sørnettet, og vi mener det er viktig at ED får belyst alternative faglige vurderinger før det trekkes konklusjoner.

Våre merknader følger nedenfor, strukturert punktvis etter samme disposisjon som Statnetts notat, slik at de enkelt kan leses opp mot Statnetts svar.

1. Systemjording i Sørnettet

Statnett omtaler dagens spolejording i Sørnettet som «på bristepunktet av hva som er forsvarlig», men denne påstanden er ikke dokumentert i KVV. Den står også i motstrid til konklusjonene fra de Sintef-ledede prosjektene og konklusjonen til DSB, hvor spolejord som systemjording ble vurdert som akseptabel videreført forutsatt bedre verktøy og samarbeid mellom anleggseiere.

Samtidig erkjenner Statnett overfor ED at de ikke har analysert minimumstiltak for å kunne videreføre spolejording eller utsette en eventuell overgang til direktejording. Likevel forutsetter de direktejording i alle konseptene i KVV, og behandler kostnadene ved dette som like i alle alternativer – for så i neste omgang å bekrefte at det forkastede

konsept C nettopp ville kunne redusere behovet for framtidig direktejording i regionalnettet. Dette illustrerer at valg av konsept faktisk påvirker både behov og kostnader knyttet til systemjording, i motsetning til det Statnett legger til grunn.

De kostnadsanslagene Statnett viser til for direktejording (15–300 millioner kroner) er etter vår vurdering også klart i feil størrelsesorden. Med Statnetts egne enhetskostnader for nye 132 kV-linjer (om lag 16 millioner kroner per km), vil man bare i Lofoten måtte investere 800 millioner kroner for å bygge om de 50 km med 132 kV-linjer som ikke er fornyet. Lofoten er som kjent det området som har bygget mest nytt regionalnett de siste 15 årene. I Noranetts område er det snakk om 133 km med ledning uten gjennomgående jordledning som må bygges ny. Med Statnetts kostnader for 132kV-linjer beløper dette seg til 2128 millioner kr. I tillegg til dette har også Statnett anlegg som burde reinvesteres før direktejording kan implementeres. Det vil også være nødvendig med en svært kostnadskrevende dublering av det meste av vern og kontrollanlegg, samt behov for dublert fiberkommunikasjon som ikke er tilstede i dag. Så Statnetts estimat med øvre grense på 300 millioner kr er etter vår erfaring ikke i nærheten av de faktiske forhold.

Systemjordingsvalg og tilhørende kostnader er **sentrale** for nettutviklingen i Sørnettet. Når Statnett både:

- bygger på en udokumentert påstand om «bristepunkt»,
- forutsetter direktejording uten å ha analysert alternative løsninger, og
- legger til grunn kostnadsanslag som åpenbart ikke samsvarer med egne enhetspriser,

mener vi at KVU og Statnetts svar til ED ikke gir et forsvarlig grunnlag for å ta konseptvalg for Lofoten og Vesterålen. ED kan etter vårt syn ikke legge Statnetts vurderinger av systemjording til grunn uten en nærmere vurdering av både løsninger og kostnader.

2. Kommentarer til Statnetts svar på spørsmål 2 (konsept C / 420 kV)

Nedenfor kommenterer vi punkt for punkt de overskriftene Statnett selv bruker i sitt svar til ED under spørsmål 2. Der Statnett viser til reduserte kostnader knyttet til jordingsform i konsept C, viser vi til merknadene under punkt 1 over.

«Høyere spenningsnivå i transmisjonsnettet gir ikke reduserte regionale kostnader dersom nytt forbruket etableres langt vest»

Statnett skriver at valg av 420 kV helt ut til Kvitfossen «kan redusere investeringsnivået i regionalt nett dersom det skulle komme forbruk eller produksjon lengre ut i nettet», men at deres analyser viser at begrensningene uansett vil være termiske, slik at regionalnettet må forsterkes likt uavhengig av om transmisjonsnettet er 132 kV eller 420 kV.

I følge våre analyser er dette direkte feil for Lofoten:

- Hvis 420 kV bygges helt til Kleppstad, er det ikke behov for nye regionale 132 kV-investeringer på kort og mellomlang sikt i Lofoten. Eksisterende regionalnett kan da driftes videre uten dublering.
- Hvis 420 kV stopper i Kvitfossen, må deler av regionalnettet i Lofoten dubleres for å håndtere både kapasitet og spenning.
- Hvis 420 kV stopper på Sortland, blir behovet for forsterkninger enda større – da må en større del av regionalnettet fornyes og/eller dubleres for å levere samme forsyningssikkerhet og riktig spenning.

Statnetts påstand om at høyere spenningsnivå i transmisjonsnettet ikke gir reduserte regionale kostnader langt vest, treffer derfor ikke situasjonen slik nettet faktisk er bygget og planlagt.

«Konsept C gir ingen ekstra nytte for tilgjengelig kapasitet til nytt forbruk i regionen»

Statnett begrunner dette med at maksimal N-1-kapasitet over Vestsnittet uansett settes av flaskehalser i transportkorridoren sør for Ofoten, og at konsept C derfor «ikke bidrar med nevneverdig økning i tilgjengelig kapasitet inn til regionen» sammenlignet med valgt konsept.

Et slikt resonnement kan ikke legges til grunn når man planlegger et nett som skal leve i minst 80 år. Statnett legger selv til grunn 80 års levetid for ledninger og 55 år for stasjoner.

Flaskehalser i tilgrensende nett (Ofoten-/Kobbelv-snittet) vil etter all sannsynlighet bli håndtert lenge før levetiden til et nytt nett i Lofoten og Vesterålen er ute.

Å argumentere for at konsept C «ikke gir ekstra kapasitet» fordi dagens flaskehalser ligger andre steder, betyr i praksis å dimensjonere et 80-årsnett etter midlertidige begrensninger i et annet område. Det er ikke samfunnsøkonomisk rasjonelt å bygge et nytt transmisjonsnett som selv blir en langsiktig flaskehals kort tid etter at begrensningene i tilstøtende nett er fjernet. Dette er også et hovedpoeng i vår høringsuttalelse: å «bygge akkurat nok» nå vil låse inn flaskehalser i flere tiår fremover.

«Konsept C er betydelig mer kostbart enn valgte alternativ»

Statnett skriver at konsept C er «betydelig mer kostbart» enn det valgte alternativet, og anslår netto investeringskostnad til om lag 3 mrd. kroner høyere, hovedsakelig på grunn av flere og dyrere 420 kV-stasjoner.

Denne fremstillingen er etter vårt syn mangelfull på flere vesentlige punkter:

1. Statnett ser bort fra bortfall av 132 kV-investeringer
I KVVU-en står det at konsept C «ikke gir åpenbare besparelser» i underliggende nett utover det som ligger i konsept B.

Vår høringsuttalelse viser det motsatte:

- Mange av dagens 132 kV-linjestrekk trenger ikke reinvesteres dersom det bygges et gjennomgående 420 kV-nett.
- Størstedelen av de planlagte dubleringene på 132 kV i Statnetts anbefalte løsning faller bort dersom man etablerer en fornuftig 420 kV-struktur ut til Kleppstad.

Med Statnetts egne enhetskostnader er forskjellen mellom 132 kV- og 420 kV-linjer relativt liten: 132 kV-linje 16 mill. kr/km og 420 kV-linje 20 mill. kr/km. Med andre ord koster dermed en 132kV linje ca. 80 % av en tilsvarende 420 kV linje. 132 kV-sjøkabel er anslått til 52 mill. kr/km, noe som medfører at reduksjon av 132 kV sjøkabel på 2 km, forsvarer 5 km ekstra 420 kV-linje.

Det betyr at moderate reduksjoner i planlagte 132 kV-investeringer i praksis kan finansiere en betydelig del av merkostnaden ved å bygge 420 kV-linjer. Som vi har vist i våre eksempler, vil en løsning med 420 kV ut til Kleppstad – der store deler av 132 kV-dubleringen faller bort – kunne være samfunnsøkonomisk rimeligere enn et nett som i praksis blir et dublert 132 kV-system.

2. Statnett har ikke optimal kostnadssetting på 420 kV alternativet

I henhold til tabell i vedlegg til Statnetts svar til ED, ser man for eksempel at Statnett legger til grunn at en ny 420 kV linje skal gå gjennom Vesterålen med sjøkabel til Lofoten. Dette er etter vår mening ikke en hensiktsmessig trase. En trase som følger dagens linje mellom Kanstadbotn og Kvitfossen ville kunne gjennomføres uten innskutt sjøkabel, og er dermed et mye rimeligere alternativ. Dette er så langt vi ser ikke vurdert av Statnett i det hele tatt. Det er sannsynlig at det er flere slike løsninger som kan endre på kostnadsbildet. Derfor er det veldig beklagelig at Statnett ikke har involvert de regionale nettselskapene bedre i analyseprosessen, slik at våre innspill kunne blitt vurdert under utarbeidelse av KVU.

3. Statnett låser kostnadsbildet til et «fullt utbygget» 420-system fra dag én

De virkelige kostnadstunge elementene i konsept C er 420 kV-stasjonene. Statnett legger til grunn at disse må etableres nå, og bruker dette som utgangspunkt for å anslå en merkostnad på 3 mrd. kroner.

Dette er ikke nødvendig. Det er fullt mulig å:

- bygge 420 kV-linjene nå,
- drifte dem på 132 kV i en inntil videre,
- og først etablere nye 420 kV-stasjoner når faktisk last og forsyningsbehov tilsier det.

Da flyttes hoveddelen av stasjonskostnaden til et tidspunkt hvor investeringen også er samfunnsøkonomisk riktig. Samtidig unngår man å bygge opp et omfattende, dublert 132 kV-nett som senere må reinvesteres eller saneres.

Med Statnetts anbefalte løsning risikerer man det motsatte:

- først å investere tungt i et utbygget 132 kV-system,
- for deretter å måtte etablere et nytt 420 kV-nett når behovet uansett kommer,
- slik at deler av dagens 132 kV-investeringer i praksis blir bortkastet over levetiden.

4. Reduserte kostnader knyttet til jordingsform

Statnett skriver at den eneste besparelsen for regionale netteiere i konsept C er at behovet for framtidig direktejording faller bort, og viser til gamle anslag på 15–300 mill. kr. Som vist under punkt 1, er disse anslagene ikke i nærheten av realistiske når man legger Statnetts egne enhetskostnader til grunn for nødvendige ombygginger av 132 kV-nettet. Kostnadene knyttet til systemjord er dermed betydelig undervurdert, og kan ikke avfeies som en marginal effekt i vurderingen av konsept C.

Oppsummert om 420 kV-konsept C

Samlet sett mener vi at Statnetts beskrivelse av konsept C i svaret til ED gir et skjevt bilde:

- Påstanden om at 420 kV ikke reduserer regionale kostnader langt vest er direkte feil for Lofoten.
- Påstanden om at konsept C ikke gir ekstra kapasitet ser bort fra at nettet skal leve i 80 år, mens dagens flaskehalser i tilgrensende nett vil bli håndtert lenge før det.
- Påstanden om at konsept C er «3 mrd. dyrere» bygger på en sammenligning der bortfall av 132 kV-investeringer, riktig tidsplassering av 420 kV-stasjoner og reelle jordingskostnader ikke er tatt med.

Etter vårt syn kan derfor verken KVVU eller Statnetts svar til ED legges til grunn for å avvise en justert 420 kV-løsning etter mønster av konsept C som samfunnsøkonomisk ulønnsom.

3. Koordinering med 420 kV-linje driftet på 132 kV – ikke et reelt eller rimelig alternativ

I svaret til ED beskriver Statnett en koordineringsløsning der det bygges en 420 kV-linje som driftes på 132 kV og knyttes til eksisterende 132 kV-stasjoner langs traseen. Når nettet senere skal tas i bruk som 420 kV, ser Statnett for seg at det etableres en «permanent 132 kV-løsning» for blant annet Grovfjord.

Det avgjørende tekniske poenget er at dersom én og samme linje både skal fungere som 132 kV-forsyning til stasjoner underveis og senere som ren 420 kV-forbindelse, må det på et tidspunkt bygges en ny 132 kV-linje i samme korridor (eller tilsvarende løsning) for å videreføre forsyningen til disse stasjonene. Den koordineringsløsningen Statnett skisserer, innebærer dermed i realiteten to fullskala linjeprojekter i samme trasé – først en 420 kV-linje driftet på 132 kV, deretter en ny 132 kV-linje når man faktisk vil ta ut 420 kV-nyten. Når en tar hensyn til de byggetidene Statnett selv legger til grunn, fremstår dette ikke som et praktisk eller samfunnsøkonomisk aktuelt alternativ.

I tillegg ligger det en premissforskjell her: Statnett synes å legge til grunn at det ikke vil være behov for høy kapasitet vest for Vestsnittet i overskuelig framtid. Det er vi uenige i. Noranett har isolert sett ikke behov for mer enn et 132 kV-nett for å forsyne Grovfjord, men med noen ekstra kilometer 132 kV-linje i begge ender kan det etableres vesentlig høyere kapasitet over Vestsnittet omtrent ti år tidligere enn Statnett legger opp til gjennom sin 420 kV-løsning. Denne ekstra linjelengden har ingen regionalnettsfunksjon – den er rent begrunnet i transmisjonsnetthensyn og økt kapasitet over Vestsnittet.

Det er samtidig viktig å understreke at en slik **132 kV-forsterkning ikke er et alternativ til 420 kV-løsningen**. Et 420 kV-nett vil måtte komme uansett for å håndtere det langsiktige kapasitetsbehovet i regionen. 132 kV-tiltaket er et midlertidig avhjelpende tiltak for å håndtere den akutte kapasitetskrisen mens vi venter på at 420 kV-nettet faktisk blir bygget. Nettopp fordi denne forsterkningen utelukkende har transmisjonsnetthensyn, er det etter vårt syn ikke rimelig at Noranett eller andre regionale netteiere skal finansiere den alene.

4. Langsiktig planlegging og begrensninger i tilstøtende nett

I dette punktet mener vi Statnett ikke opptre som om de planlegger for et nett med 80 års levetid. Når vi bygger nytt transmisjonsnett i Sørnettet, er det dette tidsperspektivet som gjelder. I løpet av en slik periode vil samtlige 132 kV-forbindelser i Sørnettet være reinvestert én eller flere ganger.

Da gir det liten mening å la dagens 132 kV-struktur være premissgivende for hvordan et nytt 420 kV-nett utformes. Etter vår mening må man starte på høyeste spenningsnivå:

- først definere en robust og fremtidsrettet 420 kV-struktur,
- deretter tilpasse og optimalisere 132 kV-nettet over tid når linjer uansett skal reinvesteres og nye behov oppstår.

Å legge dagens 132 kV-begrensninger til grunn for strukturen på et nytt 420 kV-nett, innebærer i praksis å binde fremtidens nett til gårsdagens kompromisser. Det er å gå inn i framtiden med ryggen først.

Den samme svake tilnærmingen ser vi når Statnett begrunner valg i Sørnettet med dagens begrensninger i tilstøtende nett, spesielt Ofotsnittet. I KVU-arbeidet har Statnett

selv opplyst at analyser av tiltak for å fjerne begrensningene over Ofotsnittet er nært forestående, og dette var tema allerede i starten av KVV-prosessen. Likevel legges dagens flaskehals i Ofotsnittet tungt til grunn som argument for å nedskalere løsninger i Sørnettet.

Resultatet av denne tenkningen er at Statnett nå legger opp til å konstruere et nett i Sørnettet som bevisst er begrenset av omkringliggende flaskehalser. Når de neste tiltakene i tilstøtende nett er gjennomført og dagens flaskehalser der er fjernet, vil det være nettet som nå planlegges i Sørnettet som blir den nye flaskehalsen. Området vil igjen bli møtt med begrensninger for nytt forbruk, og man står da overfor to dårlige alternativer:

- enten å innføre nye restriksjoner på tilknytning og forbruksutvikling,
- eller å starte nye, kostbare nettinvesteringer i Sørnettet – investeringer som i stor grad ville vært unødvendige dersom man hadde gjort en langsiktig og fornuftig nettplanlegging nå.

Vi vil samtidig understreke at vi ikke er uenige med Statnett i at det er fornuftig å starte med å bygge en 420 kV-linje fra Kvandal til Kilbotn. Det er vanskelig å se et bedre utgangspunkt for en framtidig 420 kV-ring enn dette. Uenigheten handler ikke om første steg, men om strategien videre. Statnetts «vent og se»-holdning til videre nettutvikling har etter vår vurdering vist seg over lang tid å ikke være vellykket. I stedet bør man drive strategisk nettplanlegging, basert på historiske erfaringer og realistiske prognoser for framtidig forbruk.

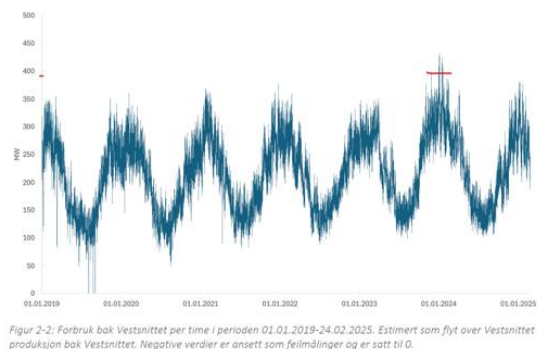
At forbruket vest for Vestsnittet vil fortsette å øke i overskuelig fremtid, bør det være liten tvil om. Da er det også åpenbart for oss at man bør utarbeide en nettutviklingsplan som:

- tar høyde for en slik utvikling i et 80-årsperspektiv,
- identifiserer den mest samfunnsøkonomiske overordnede strukturen for nytt 420/132 kV-nett,
- og legger opp til stegvis utbygging som gjør at nettet hele tiden ligger litt i forkant av behovet.

Vi er helt enige i at utbyggingen må skje trinnvis. Men det er noe annet enn å bare planlegge én linje og deretter «vente og se». Etter vårt syn må man planlegge hele det mest hensiktsmessige nettet nå, bygge det ut stegvis, og revidere planen underveis dersom lastutviklingen avviker fra plangrunnlaget. Det er slik man unngår å bygge inn nye flaskehalser og unødvendige reinvesteringer i et område der både forbruk og samfunnsbehov åpenbart vil øke i mange tiår fremover.

5. Faktisk kapasitetsutnyttelse og tilknytning på vilkår (TPV)

Figuren under viser forbruk og flyt over Vestsnittet per time i perioden 01.01.2019–24.02.2025. Varighetskurven til venstre viser at flyten i praksis ligger under N-1-grensen på 390 MW tilnærmet 100 % av tiden, og ofte med betydelig margin. Det viktigste poenget er altså at det i dagens driftssituasjon er kontinuerlig ledig kapasitet i nettet.



I denne sammenhengen snakker vi ikke om å beslaglegge fast kapasitet på linje med alminnelig forbruk, men om **tilknytning på vilkår (TPV)**. Det innebærer at Statnett, regionalnettselskapene og kundene på forhånd avtaler konkrete kriterier for utkobling: kundene kan kobles ut når Statnett ser behov for det. I praksis betyr dette at vilkårs kunder kun står tilknyttet når det faktisk er ledig kapasitet (som figuren viser at det er nesten hele tiden), og kobles ut i de få timene hvor Statnett ser behov for dette.

Når det gjelder kapasitet som allerede er reservert til framtidige prosjekter, er vi enige i at dette etter hvert vil tas i bruk. Erfaring viser likevel at det som regel går betydelig tid fra tildeling av effekt til anleggene er klare til å bruke den. Statnett har selv signalisert at de tar sikte på å øke fra 1 MW-grense til 5 MW i 2028, og det er lite sannsynlig at en stor del av den reserverte effekten faktisk er i drift før dette tidspunktet. TPV vil da gi mulighet til å utnytte den dokumenterte ledige kapasiteten i mellomperioden, med vilkår som sikrer at kunder kan kobles ut når Statnett har behov for det.

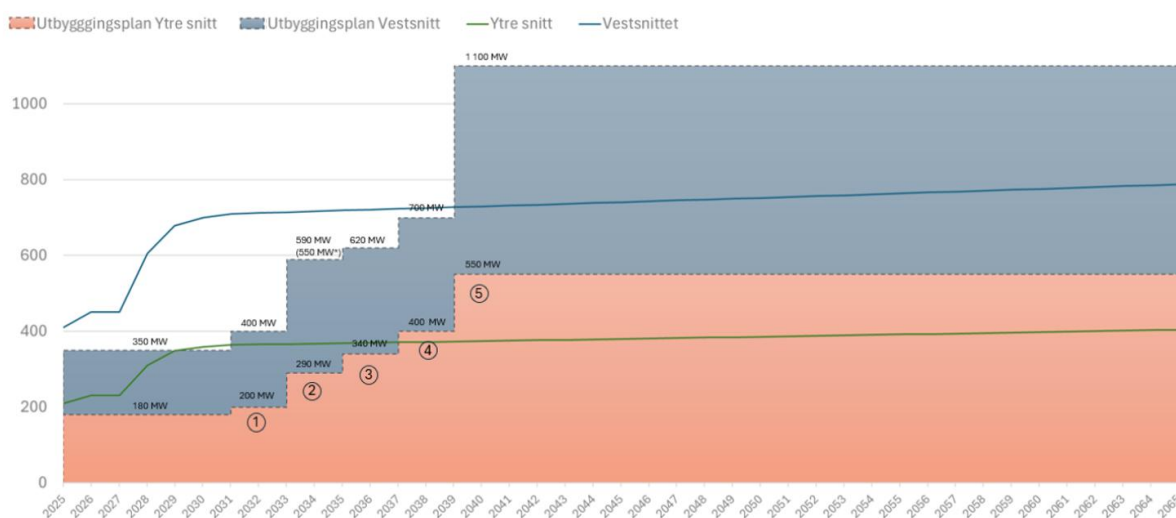
Statnett peker også på perioder med N-0 eller svekket N-1 ved vedlikehold som argument mot TPV. Etter vår vurdering er dette ikke holdbart. N-0 under planlagt vedlikehold er normal praksis i hele bransjen og kan ikke brukes som påskudd for å avvise tilknytning på vilkår. For 7–10 år siden drev Statnett Sørnettet med N-0 i lange perioder – på det meste over 1000 timer i året – uten at vi kjenner til at dette førte til avbrudd for kundene. Avbrudd i transmisjonsnettet i Sørnettet er uansett svært sjeldne; de fleste feil som inntreffer, oppstår under ekstremvær. I slike situasjoner kan man nettopp bruke TPV-mekanismen: vilkårs kunder kobles ut ved melding om ekstremvær, slik at man sikrer N-1-drift, og at forsyningssikkerheten for øvrige kunder ivaretas.

Vi registrerer at Statnett uttrykker skepsis til å forholde seg til mange vilkårs kunder. Da er det avgjørende at Statnett har tillit til at regionalnettselskapene håndterer egne kunder i

tråd med de avtalene vi har med Statnett om utkobling og begrensninger. Etter vår mening hindrer Statnetts argumentasjon oss i å oppfylle vår tilknytningsplikt i regionalnettet, selv om det i praksis finnes betydelig ledig kapasitet store deler av tiden. Det sier seg selv at vi i en TPV-løsning vil ha løpende kommunikasjon med Statnett og til enhver tid innrette oss etter den faktiske lastsituasjonen i transmisjonsnettet.

Avsluttende betraktninger: Lastprognoser – hovedårsaken til uenighetene

Etter vår vurdering er hovedgrunnen til uenighetene mellom Statnett og oss knyttet til den lastkurven som ligger til grunn for KVV – og dermed hvilke lastprognoser Statnett har valgt å bruke. Figuren nedenfor viser lastprognosen som Statnett har benyttet for forbruket vest for Vestsnittet, slik den er gjengitt i Norconsults kvalitetssikringsrapport.



Statnetts lastprognose for Sørnettet (MW per år 2025–2065)

I de første fem årene i figuren har Statnett tatt utgangspunkt i konkrete, innmeldte prosjekter. Dette gir en forventet økning i forbruket på rundt 11 % per år, fra om lag 410 MW i 2025 til rundt 700 MW i 2030. Deretter skifter Statnett metode: for resten av perioden legges det til grunn et generelt anslag fra SINTEF-rapporten fra 2022 på om lag 0,5 % årlig vekst i forbruket. Kurven «bremses» dermed markant etter 2030.

Vi mener denne tilnærmingen er problematisk av flere grunner:

- SINTEF-rapporten kom i 2022, og har dermed ikke historikken helt frem til 2025. Den tar blant annet ikke hensyn til den kraftige lasttoppen i 2024, som utløste arbeidet med KVV.
- SINTEF-rapporten har bommet kraftig på lasttoppen i 2024 – den faktiske makslasten lå over høy-prognosen i rapporten.
- SINTEF har selv, i e-post til oss, vært tydelige på at rapporten ikke bør brukes ukritisk som ferdig prognosegrunnlag for konkrete nettområder flere år senere, men at en ny prognose må bygges opp med oppdatert informasjon om:

- dagens lastsituasjon
 - kjente nye forbrukslaster (RKSU mv.)
 - oppdatert statistisk trend
 - nye utviklingstrekk og elektrifisering
(full tekst gjengis i avslutningsvis i dette notatet).
- Vi har dokumentert at lastutviklingen i Lofoten de siste 15 årene har ligget over 1 % per år, altså mer enn det dobbelte av det Statnett legger til grunn som langsiktig vekst.
 - Vi vet at vi står foran en omfattende elektrifisering.
 - Dialogen med både næringsliv og offentlige aktører i regionen viser tydelig at det er store framtidige effektbehov. Bare den siste tiden har vi mottatt nye bestillinger i størrelsesorden flere hundre MW.

Når Statnett likevel legger inn en kraftig nedbremsing til 0,5 % årlig vekst etter 2030, får det direkte konsekvenser for hvilket nett som anses «tilstrekkelig» i KVU. Etter vår mening undervurderer denne prognosen både historisk utvikling og realistiske framtidige behov, og den bidrar til å trekke konklusjonene i retning av minimale løsninger som raskt vil bli for små.

SINTEF skriver selv at en oppdatert lastprognose for Sørnettet og Vestsnittet må bygges på ny informasjon om dagens last, kjente nye forbrukslaster, oppdatert statistisk trend og nye utviklingstrekk, og at elektrifisering i større grad nå kan fanges opp i de historiske dataene. Med andre ord: prognosen fra 2022 bør ikke bare gjenbrukes slik Statnett gjør, uten at den revideres med utviklingen de siste årene.

Hvis Statnett i stedet hadde lagt til grunn en mer sannsynlig forbruksprognose for Sørnettet – basert på:

- historiske data for området,
- kjent portefølje av innmeldte og sannsynlige prosjekter, og
- den forventede elektrifiseringsutviklingen –

er det vår klare oppfatning at Statnetts konklusjoner og våre vurderinger ville ligget langt nærmere hverandre enn i dag.

Det er derfor særdeles viktig at Statnett og regionalnettseierne nå sammen setter seg ned og etablerer faktiske, områdevis lastprognoser som alle parter kan enes om, og som kan brukes som felles grunnlag for videre nettplanlegging i Sørnettet. Uten et slikt felles og realistisk prognosegrunnlag vil verken KVU eller etterfølgende beslutninger få den nødvendige faglige forankringen.

Sitat fra e-post fra forsker Ove Wolfgang ved Sintef, angående spørsmål om metoden og bruk av rapporten fra 2022, slik den er benyttet av Statnett:

Om SINTEFs metode for lastprognosering i Sørnettet

Innledning

Det er krevende å lage prognoser langt fram i tid fordi det er så mange usikre faktorer, f.eks. mht. samfunnsutvikling generelt, teknologisk utvikling, og ulike politiske beslutninger. Uansett hvilke prognoser man lager vil de derfor være beheftet med betydelig usikkerhet.

Formålet med denne teksten er å redegjøre for metoden som SINTEF benyttet i to tidligere prosjekt om prognosering av maksimalforbruket i Sørnettet og på Vestsnittet (se bl.a. SINTEF rapport 2019:00430), samt å vurdere hvordan vi i dag ville gått frem for å oppdatere en slik lastprognose.

Vår metode i tidligere prosjekt

SINTEF Energi har ikke utviklet en egen statistisk fundamentalmodell for lastprognosering, f.eks. tilsvarende den Statnett brukte i sin analyse fra av Sørnettet i 2017. For å prognosere lastutviklingen i Sørnettet og i Vestsnittet (Grunnprognose, Høy prognose, Lav prognose) utviklet vi derfor en metode som var bygget opp av tre komplementære komponenter, som kombinerte bruk av god informasjon om utvikling på kort sikt med langsiktige utviklingstrekk:

- a. **Kjente punktlaster:** Informasjon om nye kjente punktlaster som var identifisert i RKSU. Dette ble vurdert som beste utgangspunkt for å estimere forbruksvekst de nærmeste fem årene. I praksis vil en del av de nye kjente punktlastene være usikre. Det ble derfor gjort noen justeringer der sannsynlighetsvekt volum for spesifikke laster inngikk i Grunnprognosen, mens kun en andel av alt innmeldt ble tatt med i Lav prognose.*
- b. **Statistisk trend:** Basert på data for historisk forbruksutvikling, korrigert for temperaturer og etablering av fjernvarme, ble en historisk trend estimert ved hjelp av minste kvadraters metode. Denne trenden inngikk i prognosert vekst etter de fem første årene. Punktestimatet inngikk i Grunnprognosen. For prognose Høy ble det lagt til ett standardavvik, mens det for prognose Lav ble trukket fra ett standardavvik.*
- c. **Nye utviklingstrekk:** Vurderinger av nye utviklingstrekk, som med rimelighet kan antas å ikke være fanget godt nok opp i den statistiske trenden, ble vurdert for 13 lasttyper – med ulike kvantifiseringer for Grunn, Høy og Lav prognose. Det ble*

estimert et langsiktig nytt forbruk 40 år frem, og forutsatt en gradvis innfasing av dette forbruket. Denne komponenten fungerte som et korrektiv til den rene trendfremskrivningen. Disse vurderingene tok også høyde for at det også tidligere har kommet inn «nye utviklingstrekk», som ligger innbakt i historiske tall for forbruksutvikling, og som dermed er reflektert i den statistiske trenden. Den aktuelle elektrifiseringen av forbruket fremover ble likevel vurdert som en ny trend en burde korrigere for.

Vurdering av fremgangsmåte ved en eventuell oppdatering av lastprognose

Dersom SINTEF skulle gjort en oppdatering av lastprognosen for Sørnettet og Vestsnittet, ville vi først gjort en ny vurdering av hva som vil være den beste metoden nå. Vi har ikke informasjon som tilsier at en fundamentalt annen metode burde blitt benyttet, og det ville derfor være naturlig å ta utgangspunkt i samme overordnede tilnærming. En måtte imidlertid oppdatere med all ny informasjon som er relevant og tilgjengelig frem til analysen starter. Det vi si ny informasjon om:

- (Dagens lastsituasjon)
- Kjente forbrukslaster kommende år (f.eks. fra oppdatert RKSU)
- Statistisk trend (oppdatert med nye år i datagrunnlaget)
- Evt. nye utviklingstrekk som evt. ikke fanges opp tilstrekkelig i statistikk (t.o.m. 2025); korreksjoner av den langsiktige forventningen og innfasingstakten.

En mulig metodisk justering kunne vært at enkelte utviklingstrekk mht. elektrifisering av forbruk, som tidligere ble behandlet eksplisitt som «nye», nå i større grad vil være reflektert i nyere historiske data. I så fall kan disse i større grad estimeres direkte gjennom den statistiske analysen.