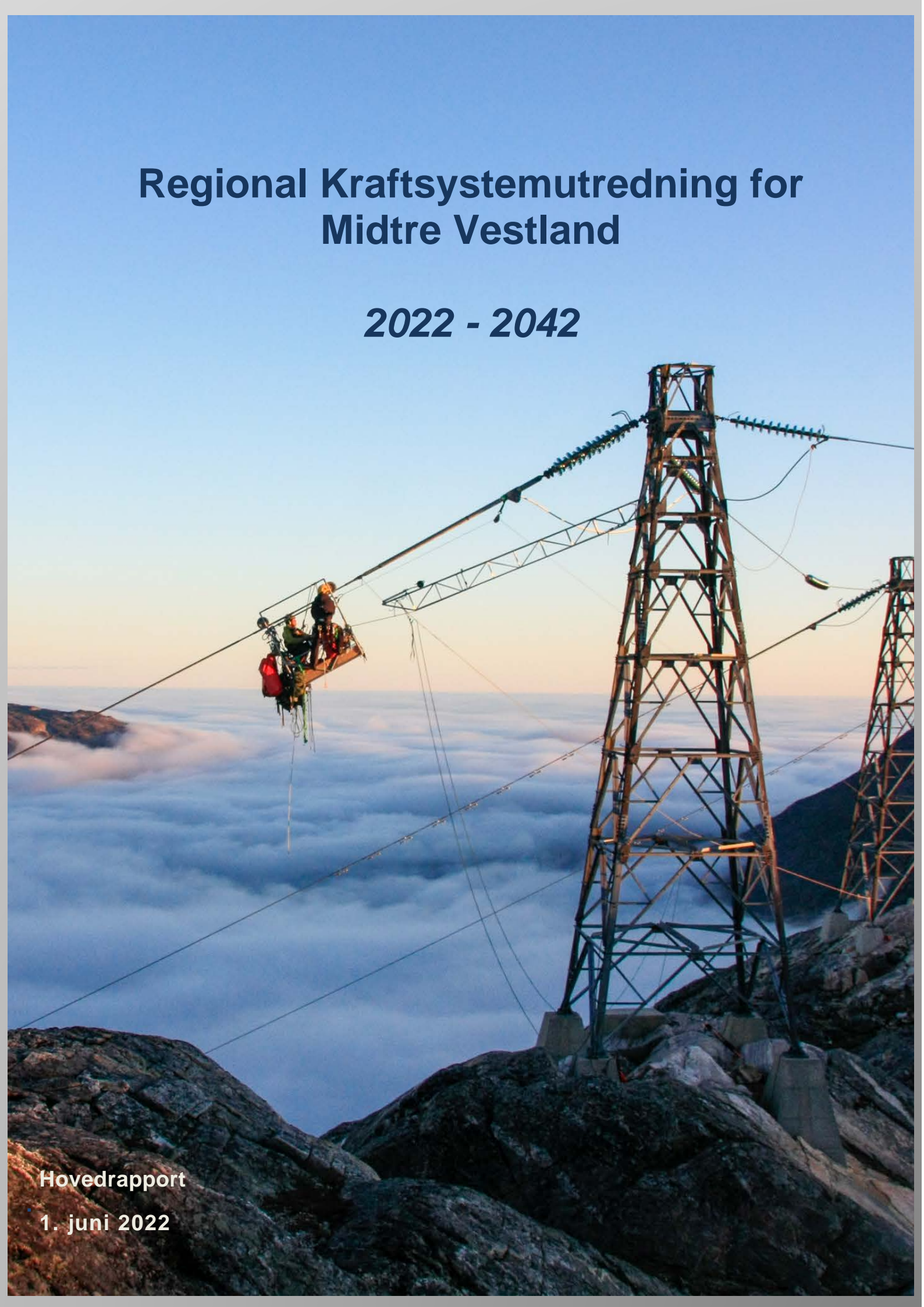


Regional Kraftsystemutredning for Midtre Vestland

2022 - 2042

Hovedrapport

1. juni 2022



Innhold

SAMMENDRAG	2
1. UTREDNINGSPROSESSEN	3
1.1. OM KRAFTSYSTEMUTREDNINGEN.....	3
1.2. UTREDNINGSOMRÅDET.....	3
1.3. DELTAKERE I UTREDNINGSARBEIDET.....	4
1.4. NETTNIVÅER OG DEFINISJONER.....	5
2. FORUTSETNINGER I UTREDNINGSARBEIDET	6
2.1. TEKNISKE FORUTSETNINGER.....	6
2.2. ØKONOMISKE FORUTSETNINGER.....	9
2.3. BÆREKRAFT SOM FORUTSETNING.....	10
3. DAGENS KRAFTSYSTEM	12
3.1. GENERELL OVERSIKT.....	12
3.2. STATISTIKK OVER KRAFTPRODUKSJON OG FORBRUK.....	12
3.3. STATISTIKK ALDERSFORDELING.....	16
3.4. VARIGHETSKURVER FOR VIKTIGE SNITT.....	18
3.5. LEDIG NETTKAPASITET TIL NY KRAFTPRODUKSJON.....	21
3.6. LEDIG NETTKAPASITET TIL NYTT STORT FORBRUK.....	22
4. FREMTIDIG UTVIKLING I FORBRUK OG KRAFTPRODUKSJON	23
4.1. FORBRUKSØKNING.....	23
4.2. FORBRUKSMINKING.....	26
4.3. NY KRAFTPRODUKSJON.....	28
4.4. KAN FORBRUKERFLEKSIBILITET UTSETTE FREMTIDIGE NETTINVESTINGER?.....	29
4.5. UTARBEIDING AV SCENARIER.....	30
4.6. PROGNOSE FOR PERIODEN 2022 – 2042.....	31
5. PLANLAGTE NETTINVESTINGER	35
5.1. MULIG NETTFORSTERKNINGER I 22 KV NETTET MELLOM OMRÅDEKONSESJONÆRENE.....	35
6. REFERANSER	37
7. VEDLEGGSLISTE	38

Sammendrag

Midtre Vestland omfatter området mellom Sognefjorden og Hardangerfjorden (eksklusivt Fusa), i tillegg til Eidfjord og nordre del av Ullensvang.

Regional Kraftsystemutredning for Midtre Vestland utarbeides hvert annet år og er et samarbeid mellom BKK Nett og de øvrige nettselskapene i regionen. Arbeidet er pålagt av NVE, og skal sikre at strømmettet i regionen utvikles på en samfunnsmessig rasjonell måte. NVE holder for tiden på med en revisjon av hele kraftsystemordningen. Ordningen skal bli mer digital og oppdateres fortløpende. Dette er allerede delvis innført ved at listen over planlagte tiltak, som i tidligere utgaver har inngått i Kraftsystemutredningen, nå har utgått og blitt erstattet av en digital løsning på plannett.nve.no.

Kraftforbruket i denne regionen har sitt tyngdepunkt i Bergen og i omegnskommunene. I tillegg utgjør Kollsnes og Mongstad store forbrukspunkter med sin olje- og gassvirksomhet. Kraftforbruket i regionen har økt jevnt og trutt de siste 20 årene og er nå oppe i 2200 MW / 11 TWh/år.

Over 1/3 av kraftforbruket i regionen går til **kraftintensiv industri**, hvor petroleumsnæringen på Mongstad og Kollsnes er de største. Petroleumsnæringen har hatt en stor vekst i kraftforbruk de senere årene og dette skyldes hovedsakelig økning i elektrifisering offshore.

Resten av kraftforbruket definerer vi som **alminnelig forsyning**. Forbruksveksten innenfor alminnelig forsyning skyldes i all hovedsak befolkningsveksten som har vært i regionen.

Våre prognoser for fremtidig kraftforbruk tilsier at forbruksveksten vil fortsette, og den største økningen vil komme som følge av kraftintensiv industri. Elektrifisering, digitalisering og nedgang i CO₂-utslipp er de viktigste driverne. Elektrifisering innen alminnelig forsyning, altså innen transport, bygninger, landbruk og så videre, er allerede godt i gang. Denne elektrifiseringen krever lokale forsterkninger i nettet, men har ikke så stor betydning på overordnet regionalt nivå.

Det er forventet at trenden med **elektrifisering av offshore-sektoren** fortsetter, og det er allerede flere felt som har fått godkjent nettilknytning for elektrifisering; Troll B og C, Noaka/Krafla, i tillegg til de som er tilknyttet i dag allerede; Troll A, Martin Linge og Gjøa. Dette er et forbruk som i all hovedsak vil påvirke transmisjonsnettet, og i liten grad regionalnettet.

«**Det grønne skiftet**» og «**digitalisering**» fører til at nye former for kraftkrevende næringsvirksomhet dukker opp. Hydrogenproduksjonsanlegg, CO₂-fangst og lagring, batterifabrikker og datasentre er eksempler på kraftkrevende virksomheter som ønsker å etablere seg i vår region. «Grønn norsk kraft fra Vestlandet» og tilgang til havner synes å være en viktig grunn til at de ønsker å etablere seg nettopp her.

På grunn av store usikkerheter i hvor mye forbruk som kan komme, er det laget 3 ulike scenarier. De spenner mellom 500 og 3600 MW nytt forbruk innen 20 år. Det høyeste scenariet innebærer over en **dobling av dagens effektforbruk**. Konsekvensene for regionalnettet er ikke så store, da de største volumene nytt forbruk planlegges lokalisert i nærheten av Statnetts transformatorstasjoner.

Det er store vannkraftressurser i vår region. Årlig kraftproduksjon i vår region er ca 10-12 TWh, omtrent det samme som det årlige forbruket. Imidlertid er det store årlige variasjoner og variasjoner internt i regionen. Om vinteren er regionen et underskuddsområde og trenger import av kraft.

Det finnes **få planer om utbygging av ny kraftproduksjon**. Planene som er mulig å gjennomføre de nærmeste årene er bygging av nye småkraftverk. Det finnes også vindkraftplaner, men som følge av motstand av ulike grunner ligger disse prosjektene foreløpig på is.

Forbrukerfleksibilitet er en metode som blir mye foreslått som en løsning på kapasitetsutfordringer i nettet. I denne kraftsystemutredningen har vi prøvd å sammenfatte de største utfordringene med å bruke denne metoden som alternativ til videre nettutbygging. Først og fremst går dette på at metoden enda ikke er moden nok.

1. Utredningsprosessen

1.1. Om Kraftsystemutredningen

Utarbeiding av Kraftsystemutredninger for regionalnettet er hjemlet i *Energilovens Forskrift om energiutredninger* [1].

Målet for utredningsarbeidet er å bidra til en samfunnsmessig rasjonell utvikling av energisystemet. Utredningsarbeidet skal også bidra til å skape en felles forståelse i samfunnet for endringer i kraftsystemet. Kraftsystemutredningen vil være et grunnlagsdokument i NVEs arbeid ved behandling av meldinger og søknader om konsesjon for nye anlegg.

NVE har utnevnt BKK Nett som utredningsansvarlig for «Midtre Vestland». I samarbeid med andre nettselskap og anleggskonsesjonærer i regionen utarbeider vi hvert annet år en Kraftsystemutredning for dette området.

Kraftsystemutredningen lages i to utgaver:

- En **hovedrapport** som er tilgjengelig for alle.
- En **grunnlagsrapport** beregnet på NVE og andre fagmiljøer. Grunnlagsrapporten er unntatt offentlighet i henhold til *offentlighetsloven* § 13, og skal behandles i samsvar med *kraftberedskapsforskriften*, § 6-2 [2].

NVE holder for tiden på med en revisjon av hele kraftsystemordningen. Blant annet er det besluttet at kraftsystemutredningen skal bli mer digital og oppdateres mer fortløpende. Dette er allerede delvis innført ved at listen over planlagte tiltak, som i tidligere utgaver har inngått i Kraftsystemutredningen, nå har utgått og blitt erstattet av en digital løsning på plannett.nve.no.

1.2. Utredningsområdet

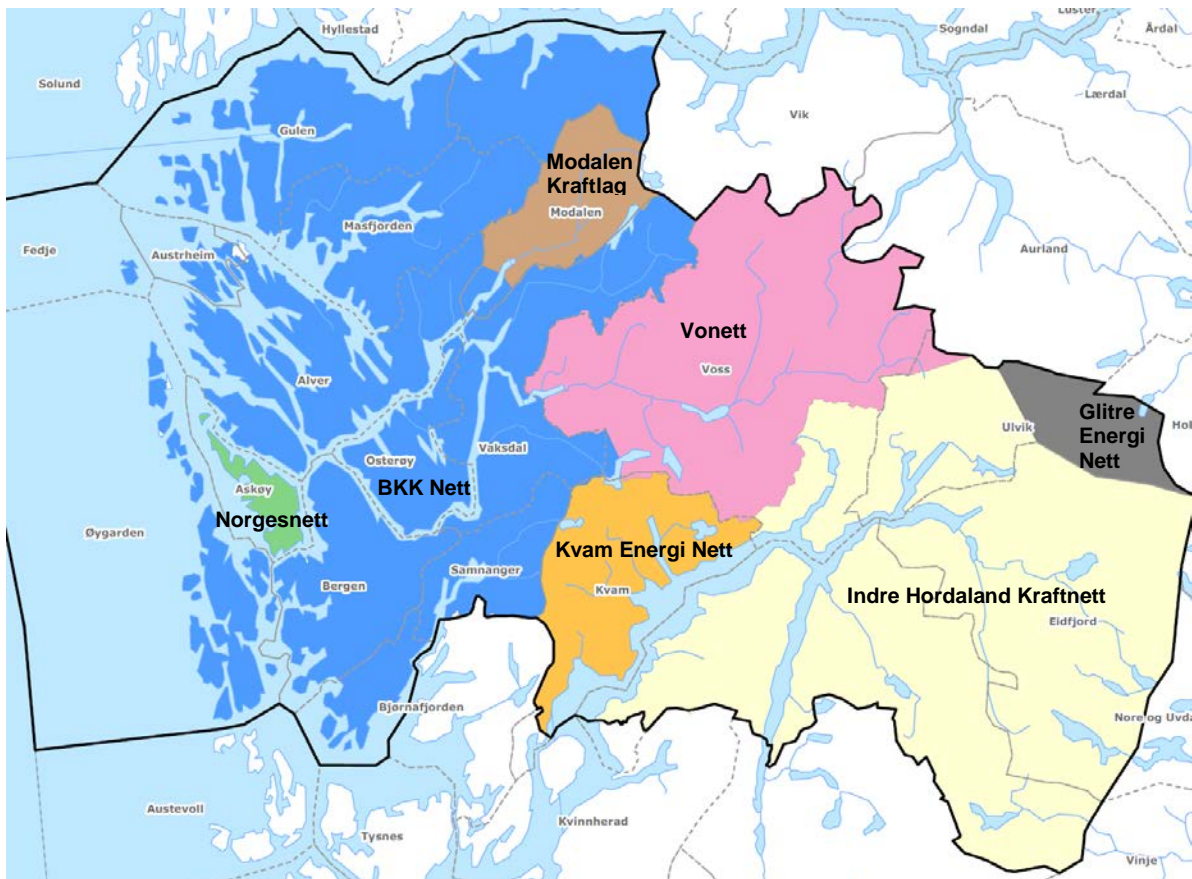
Utredningsområdet *Midtre Vestland* omfatter det fargelagte forsyningsområdet vist i Figur 1.1. Kommunene som inngår i utredningsområdet er: Gulen, Høyanger sør for Sognefjorden, Fedje, Austrheim, Masfjorden, Modalen, Alver, Askøy, Øygarden, Osterøy, Bergen, Bjørnafjorden nord for Bjørnafjorden, Samnanger, Kvam (unntatt den sørlige delen), Vaksdal, Voss, Ulvik, Eidfjord og Ullensvang (den nordlige delen).

Utredningsområdet omfatter 7 områdekonsesjonærer som også er vist på Figur 1.1. Disse er:

- BKK Nett
- Norgesnett
- Modalen Kraftlag
- Kvam Energi Nett
- Vonett AS
- Indre Hordaland Kraftnett
- Glitre Energi Nett

I tillegg har Equinor og Elkem Bjølvfossen områdekonsesjoner på sine egne industriområder.

BKK Nett eier det meste av regionalnettet i utredningsområdet. I tillegg har Vonett, Glitre Energi Nett, Indre Hordaland Kraftnett og Fagne AS noe regionalnett på 45/66 kV nivå.



Figur 1-1: Utredningsområdet og de ulike områdekonsesjonærene

1.3. Deltakere i utredningsarbeidet

Utredningsansvarlig (BKK Nett) har ansvaret for å utarbeide en regional kraftsystemutredning hvert annet år.

Forskrift om energiutredninger [1] stiller en rekke krav til utredningsprosessen:

Utredningsansvarlig skal i løpet av den toårige utredningsprosessen invitere til et *regionalt kraftsystemmøte*. Alle anleggs-, område- og fjernvarmekonsesjonærer innenfor utredningsområdet, Kraftforsyningens distriktssjef, større nettkunder, fylkeskommune, fylkesmann, systemansvarlig (Statnett), NVE, samt utredningsansvarlige i tilgrensende områder, skal inviteres.

Representanter til *Kraftsystemutvalget* skal velges på det regionale kraftsystemmøtet.

Kraftsystemutvalget skal bistå utredningsansvarlig ved utarbeidelse av kraftsystemutredningen. Kraftsystemutvalget skal ha minst to møter i løpet av den toårige utredningsprosessen. Kraftsystemutvalget skal i tillegg til BKK Nett og Statnett ha minst 3 representanter.

Kraftsystemutvalget i den inneværende toårige utredningsprosessen består av representanter fra selskapene i Tabell 1-1.

Tabell 1-1: Kraftsystemutvalget i Midtre Vestland

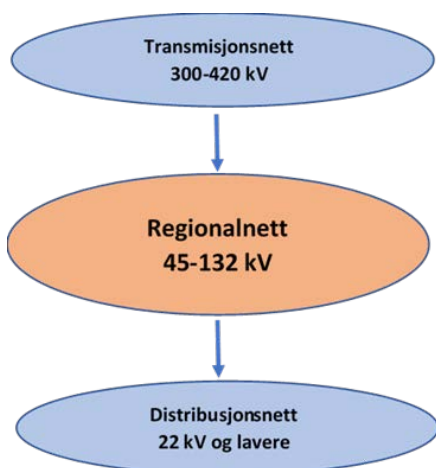
Selskap	Representerer
Eviny	Kraftprodusenter
Forum for Natur og Friluftsliv	Allmenne interesser
Norgesnett	Områdekonsesjonærer
Kvam Energi Nett	Områdekonsesjonærer
Vonett	Områdekonsesjonærer/regionalnettseiere
Indre Hordaland Kraftnett	Områdekonsesjonærer/regionalnettseiere
Equinor	Industri/næringsvirksomhet
Gassco	Industri/næringsvirksomhet
Statnett	Systemansvarlig og eier av transmisjonsnettet
BKK Nett	Utredningsansvarlig/områdekonsesjonær/regionalnettseier

1.4. Nettnivåer og definisjoner

Det norske overføringsnettet er inndelt i 3 nettnivåer. Disse er vist på Figur 1.2. Nettet med de høyeste spenningsnivåene heter i dag **Transmisjonsnettet** (dette het tidligere Sentralnettet). Med dagens regelverk er det kun **Statnett** som kan eie anlegg i transmisjonsnettet.

Regionalnettet omfatter i vårt utredningsområde nett med spenningsnivå 45-132 kV. Det er ulike regionale netteiere som eier disse anleggsdelene, hvorav BKK Nett er den største. Hovedfokus for denne kraftsystemutredningen er nettopp regionalnettet.

Distribusjonsnettet omfatter nett på spenningsnivå 22 og lavere. Distribusjonsnettet er igjen inndelt i **høyspent distribusjonsnett** (11-22 kV) og **lavspennetnettet** (230-400 V). Det er de lokale netteierne, eller områdekonsesjonærene, som eier distribusjonsnettet. Disse er vist i Figur 1-2.



Figur 1-2: Oversikt over de ulike nettnivåene i kraftsystemet

2. Forutsetninger i utredningsarbeidet

2.1. Tekniske forutsetninger

2.1.1. Dimensjonerende driftssituasjon

Belastningen i kraftnettet varierer gjennom døgnet og gjennom året. Høyt forbruk kan føre til høy belastning i nettet, men det samme gjør stor kraftproduksjon. En tredje faktor som har betydning for belastningen, er lufttemperaturen. Alle komponentene i kraftnettet tåler mindre strøm når det er varmt enn når det er kaldt vær med god kjøling.

Når vi gjør utredninger av nettet må vi velge ut de driftssituasjonene som gir høyest belastning av nettet og dimensjonere nettet deretter. Dette kaller vi «dimensjonerende driftssituasjon». Da vi har flere faktorer som påvirker belastningen vil det i ulike deler av nettet være ulike «dimensjonerende driftssituasjoner», avhengig av hvilke faktorer som har mest betydning. Totalt sett har vi fire ulike «dimensjonerende driftssituasjoner» som kan være aktuelle, oppsummert i Tabell 2-1. Poenget er å velge den dimensjonerende driftssituasjonen som er relevant for den problemstillingen som skal analyseres.

Tabell 2-1: Dimensjonerende driftssituasjoner og tilhørende forutsetninger

Dim. driftssituasjon	Luft. temp. ¹	Alm. forsyning	Industri	Vannkraft m/ magasin	Elvekraft /småkraft	Vindkraft
Maks.last	0° C	100%	100%	Normal vinterprod.	0	0
Vår/høst høy last	10° C	67%	100%	Normal prod. vår/høst	0	0
Sommer høy last	20° C	33%	100%	Normal sommerprod.	0	0
Maks. produksjon	20° C	33%	Lav ²	100%	100%	100%

I nett som hovedsakelig forsyner alminnelig forsyning er det maksimallasten en kald vinterdag som er dimensjonerende. Dette er den klassiske «dimensjonerende driftssituasjonen» som de fleste nettselskap opererer med. Men i nett som hovedsakelig forsyner industriforbruk er det maksimallasten vår/høst eller sommer som er dimensjonerende. Dette fordi overføringsevnen i nettet er lavere grunnet dårligere kjøling samtidig som forbruket fremdeles er høyt. I nett som hovedsakelig belastes med kraftproduksjon er dimensjonerende driftssituasjon en typisk vårflomsituasjon med mye snøsmelting: høy kraftproduksjon, høy lufttemperatur og lavt forbruk.

2.1.2. N-1 kriteriet

«N-1 kriteriet» betyr at overføringsnettet dimensjoneres slik at nettet skal tåle utkobling av en vilkårlig komponent uten at strøm- og spenningsgrenser overskrides, eller at kunder må kobles ut.

«N-1 kriteriet» er et godt planleggingsverktøy, enkelt å bruke og lett å kommunisere. Men hvorvidt nettet skal forsterkes eller ikke, avhenger av om det er samfunnsmessig rasjonelt. Generelt sett er det samfunnsmessig rasjonelt med N-1 på høyere spenningsnivåer, i nett som forsyner mye forbruk og der hvor utetiden ved feil kan bli langvarig. Ved forsyning av nett med lite forbruk eller der hvor feilen kan repareres innen rimelig tid (typisk luftledninger i terreng med lett adkomst), kan det være samfunnsmessig mer rasjonelt å basere seg på at kundene er utkoblet mens feilen repareres, framfor å bygge en ledning nr 2. *Sannsynligheten* for å havne utenfor N-1 er også et viktig moment. Det kan være samfunnsmessig rasjonelt å akseptere at vi er utenfor N-1 hvis det kun gjelder få timer i året.

¹ Overføringsevnen for luftledninger, kabler og transformatorer bestemmes av blant annet lufttemperatur

² Vurderes fra sak til sak

Generelle hovedregler i nettplanleggingen:

- Regionalnettet bør dimensjoneres for N-1 kriteriet med momentan reserve. Unntaket er nett som forsyner lite forbruk (her tillates N-1 etter omkoblinger i nettet).
- Transformerings mellom regional- og distribusjonsnettet driftes alltid radielt i vårt utredningsområde og vi har derfor ikke momentan reserve ved transformatorfeil. N-1 kriteriet etter omkobling bør være oppfylt. Vi tar hensyn til omkoblingsmuligheter i distribusjonsnettet.
- Vi dimensjonerer ikke nett til kraftprodusenter for N-1.

2.1.3. Tekniske standarder

Merkespenninger på materiell i utredningsområdet er i dag 52, 72, 145, 300 og 420 kV. Det er et mål å redusere nettap, blant annet ved at spenning forsøkes holdt opp mot merkespenning på utstyret.

Anlegg med 52 kV merkespenning er under avvikling. Mange av anleggene vil utgå eller erstattes av nye anlegg på andre spenningsnivå. På lengre sikt vil anlegg med 72 kV og 300 kV merkespenning erstattes av anlegg med henholdsvis 145 kV og 420 kV merkespenning. Dette er også omtalt som en langsiktig strategi i Statnetts nettutviklingsplan [5].

Alle nye anlegg i regionalnettet bør derfor bygges med merkespenning 145 kV. Transformatorer tilknyttet 66 kV nettet bør bestilles omkoblebare til 132 kV.

For utforming av stasjonsanlegg henvises til *Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet (NVF)* [6].

2.1.4. Tekniske levetider

Forventede tekniske levetider i Tabell 2-2 brukes når vi skal estimere forventet framtidig fornyingstidspunkt for anleggsmassen. Slike generelle tekniske levetider egner seg best når vi skal vurdere et stort volum anlegg. Det er store individuelle forskjeller i aldringsrate og tilstand, og det er de enkelte anleggs tilstand og viktighet for kraftforsyningen som i praksis bestemmer på hvilket tidspunkt de blir fornyet.

Tabell 2-2: Generelle tekniske levetider for regionalnettsanlegg

Type komponent	Forventet teknisk levetid (år)
Luftledning, tremaster	60
Luftledning, stålmaster	80
Luftledning, betongmaster	80
Kabel, PEX uten kappe	50
Kabel, PEX med kappe	60
Kabel, olje/papir	60
Transformator	60

2.1.5. Strategi for harmonisering av spenning i distribusjonsnettene

Driftsspenningen i distribusjonsnettene er i dag i all hovedsak 22 kV, med unntak av det meste av Bergen kommune hvor driftsspenningen er 11 kV. I tillegg er det et 7,5 kV nett i Os sentrum, et 11 kV nett i Voss sentrum, et 11 kV nett på Oksenhalvøya i Voss herad, et 5 kV nett i Ålvik og noen mindre 6,6 og 7,5 kV områder lokalt i Øygarden, Os og Vaksdal.

Områdekonsesjonærene har en langsiktig strategi å erstatte de nevnte 5, 7,5 og 11 kV nettene med et framtidig 22 kV nett. De nevnte områdekonsesjonærene bygger nå alt nytt nett med 24 kV materiell. Men det er en langsiktig prosess å erstatte alt eksisterende nett med et 24 kV nett.

I første omgang er det «øyene» med 5 kV nett i Ålvik, 11 kV nettet i Voss sentrum og på Oksenhalvøya og 7,5 kV nettet i Os som blir bygd om til 22 kV. Dette vil trolig skje i løpet av utredningsperioden.

11 kV nettet i Bergen er svært omfattende og det er kanskje ikke realistisk å avvikle 11 kV nettet i Bergen sentrum før om 50-100 år. Men BKK Nett planlegger en gradvis overgang i de ytre randsonene av 11 kV nettet mot dagens 22 kV nett. Denne strategien har betydning for hvordan vi planlegger transformeringen mellom regional- og distribusjonsnettet. Rent konkret betyr det at nye 132/11 kV transformatorer i disse områdene bestilles omkoblebare mellom 11 og 22 kV, alternativt at det bestilles trevikingstransformatorer 132/22/11 kV.

2.1.6. Metodikk for temperaturkorrigering av målt forbruk

Forbruk av elektrisitet er svært temperaturavhengig. Kaldt klima gir høyere forbruk enn mildt klima. Når vi skal sammenligne forbruksutviklingen år for år er det hensiktsmessig å temperaturkorrigere forbruket mot en felles temperaturreferanse, slik at forbrukssvingninger som følge av tilfeldige temperaturvariasjoner jevnes ut.

Det er «alminnelig forsyning» som temperaturkorrigeres. «Alminnelig forsyning» omfatter alt forbruk med unntak av storindustri som er direkte tilkoblet regional- og transmisjonsnettet. Denne industrilasten temperaturkorrigeres ikke.

Målt **maksimallast** i alminnelig forsyning blir temperaturkorrigert mot såkalt *ekstrem tunglast*, det vil si at forbruket korrigeres til hva den ville vært dersom det hadde inntruffet en kuldeperiode som statistisk sett inntreffer hvert 10. år. Vi tar altså utgangspunkt i målt tredøgnsmiddeltemperatur to døgn forut og døgnet under maksimallasttidspunktet, og denne temperaturen sammenlignes så med laveste tredøgnsmiddel med ti års returtid for den samme målestasjonen. Vi antar at forbruket øker 1,5% per grad reduksjon i temperatur. Reelle målinger har vist at dette er en grei tilnærming.

Årlig **energiforbruk** for alminnelig forsyning blir også temperaturkorrigert. Temperaturkorrigering av energibruk vil si at en justerer energibruken til hva den ville vært ved normaltemperatur. I kaldere perioder vil målt energibruk være høyere enn temperaturkorrigert forbruk, fordi vi brukte mer enn vi ville gjort om det var normaltemperatur. På denne måten kan energiforbruk bedre sammenlignes år for år. I temperaturkorrigeringen er følgende formel benyttet:

$$E_{korr} = E_{m\ddot{a}lt} \left[(1 - k) + k \left(\frac{Normalgradd\ddot{o}gn}{Gradd\ddot{o}gn\ \ddot{a}r\ddot{l}ig} \right) \right]$$

Faktoren som temperaturen korrigeres etter, k , er satt lik 0,3. Dette betyr at 30% av alt forbruk i alminnelig forsyning blir temperaturkorrigert. Begrepet graddøgn har sammenheng med den målte døgnsmiddeltemperaturen på en aktuell målestasjon. Et graddøgn er definert som det antall grader under 17 °C døgnsmiddeltemperaturen er. Eksempelvis gir en temperatur på 10 °C, 7 graddøgn ($17 - 10 = 7$). En temperatur på 17 °C eller høyere gir 0 graddøgn. Normalgraddøgn er årlig gjennomsnittet av antall graddøgn i tidsrommet 1991 – 2020.

I denne kraftsystemutredningen er temperaturmålinger i målestasjon Bergen Florida brukt til temperaturkorrigeringen.

2.2. Økonomiske forutsetninger

2.2.1. Metodikk for samfunnsøkonomiske beregninger

I nettpanlegging og ved sammenligning av ulike tiltak skal det benyttes *samfunnsøkonomi* for å oppnå målsettingen om en *samfunnsøkonomisk rasjonell utbygging* av kraftsystemet.

I utgangspunktet skal kun samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak iverksettes, men dette kan fravikes i tilfeller hvor tiltak er påkrevd for å tilfredsstille fastsatte minimumskrav til miljø, personsikkerhet, forsyningsikkerhet, spenningskvalitet og tilknytningsplikt. I slike tilfeller velger man tiltaket med lavest samfunnsøkonomisk kostnad.

I denne kraftsystemutredningen benyttes en forenklet samfunnsøkonomisk beregning. Det vil si at følgende kostnadselementer tallfestes:

- Investeringskostnader
- Drifts- og vedlikeholdskostnader
- Kostnader til elektriske tap
- Avbruddskostnader

Nåverdimetoden brukes for å sammenligne de samfunnsøkonomiske kostnadene mellom ulike alternativer. I denne rapporten er **år null lik investeringstidspunktet for det aktuelle tiltaket**. Øvrige kostnader og forutsetninger er vist i Tabell 2-3.

Tabell 2-3: Økonomiske forutsetninger i denne Kraftsystemutredningen

Analyseperiode	40 år
Økonomisk levetid	40 år
Kalkulasjonsrente (realrente)	4% i henhold til anbefalinger fra Finansdepartementet [7]
Investeringskostnader	Budsjettkostnader (for tiltak i nær framtid) og erfaringstall (for tiltak på lengre sikt).
Drift- og vedlikeholdskostnader	Erfaringstall
Kostnad for elektriske tap	60 øre/kWh [8] *)
Spesifikke avbruddskostnader	NVEs KILE-satser [8]
Forventet feilfrekvens	Gjennomsnittlig feilrate for tilsvarende komponenttype fra landsstatistikk fra de siste 10 årene [9] [10]

*) *Tapsprisen er basert på prognosert fremtidig kraftpris for Sørnorge oppgitt i NVEs «Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040», utgitt i oktober 2021. I ettertid har vi observert en kraftig økning i kraftpris. Å bruke 60 øre/kWh virker derfor som litt lavt, men samtidig er det vanskelig å forutsi hvordan utviklingen blir de neste 20 årene. Vi har derfor valgt å bruke 60 øre/kWh inntil videre.*

2.2.2. Forskjell på teknisk og økonomisk levetid

Kapittel 2.1.5 viser forventede *tekniske levetider* på hovedkomponenter i kraftsystemet. Tekniske levetider må ikke forveksles med *økonomisk levetid* som vi bruker i samfunnsøkonomiske beregninger. *Teknisk levetid* angir hvor lenge komponenten forventes å holde før den havarerer. *Økonomisk levetid* er et anslag på hvor lenge komponenten faktisk gjør nytte for seg i systemet. Verden endrer seg i løpet av 40 år, og vi har mange eksempler på at komponenter tas ut av drift før de oppnår sin tekniske levetid, eksempelvis at de ikke tilfredsstiller nye behov for ytelse og spenningsnivå. For å ta høyde for at framtiden endrer seg på måter vi ikke kan forutse i dag, er det vanlig å sette økonomisk levetid lavere enn tekniske levetid. I vår kraftsystemutredning settes økonomisk levetid lik analyseperioden på 40 år. Det betyr at nye anlegg som investeres i år null, ikke får noen restverdi på slutten av analyseperioden.

2.2.3. Verdisetting av natur og miljø

Vi har ikke god nok metodikk for å sette en samfunnsøkonomisk verdi på hvordan tiltakene påvirker natur og miljø og av denne grunn inngår ikke natur og miljø i den samfunnsøkonomiske beregningen. Det finnes metoder for å tallfeste hva inngrepene koster, men dette er fremdeles umodent i bransjen, og det finnes ikke en felles metodikk, det er derfor ikke tatt i bruk i denne KSU-en. Gjennom en digital innrapportering av tiltakene i nettet er det heller ikke mulighet for å gjøre en manuell vurdering av

deres påvirkning på natur og miljø, og er dermed ikke tatt med i denne KSU-en. Dette blir ivaretatt gjennom konsesjonsbehandlingen og MTA-planer for de aktuelle tiltakene i nettet.

2.3. Bærekraft som forutsetning

Det er ikke bare samfunnet generelt som har satt seg høye ambisjoner innen klimagassutslipp og bærekraftsmål. Stadig flere nettselskap har begynt arbeidet med å bli mer bærekraftige i utvikling og drifting av nettet. Dette er et arbeid som er i startgropen, men som vi vil se skyter fart ilt de neste årene.

2.3.1. Bransjens eget initiativ

Et eksempel på bransjens eget arbeid innen bærekraft er Strategisk Nettforum, hvor de 13 største regionale nettselskapene har gått sammen for å samarbeide på tvers om å bli bedre på utvalgte områder. I 2022 er det valgt å jobbe med bærekraft. I dette samarbeidet er det flere punkter som blir løftet fram som kan beskrives som bærekraftstrender i nettbransjen, og de kan oppsummeres som å få ned egne utslipp og minimere arealbruken.

2.3.2. FNAs bærekraftsmål

Bransjens eget initiativ kommer som følge av at bærekraft har vært en samfunnstrend lenge. Her har FNAs bærekraftsmål hatt en sentral rolle. Av de 17 målene som er beskrevet er det i hovedsak fire som omfatter nettbransjen spesielt:

Mål 7: Ren energi for alle

Ved å bygge og oppgradere nett sørger vi for at alle som har behov får tilgang til ren elektrisk energi. Dette blir overholdt gjennom kravene til nettselskapene om tilknytningsplikt og leveringsplikt for kunder. I tillegg må nettselskapene ta høyde for fremtidig utvikling av forbruk og produksjon når nettet planlegges.

Mål 9: Industri, innovasjon og infrastruktur

Dette er kjernevirksomheten i hva nettselskapene arbeider med; bygge og drifte infrastrukturen til strømforsyningen i våre konsesjonsområder.

Mål 12: Ansvarlig forbruk og produksjon

Samtidig som vi har plikt til å knytte til og levere elektrisitet til kunder, skal det også tas en vurdering av kundens behov slik at vi ikke bygger mer nett enn nødvendig.

Mål 13: Stoppe klimaendringene

Det er ikke opp til nettselskapene å hindre eller promotere frem enkeltkunder, og vi skal være en uavhengig part i prosessen for å knytte til kunder. Vi kan derimot si at vi er en tilrettelegger for det grønne skiftet dersom kundene ønsker elektrifisering som alternativ til fossile energikilder.

Det nettselskapet selv kan gjøre for å stoppe klimaendringene er å velge løsninger som har lavest innvirkning på miljøet der det lar seg gjøre. Et eksempel på dette kan være å velge koblingsanlegg som ikke inneholder klimaskadelige gasser som SF₆-gass. Gjennom stadig utvikling og nye teknologiske framskritt blir det mer tilgjengelig og lettere å ta i bruk teknologi som er bedre for miljøet.

I tillegg til det arbeidet som nettselskapene gjør, har NVE ansvar gjennom konsesjonsprosessen for å veie det å ivareta kunders behov og behov for nett opp mot miljøpåvirkningene dette har. Det er en balansegang som er vanskelig å få til og som er i stadig endring. Det er derfor viktig at nettselskapene tenker langsiktig når vi planlegger nettet, og slik er den Regionale Kratsystemutredningen et godt verktøy, både for nettselskapene, men også for samfunnet generelt til å få et grunnlag og en forståelse for behov og utvikling i områdene.

2.3.3. EUs taksonomi

En annen forutsetning for bygging av nett som omhandler bærekraft er EUs taksonomi for grønne bedrifter som legger føringer for hvor «grønn» en bedrift kan kategoriseres som. Taksonomien avgjør om selskaper kvalifiseres til såkalte grønne lån som vil ha bedre betingelser enn vanlige lån. Denne vil også omfatte nettselskap etter hvert, og man vil bli mål opp mot følgende målsettinger:

1. Bekjempe klimaendringer
2. Klimatilpasning
3. Bærekraftig bruk og beskyttelse av vann- og havressurser
4. Omstilling til en sirkulærøkonomi
5. Forebygging og bekjempelse av forurensing
6. Beskyttelse og gjenopprettelse av biologisk mangfold og økosystemer

Nettselskaper bidrar direkte inn mot punkt en, men må også sørge for å ikke bidra i stor negativ grad mot de andre målene.

2.3.4. Arealbruk og landskapstilpasning

Ved planlegging av det fremtidige nettet ønsker nettselskapene å opptre på en miljømessig forsvarlig måte. Man søker å unngå nye traséer, men heller gjenbruke eksisterende traséer der hvor det er mulig. Restrukturering av nett, spenningsharmonisering og sanering av nett som ikke er i bruk, er tiltak som tradisjonelt har blitt brukt for å redusere den totale miljøbelastningen.

Dersom det skal etableres nye traséer, forsøker man å unngå konfliktområder. Det man ikke har hatt like stort fokus enda er hvilke naturtyper som blir berørt i de traseer som blir valgt, unntaket her er myrlandskap. Dette vil ha en betydning for totalbelastningen på miljø og klima.

Vekting av ulike traséalternativer betyr å veie ulike interesser opp mot hverandre. Slike forhold blir normalt ikke behandlet i kraftsystemutredningen. Disse spørsmålene tas opp i forbindelse med konsesjonsbehandlingsprosessen som da er neste skritt på veien mot realisering av eventuelle tiltak. Avbøtende tiltak for kraftledninger (farging av liner og master, endret mastedesign, osv.) er også forhold som blir vurdert i konsesjonsbehandlingsprosessen.

2.3.5. Klimarisiko - Tilpasning til fremtidige klimaendringer

Når man bygger nett bygger man for minimum 50 år fram i tid. Det må derfor gjøres en vurdering av forholdene på de områdene hvor det skal bygges ut. I senere tid har man sett at klimaendringene har gitt «mer vær» og behovet for en klimarisikovurdering er nødvendig. I denne KSU-en er det gjort en grov vurdering av den klimarisikoen nettselskap på vestlandet står ovenfor.

De forventede klimaendringene på vestlandet er økt konsentrasjon av nedbør, høyere lufttemperatur, høyere havnivå, økt hyppighet av stormer, og økt flom- og jordskredfare i utsatte områder. Videre forventes økt hyppighet av lyn og mer ising på luftledningene

2.3.6. Kabel kontra luftledning

Kabling blir ofte trukket frem som et ønskelig miljøtiltak, men det er ikke nødvendigvis den beste løsningen fra et biologisk perspektiv. I tillegg er det et svært kostbart tiltak, spesielt på høyere spenningsnivå.

Generelt har ikke nettselskapene anledning til å søke konsesjon for kabel hvis det er samfunnsøkonomisk mer lønnsomt med luftledning. I henhold til gjeldende regelverk er det opp til myndighetene (NVE og OED) i konsesjonsbehandlingsprosessen eventuelt å pålegge utredning av kabel dersom de vurderer at det er samfunnsmessig riktig bruk av ressurser i det aktuelle tilfellet.

Nettselskaper kan heller ikke kable eksisterende luftledninger uten først å søke NVE om konsesjon. Det er NVE som avgjør om det er samfunnsøkonomisk riktig bruk av ressurser å kable eksisterende luftledninger.

3. Dagens kraftsystem

3.1. Generell oversikt

Utredningsområdet består av fjell, fjorder og øyer, samt urbane områder i Bergen og i omegnskommunene. Topografien gjør det utfordrende å bygge ut et kraftnett, og det krever eksempelvis bruk av sjøkabler, fjordspenn og bruk av solide stålmaster på fjellovergangene.

Forbrukstygndepunktet er i Bergen og omegnskommunene. I tillegg er det et betydelig forbrukspunkt på Kollsnes i forbindelse med gassbehandlingsanlegget og offshoreforsyningen til Troll A og Martin Linge plattformene. Et tilsvarende, men noe mindre forbrukspunkt er på Mongstad i forbindelse med oljeraffineriet og offshoreforsyningen til Gjøa-plattformen. Forbruket i utredningsområdet er altså konsentrert om Bergen og langs kysten.

Det er store mengder vannkraftproduksjon i kommunene som ligger nord og øst i utredningsområdet. Kraftproduksjonen er lokalisert i de områdene hvor forbruket er lavt. Det er altså behov for kraftledninger for å føre kraften fra produksjonsområdene til forbruksområdene.

Regionalnettet består hovedsakelig av et 132 kV nett, samt et 50 kV nett i Vaksdal, Voss og i Hardanger. I tillegg er det litt gjenværende 45 kV nett i Bergen.

3.2. Statistikk over kraftproduksjon og forbruk

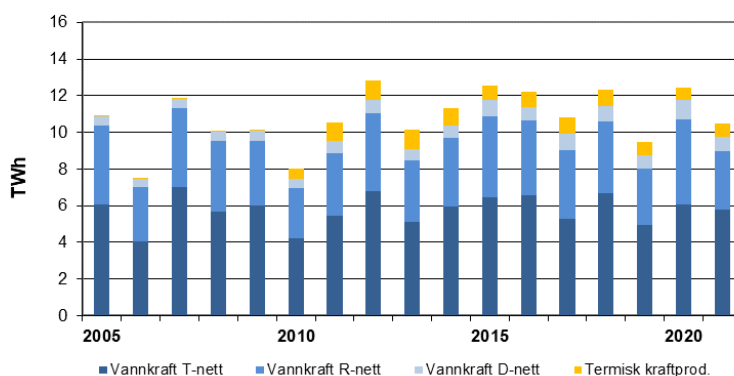
3.2.1. Kraftproduksjon

Utredningsområdet har 5 kraftstasjoner tilknyttet transmisjonsnettet, 18 kraftstasjoner tilknyttet regionalnettet og ca. 120 småkraftverk tilknyttet distribusjonsnettet.

Årlig kraftproduksjon de siste 17 årene er vist i Figur 3-1. Figuren viser at vannkraftproduksjonen har store variasjoner fra år til år som følge av naturlige nedbørsvariasjoner. Figuren viser også at årlig kraftproduksjon viser en økende trend, noe som skyldes at flere kraftverk har kommet på drift i perioden.

Den termiske kraftproduksjonen kommer i all hovedsak fra Energiverk Mongstad. Equinor har planlagt å legge ned dette kraftverket, men dato for nedleggelse er ikke fastsatt.

Det er ingen vindkraftverk i utredningsområdet.



Figur 3-1: Årlig kraftproduksjon i Midtre Vestland (kilde: BKK Nett)

Ny kraftproduksjon gjennom elsertifikatordningen

Elsertifikatordningen er en norsk/svensk-støtteordning som ble innført for å bidra til økt fornybar kraftproduksjon. Ordningen ble startet opp i 2012 og i Norge må nye kraftverk på drift innen utgangen av år 2021 for å kunne motta støtte gjennom denne ordningen.

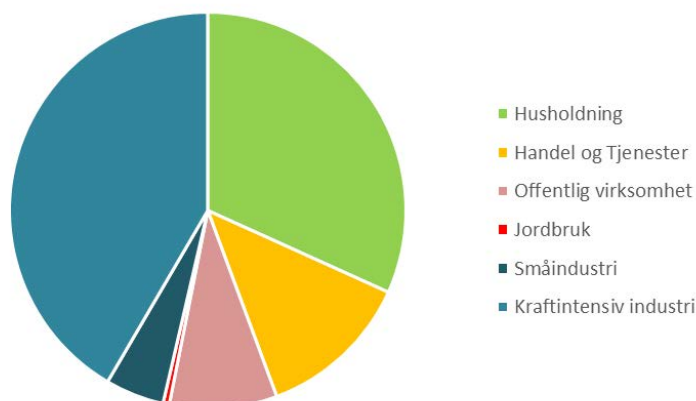
Hvor mye ny kraftproduksjon har så kommet på drift som følge av elsertifikatordningen? I vårt utredningsområde har det kommet på drift ca. **360 MW (ca. 1 TWh)** ny vannkraftproduksjon i perioden

2012-2021. Hvor mye av dette som er en direkte følge av elsertifikater, og hvor mye som hadde blitt bygd uansett, kjenner ikke vi til.

3.2.2. Kraftforbruk

Kundesammensetning

Figur 3.2 viser hvordan kraftforbruket i utredningsområdet fordeler seg på ulike kunde grupper (basert på målt forbruk i 2021). Nesten halvparten av forbruket går til industriformål. Resten fordeler seg på husholdning, handel & tjenester og offentlig virksomhet.



Figur 3-2: Kundesammensetning i Midtre Vestland (kilde: BKK Nett)

Kundegruppen «kraftintensiv industri» består av store næringskunder direkte tilknyttet regional- og og transmisjonsnett. Disse er for tiden: *Elkem Bjølvefossen, Stureterminalen, Mongstad raffineri, Kollsnes gassbehandlingsanlegg og offshoreforsyning til Troll A, Martin Linge og Gjøa.*

I resten av denne Kraftsystemutredningen, i figurer og statistikker, deler vi kraftforbruket inn i følgende to hovedgrupper:

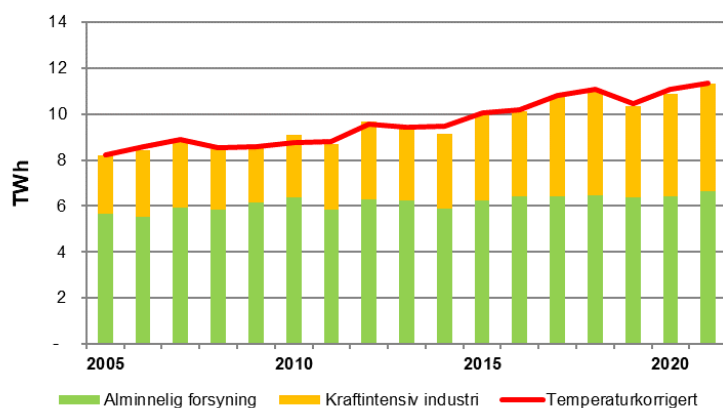
- Kraftintensiv industri
- Alminnelig forsyning (som består av resten av forbruket)

Årlig kraftforbruk

Figur 3-3 viser årlig kraftforbruk i utredningsområdet de siste 17 årene. Figuren viser at kraftforbruket har økt betydelig. Veksten har skjedd innenfor både kraftintensiv industri og alminnelig forsyning.

Antall innbyggere i utredningsområdet har i samme periode økt med ca. 1,1 % per år [15]. Befolkningsveksten forklarer i all hovedsak økningen i kraftforbruk til alminnelig forsyning.

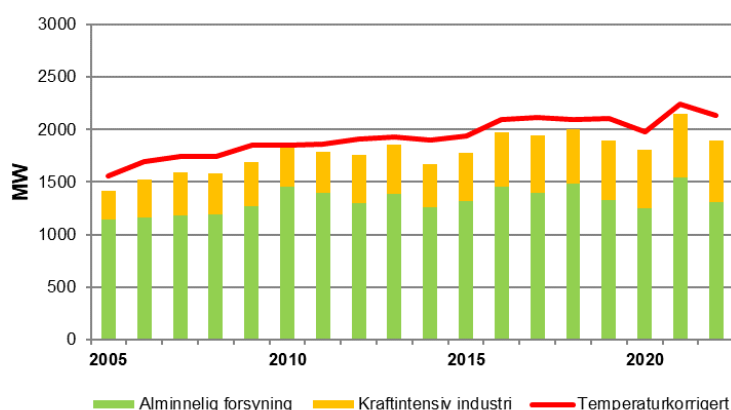
Figur 3-3 viser også temperaturkorrigert forbruk. «Temperaturkorrigerings» vil si at forbruket beregnes til hva den ville ha vært, dersom temperaturene gjennom året hadde vært på et normalnivå. Metoden er beskrevet i kapittel 2.1.7.



Figur 3-3: Målt og temperaturkorrigert kraftforbruk i Midtre Vestland (kilde: BKK Nett)

Maksimallast

Figur 3-4 viser årlig maksimallast i utredningsområdet, målt og temperaturkorrigert. Temperaturkorrigeringen er utført i henhold til metoden beskrevet i kapittel 2.1.7. Maksimallasten har hatt en noenlunde jevn vekst de siste 17 årene, på tross av årlige variasjoner som i hovedsak skyldes tilfeldige variasjoner i temperatur.



Figur 3-4: Målt og temperaturkorrigert maksimallast i Midtre Vestland (kilde: BKK Nett)

Utvikling i elektrisitetsforbruk per innbygger

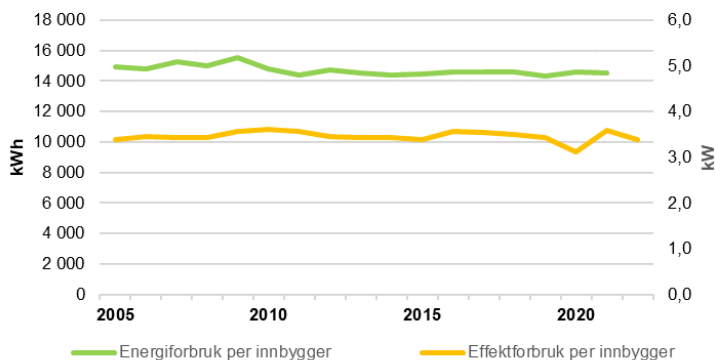
Som vist ovenfor, har alminnelig forsyning økt de siste 17 årene samtidig som innbyggertallet har økt i samme periode. Det er derfor interessant å måle utviklingen i elektrisitetsforbruk per innbygger.

Figur 3-5 viser utviklingen i temperaturkorrigert alminnelig forsyning per innbygger de siste 17 årene.

Figuren viser at **maksimallasten per innbygger** har holdt seg noenlunde konstant de siste 17 årene. Det har vært noen historiske variasjoner gjennom perioden, særlig de siste årene, men det er vanskelig å påpeke noen tydelig trend.

Videre ser vi at **kraftforbruket per innbygger** har falt og stabilisert seg på et lavere nivå de siste 10 årene. Dette kan tyde på at kundene har gjennomført ulike energieffektiviserings tiltak.

Det er interessant å observere at både maksimallast og elektrisitetsforbruk per innbygger har holdt seg noenlunde konstant de siste 10 årene. Dette til tross for store endringer som har skjedd i form av utfasing av oljekjeler og overgang til elektrisitet, elektrifisering av transportsektoren, samt bygging av mer energieffektive bygg. Vi tolker resultatene slik at de nevnte endringene påvirker en svært liten del av det totale forbruket, og/eller at disse endringene delvis virker i motsatt retning og oppveier hverandre.



Figur 3-5: Utvikling i temperaturkorrigert alminnelig forsyning per innbygger (kilde: BKK Nett. Kilde for befolkningsutvikling: SSB [15])

Fleksibelt forbruk (uprioritert forbruk)

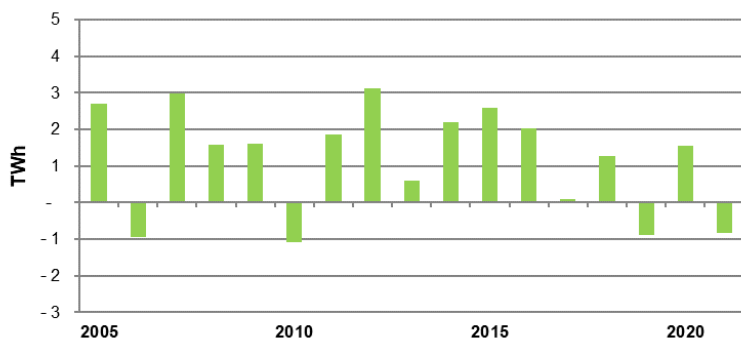
Noen kunder har inngått avtale med nettselskapet om lavere nettleie mot at de kan kobles ut når forhold i nettet tilsier det. (Tidligere ble dette kalt uprioritert forbruk, utkoblbart forbruk eller kjelkraft.) Slike kunder har vanligvis en alternativ energikilde. Tradisjonelt har fleksible kunder hatt en kombinert olje- og elektrisk kjel som har vært benyttet til oppvarming av vann. I takt med myndighetenes pålegg om utfasing av oljekjeler har antall fleksible kunder falt betydelig.

I dag utgjør kunder med avtale om fleksibelt forbruk under 1% av det totale forbruket. Vi ser ingen indikasjoner på at denne andelen vil øke. Tvert imot oppfatter vi at myndighetene ønsker at dette produktet fases ut og erstattes av nye markedsbaserte løsninger. Man ser derimot en stadig økt interesse for bruk av forbrukerfleksibilitet gjennom markedsløsninger. Bruken av forbrukerfleksibilitet blir videre kommentert i kapittel 4.4.

3.2.3. Kraftbalanse

Figur 3.6 viser årlig kraftbalanse i utredningsområdet de siste 17 årene. Det er store årlige svingninger som følge av naturlige nedbørsvariasjoner, men utredningsområdet har totalt sett hatt et kraftoverskudd de fleste årene. Men trenden går tydelig mot økende sannsynlighet for kraftunderskudd. Dette fordi det har vært en stor forbruksvekst i utredningsområdet som ikke har blitt fulgt opp av en tilsvarende økning i kraftproduksjon.

Selv om denne figuren viser at utredningsområdet under ett normalt sett er i kraftbalanse gjennom et år, er det store sesongmessige svingninger (underskudd om vinteren, overskudd om sommeren), samt store geografiske variasjoner innad i regionen (underskudd i Bergen og langs kysten, overskudd i nord og øst).

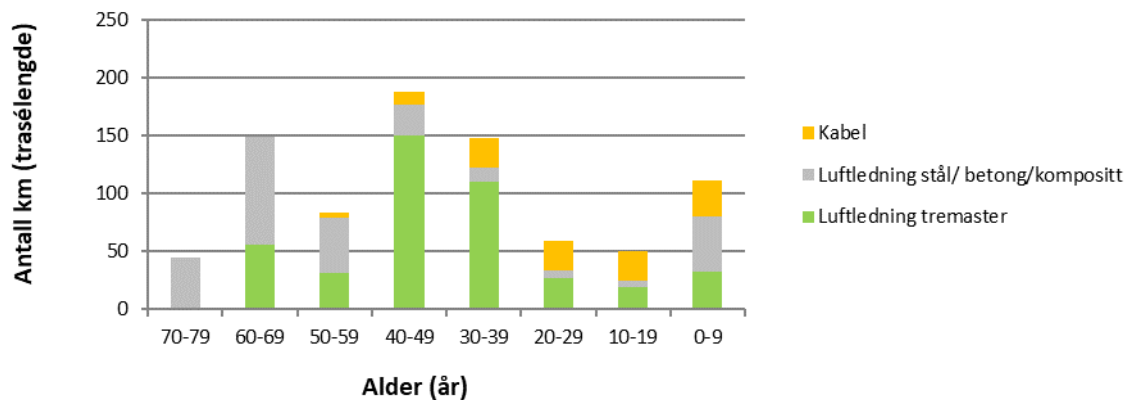


Figur 3-6: Utvikling i årlig kraftbalanse i Midtre Vestland. Positive verdier betyr kraftoverskudd, negative verdier kraftunderskudd. (kilde: BKK Nett)

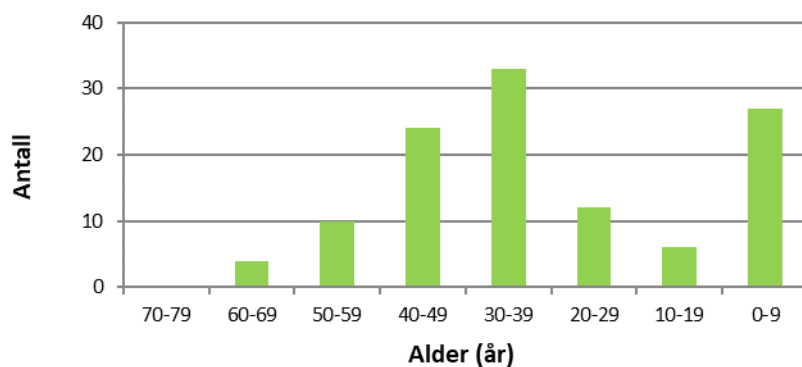
3.3. Statistikk aldersfordeling

Figur 3.7 og Figur 3.8 viser en oversikt over aldersfordelingen på henholdsvis ledningsforbindelser og transformatorer i regionalnettet.

Som vist i Tabell 2-2 er forventet teknisk levetid for tremastledninger, kabler og transformatorer omkring 60 år, mens forventet levetid for stål- og betongmastledninger er 80 år. Som figurene viser, har noen anlegg allerede overskredet forventet tekniske levetid. Det er åpenbart at det vil inntreffe et betydelig fornyingsbehov i løpet av de neste 20 årene.



Figur 3-7: Aldersfordeling på luftledning og kabel i regionalnettet (kilde: BKK Nett)



Figur 3-8: Aldersfordeling på transformatorer i regionalnettet (kilde: BKK Nett)

3.3.1. Nye anlegg satt på drift siste 2 år

Nye anlegg satt på drift siden forrige utgivelse av *Regional Kraftsystemutredning* er vist i tabell under.

Stasjon/ anlegg	Komponent(er)	Eier	I drift	Kommentar
Mauranger- Jukla- Eidesfossen	66(132) kV ledning, 22 km	Fagne AS	2020	
Eidesfossen-Trå	66(132) kV ledning, 11 km	IHK	2020	
Trå transf.stasjon	66(132)/22 kV transformator, 40 MVA	IHK	2020	
Ravneberget	132/11 kV transformator, 32 MVA	BKK Nett	2020	
Osterøy T2	132/22 kV transformator 32 MVA	BKK Nett	2022	Kommer på drift i 2022
Dale Fabrikker	132/22 kV transformator 25 MVA	Dale Fabrikker	2022	Kommer på drift i 2022
Bildøybakken	132/22 kV transformator 32 MVA	BKK Nett	2022	Kommer på drift i 2022
Storebotn transf.stasjon	132/22 kV transformator 32 MVA	Norgesnett	2022	Kommer på drift i 2022
Padøy-Seim	Temperaturoppgradering fra 50 til 80 grader	BKK Nett	2022	Kommer på drift i 2022
Mongstad-Seim	Temperaturoppgradering fra 50 til 80 grader	BKK Nett	2022	Kommer på drift i 2022

3.4. Varighetskurver for viktige snitt

I dette kapitlet presenteres varighetskurver for de viktigste snittene i regionalnettet hvor N-1 kriteriet ikke er oppfylt. Varighetskurvene viser målt utveksling de siste 3 årene sammen med N-1 grensen for det aktuelle snittet.

I vår region er det også viktige snitt i transmisjonsnettet som har utfordringer i N-1 situasjoner. Disse snittene er Statnetts ansvar. Vi henviser til Statnetts Kraftsystemutredning [18] for mer informasjon om disse snittene.

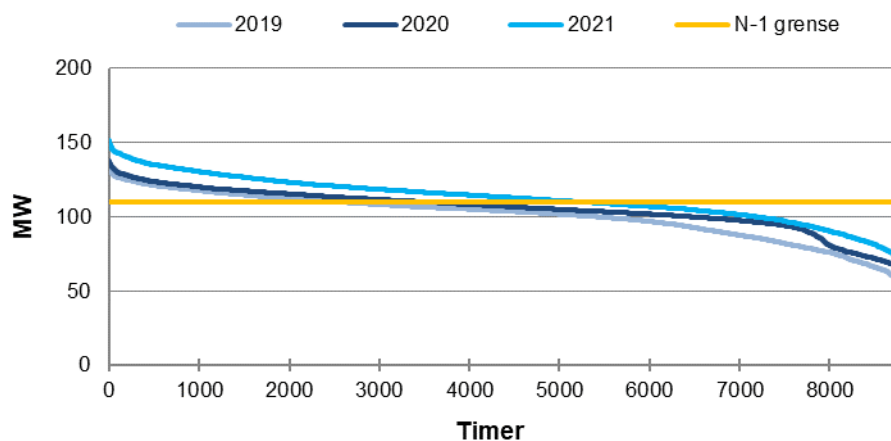
3.4.1. Mongstad-snittet

Når ordinær strømproduksjon i Energiverk Mongstad opphører vil det oppstå et nytt kritisk snitt som vi har kalt «Mongstad-snittet». Dette snittet vil bli forsynt av to ledninger: Lindås T1 og 132 kV Mongstad-Seim. Innenfor snittet har vi stasjonene Mongstad, Frøyset og Sandøy.

Snittet vil (når Energiverk Mongstad legges ned) hovedsakelig bestå av forbruk og ha import hele året. Oljeraffineriet på Mongstad og forsyningen til Gjøa-plattformen utgjør det meste av forbruket. Dette forbruket har høy brukstid, noe som vises igjen på varighetskurvene på Figur 3.9.

Importen til snittet overstiger N-1 grensen det meste av året. Videre forventes en betydelig forbruksvekst innenfor snittet som følge av ny næringsvirksomhet tilknyttet Mongstad Næringspark og Skipavik Næringspark.

Etter at Statnett har etablert Lindås T2 og BKK Nett har etablert 132 kV Lindås-Mongstad nr 2 vil Mongstad-snittet opphøre å være et kritisk snitt.



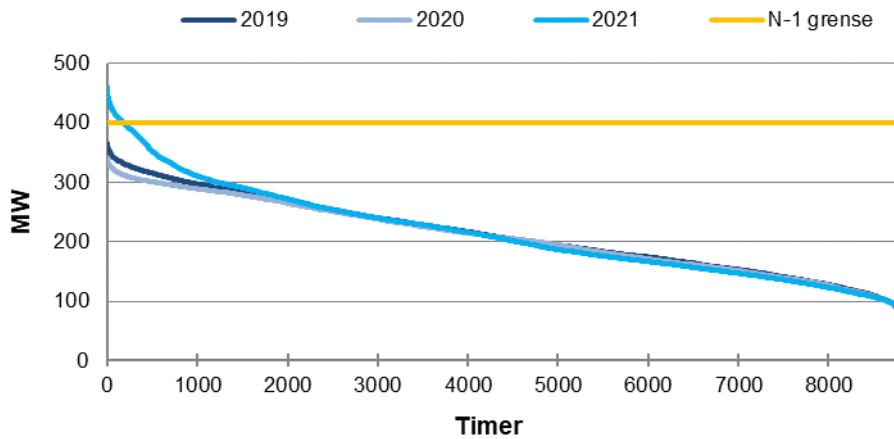
Figur 3-9: Varighetskurve for «Mongstadsnittet» (132 kV Lindås-Mongstad + 132 kV Seim-Mongstad + innlevering fra Energiverk Mongstad). Kilde: BKK Nett AS

3.4.2. Sentrale Bergen

Snittet «sentrale Bergen» omfatter store deler av Bergen. Snittet forsynes av tre innmatingsledninger, hvorav den ene er en dobbelledning på samme masterekke. Det er utfall av dobbelledningen (Fana/Ravneberget-Helldal) som bestemmer N-1 kapasiteten.

Snittet består utelukkende av forbruk og har import hele året. Som vist på Figur 3.10 overstiger dagens forbruk N-1 grensen noen få timer i året. Importen i år 2021 økte betydelig i forhold til tidligere år, og skyldes at de første månedene i 2021 var usedvanlig kalde og bidro til høyt forbruk.

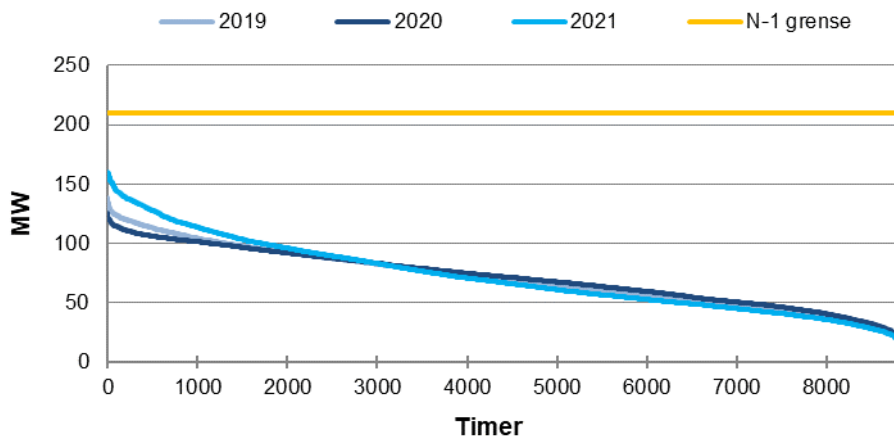
Det forventes generell forbruksvekst innenfor snittet i årene framover. Tiltak for å styrke forsynings sikkerheten er å bygge en fjerde innmatingsledning til Bergen sentrum: 132 kV Jordal-Koengen.



Figur 3-10: Varighetskurve for «sentrale Bergen» (132 kV Fana-Helldal + 132 kV Ravneberget-Helldal + 132 kV Ravneberget-Strømgaten + 132 kV Litlesotra-Breivik). Kilde: BKK Nett AS

3.4.3. Fana og Ytrebygda (Bergen kommune)

To ledninger fra Fana (Fana-Rå og Fana-Skjold) forsyner hele Ytrebygda bydel og det meste av Fana bydel i Bergen kommune. Dette snittet består nesten utelukkende av forbruk og er et område preget av utbygging og vekst. Foreløpig er importen langt under N-1 grensen. Se varighetskurver på Figur 3.11.



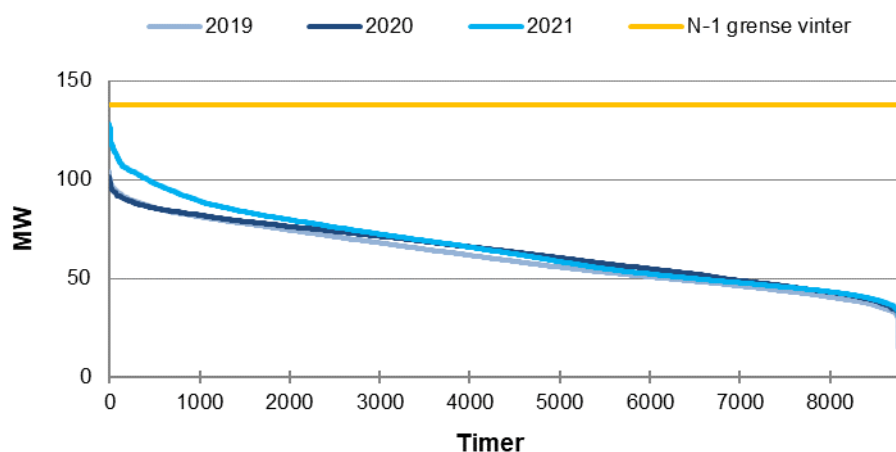
Figur 3-11: Varighetskurve for «Faneringen» (132 kV Fana-Rå + 132 kV Fana-Skjold). Kilde: BKK Nett AS

3.4.4. Askøy/Meland/Øygarden nord

Med dagens nettdeling på Kollsnes, blir alminnelig forsyning i nordre del av Øygarden forsynt fra 132 kV nettet fra Askøy/Meland, og ikke fra 300 kV nettet på Kollsnes. Kystområdet Øygarden-Askøy-Meland-Alver preges av stor forbruksvekst, både innen alminnelig forsyning siden dette er områder med høy befolkningsvekst, men også innenfor ny næringsvirksomhet/elektrifisering. Det har derfor oppstått et nytt kritisk snitt som vi må begynne å følge med på.

Snittet har i praksis kun to innmatingsledninger, fra Seim i nord og fra Askøy i sør. Det er ikke ledig 300/132 kV transformatorkapasitet på Kollsnes til at snittet kan forsynes fra Kollsnes.

Når Statnett får satt på drift ny Øygarden transformatorstasjon (420/132 kV), vil dette gi en ny innmatning til snittet og forbedre situasjonen.

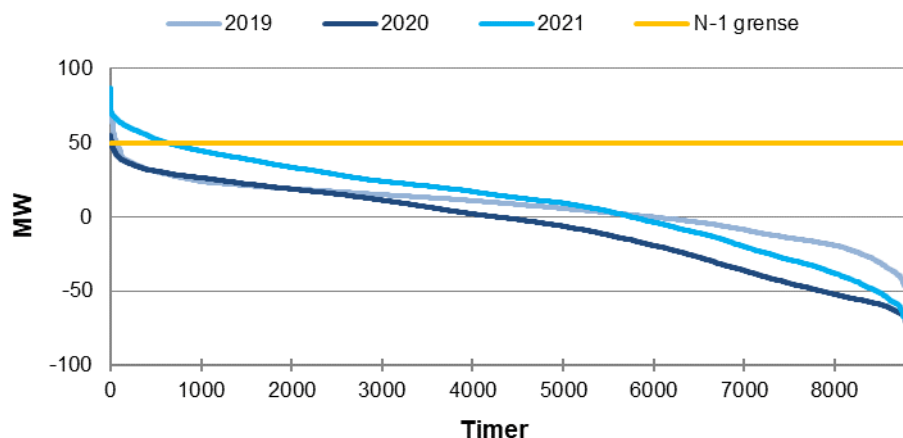


Figur 3-12: Varighetskurve for «Askøy/Meland/Øygarden nord»-snittet (132 kV Askøy-Ravnanger + 132 kV Seim-Meland). Kilde: BKK Nett

3.4.5. Voss+Hardanger-snittet

«Voss+Hardanger»-snittet forsynes av ledningene Evanger-Voss, Hodnaberg-Voss og Sima T7. Snittet inneholder både forbruk og kraftproduksjon. Snittet har import ca halve året og eksport ca halve året. Snittet har god eksportkapasitet, men importen overstiger N-1 grensen på kalde og tørre dager.

I år 2021 var importen større enn N-1 grensen i nesten 1000 timer. Tiltak for å bedre forsyningsikkerheten er å erstatte dagens 50 kV ledning Sima-Bu-Granvin med en ny 132 kV ledning.



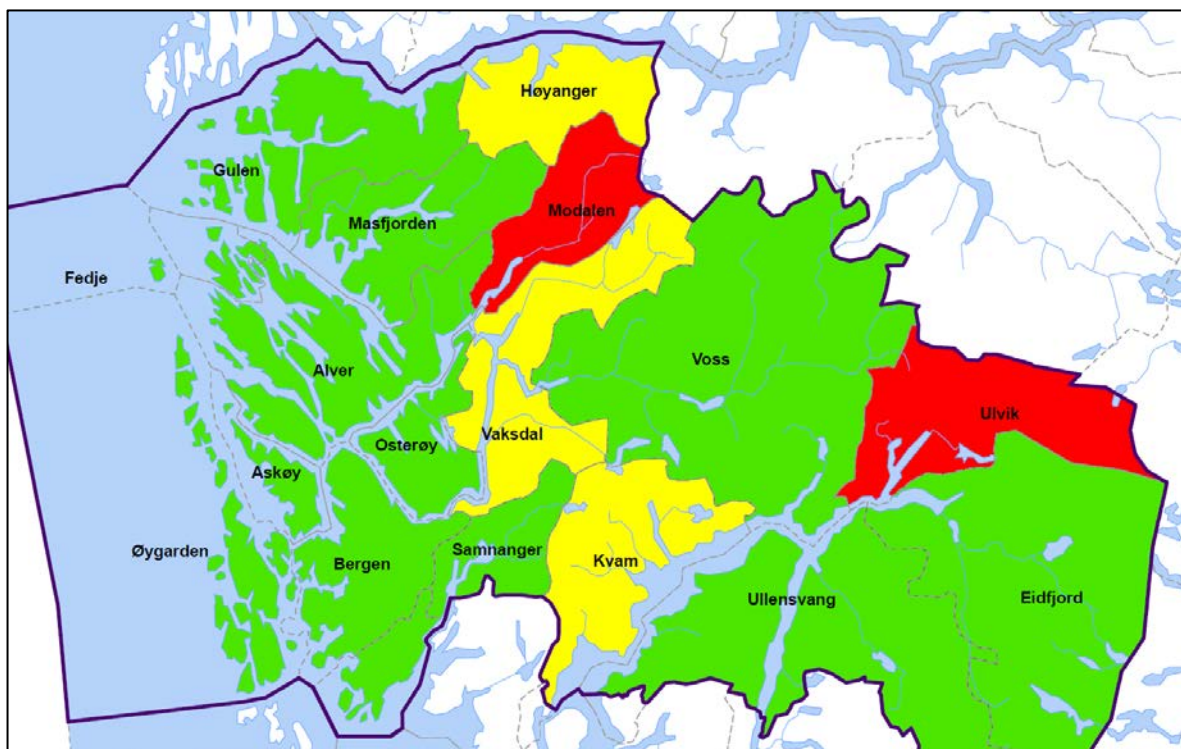
Figur 3-13: Varighetskurve for «Voss+Hardanger»-snittet» (132 kV Evanger-Voss + 50 kV Hodnaberg-Voss + Sima T7). Kilde: BKK Nett AS

3.5. Ledig nettkapasitet til ny kraftproduksjon

Figur 3.13 viser en geografisk oversikt over kapasitetsforholdene i regional- og transmisjonsnettet for ny kraftproduksjon. Fargeskalaen er som følger:

- Grønt: god kapasitet til ny kraftproduksjon
- Gult: litt ledig nettkapasitet i deler av kommunen
- Rødt: ingen ledig nettkapasitet

Selv om det er ledig nettkapasitet i regional- og transmisjonsnettet, er det som oftest store begrensninger i distribusjonsnettet. Derfor må potensielle kraftutbyggere alltid ta kontakt med nærmeste nettselskap for å få informasjon om kapasitetsforholdene i distribusjonsnettet der hvor kraftverket planlegges.



Figur 3-14: Ledig kapasitet i regional- og transmisjonsnett til ny kraftproduksjon.

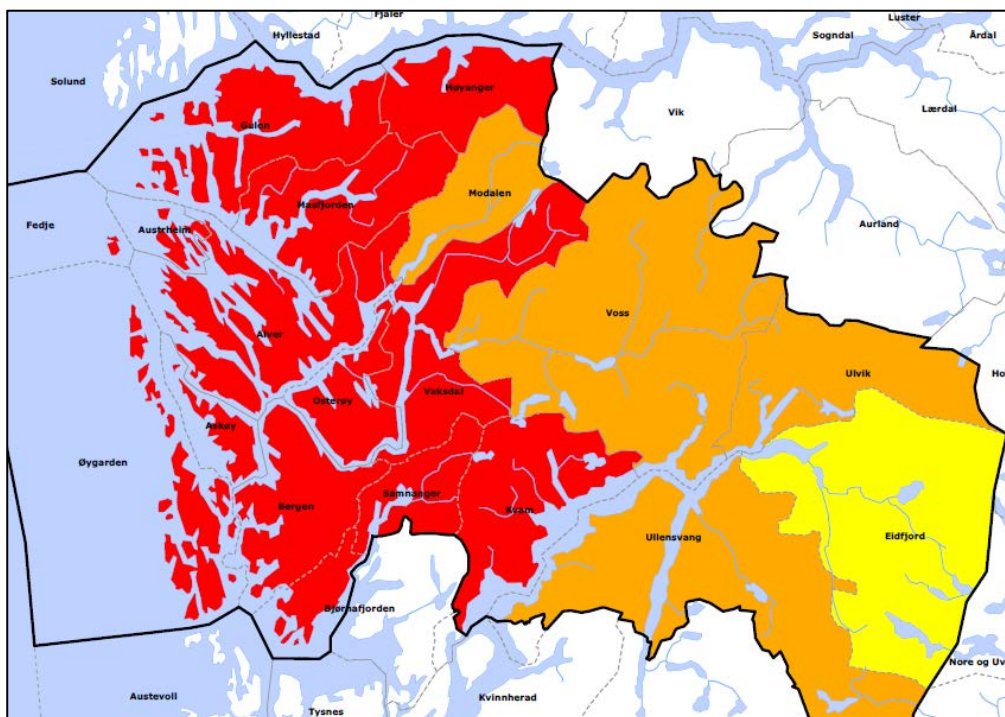
Tabell 3-5 lister opp hvilke tiltak som er nødvendig for å endre status på de «røde» og «gule» områdene til «grønt».

Tabell 3-1: Nødvendige tiltak for å gi nettkapasitet til ny kraftproduksjon

Kommune	Nødvendige netttiltak	Status
Modalen	132/22 kV transformator i Hellandsfoss	Søkt konsesjon
Høyanger sør	Økt kapasitet på 132 kV ledning Haugsvær-Stordal	Ikke påbegynt
Vaksdal	Økt 132/22 kV transformator kapasitet Myster	Ikke påbegynt
	Økt transformator kapasitet Dale 300/132 kV	På drift i 2024
Kvam	Økt kapasitet på 132 kV ledning Samnanger-Norheimsund	Ikke påbegynt
Ulvik	132/22 kV transformering i Ulvik	Skal søke konsesjon

3.6. Ledig nettkapasitet til nytt stort forbruk

Mange nye forbrukskunder har de siste årene fått beskjed at «det ikke er driftsmessig forsvarlig» å knytte seg til nettet. **Det er transmisjonsnettet, altså Statnetts nett, som har nettbegrensninger og ikke regionalnettet.** Det er begrensninger i 300 kV nettet internt i regionen, begrensninger i 300 kV nettet inn til regionen, og begrensninger i 300/132 kV transformering inn til Bergensområdet. Det geografiske området hvor det ikke er «driftsmessig forsvarlig» å knytte til nytt stort forbruk er markert med rødt på Figur 3-16. I dette området er det ikke mulig å knytte til nytt stort forbruk på ordinære vilkår før det utføres nettforsterkninger. I tillegg er det god grunn til å tro at det ikke er driftsmessig forsvarlig med nytt stort forbruk i det oransje området, men dette har vi ennå ikke fått bekreftet av Statnett.



Figur 3-15: *Illustrasjon av hvor det er ledig nettkapasitet til nytt stort forbruk:*
Rødt: ikke ledig kapasitet
Oransje: trolig ikke ledig kapasitet (må avsjekkes hos Statnett)
Gult: ledig kapasitet i transmisjonsnett, men ikke i regionalnett

Denne situasjonen med manglende nettkapasitet har oppstått fordi nettselskapene har hatt en ekstraordinær stor pågang av henvendelser om nytt forbruk de senere årene. Kundene som var tidligst ute har blitt tildelt nettkapasitet, men de aller fleste av de større kundene står nå i tildelingskø og må vente på nettforsterkninger før de kan bli tildelt nettkapasitet.

Typiske eksempler på kunder som må forvente å stå i kø er: store datasentre, hydrogenfabrikker, store batterifabrikker og elektrifisering av offshoreplattformer.

Statnett har satt i gang en rekke nye prosjekter for å forsterke nettet og tilrettelegge for mer kapasitet. Vi viser til www.statnett.no eller *Nettutviklingsplan 2021* [5] for mer informasjon. Det er tidkrevende prosesser å forsterke transmisjonsnettet og Statnett informerer at ny nettkapasitet tidligst kan bli tilgjengelig fra år 2026 og utover. Som nevnt over er det kundene som allerede står i kø som har førsteretten til denne nye nettkapasiteten.

Alminnelig forsyning og mindre næring trenger ikke stå i kø

Selv om det ikke er ledig nettkapasitet til nytt stort forbruk, har nettselskapene «holdt av» nettkapasitet til alminnelig forsyning. Alminnelig forsyning omfatter typisk boliger med tilhørende servicefunksjoner (skoler, butikker, ladepunkter for bil, og lignende), samt næring/småskala industri. NVE har gitt nettselskaper anledning til å praktisere at alminnelig forsyning kan «gå foran i køen».

4. Fremtidig utvikling i forbruk og kraftproduksjon

Hvordan fremtiden vil se ut er det ingen som vet, men det er viktig å gjøre seg noen tanker om mulige utviklinger. I de neste delkapitlene presenteres en kartlegging av det som ansees å være de mest relevante samfunnstrendene, og hvordan de kan spille inn på kraftforbruket i fremtiden. Drivkreftene som ligger bak er omtalt, og hvilken innvirkning trendene kan ha for kraftforbruket er til dels kvantifisert. Trendene er sortert etter om de er antatt å føre til økt eller minket kraftforbruk. Basert på disse trendene er det laget ulike scenarier. Viktig for scenariene er ikke bare i hvor stor grad effektforbruket øker, men også hvor i nettet økningen vil foregå.

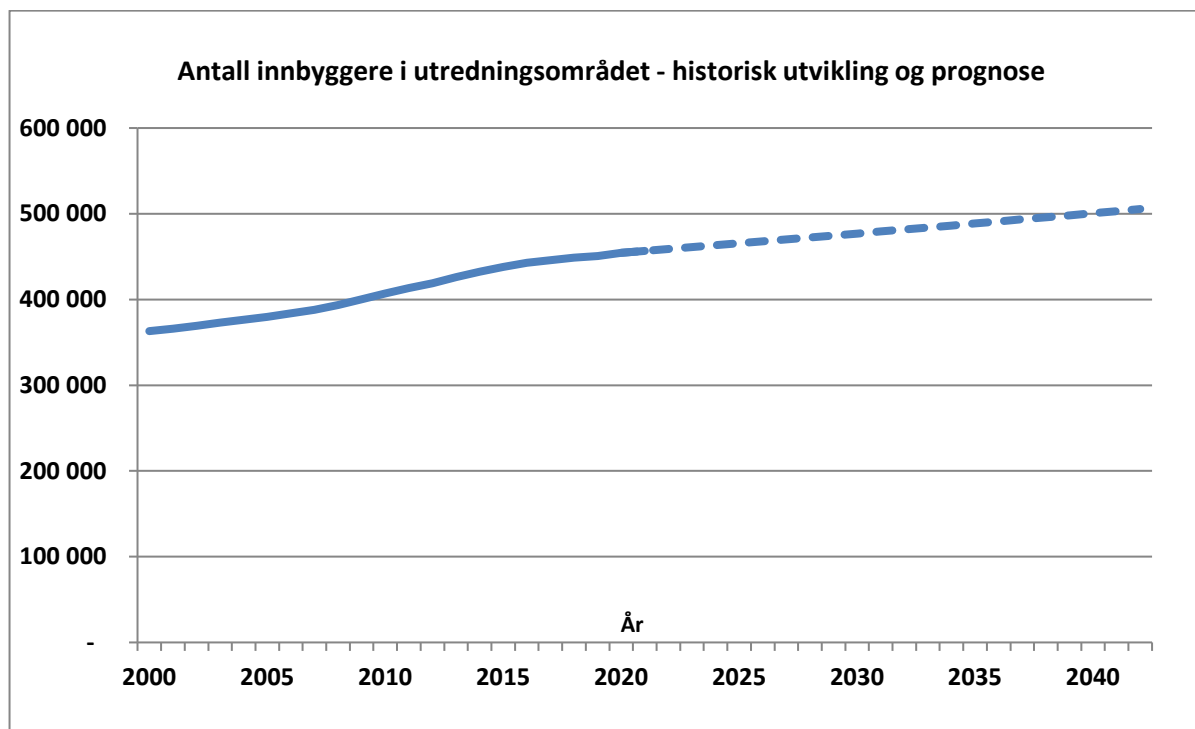
4.1. Forbruksøkning

De mest utslagsgivende faktorene for økt forbruk er en økende befolkning, ny kraftkrevende industri, samt omfattende elektrifisering av transportsektoren og petroleumsindustrien.

4.1.1. Befolkningsvekst

Forbruket kategorisert under «alminnelig forsyning» har per innbygger holdt seg noenlunde konstant de siste 18 årene og blir dermed direkte proporsjonal med befolkningsutviklingen. Målinger tilsier at hver innbygger står for et forbruk på i overkant av 15 000 kWh og har en maksimaleffekt på 3,5 kW. At forbruket per innbygger har holdt seg konstant tross innføring av nye elektriske apparater kan forklares med at økt bruk av elektrisitet er blitt motvirket av en tilsvarende energieffektivisering, blant annet gjennom innføring av varmepumper og fjernvarme til oppvarming, samt bedre isolerte bygg og nye energikønlomiske og ofte høyeffektive elektriske apparater.

I årets kraftsystemutredning er det valgt å ta utgangspunkt i den samme befolkningsframskrivingen for alle scenariene, da de store forskjellene ligger i nye større kunder. Den brukte befolkningsframskrivingen er SSB sin mellomnivå-prognose (MMMM: mellomnivået for fruktbarhet, levealder, innenlands flytting og nettoinnvandring). Internt i utredningsområdet er det store forskjeller i prognosert befolkningsutvikling. Kommunene med størst prognosert befolkningsvekst er omegnskommunene til Bergen og kommunene i Nordhordland. Kommunene i Hardanger og lengst nord har lavest prognosert vekst. Effektprognosene for alminnelig forsyning under hver transformatorstasjon er gitt av befolkningsframskrivingen til den aktuelle kommunen som transformatoren befinner seg i. Befolkningsframskriving for utredningsområdet totalt er vist i Figur 4.1.



Figur 4-1: Befolkningsframskriving

4.1.2. Elektrifisering

Med stor oppmerksomhet rundt reduksjon av CO₂-utslipp står vi ovenfor det som kan bli en massiv omlegging fra fossil til elektrisk energibruk. Norge har en målsetting om å redusere sine utslipp av drivhusgasser ned til et nivå minst 40 % lavere enn 1990-nivå innen år 2030 [6]. En stor del av reduksjonen er antatt å realiseres gjennom elektrifisering av transport- og petroleumssektoren, og også utslippskutt fra industri og jordbruk er sentralt. Det største forbruket av petroleumsprodukter er i olje og gassnæringen selv. Forbruket av petroleumsprodukter i «Midtre Vestland» går mest til landtransport, deretter sjøfart og luftfart.

Elektrifisering av landtransport

Et viktig tiltak for å redusere CO₂-utslippene og forbedre lokal luftforurensning er elektrifisering av landtransporten. Regjeringen har som ambisjon at alle nye personbiler og lette varebiler skal være nullutslippskjøretøy fra år 2025. Elektrifiseringen av bilparken har allerede kommet langt, spesielt i urbane strøk og elektrifisering av transportsektoren er i vinden som aldri før. Det forventes at denne veksten vil øke de kommende årene ettersom det lanseres stadig flere elektriske bilmodeller og siden bruksområdet til elbilen utvides i takt med at rekkevidde og antall ladestasjoner går opp. Til tross for økte kraftpriser vil denne utviklingen fortsette da også prisen på drivstoff har økt kraftig den siste tiden.

I tillegg til personbiler antas det at man får en utvidelse av bybanetraseen, samt at varebiler, lette lastebiler, busser og etter hvert også tyngre lastebiler vil elektrifiseres. Utvikling innenfor batteriteknologi er nødvendig for at dette skal finne sted. For tyngre lastebiler vil hydrogen eller andre fornybare drivstoff være et alternativ til elektrifiseringen, og blir diskutert senere i dette kapittelet.

Elektrifisering av sjøfart, tilknytning til landstrøm

Sommeren 2015 åpnet Norges første landstrømanlegg for offshore skip i Bergen Havn (Skoltekaien). Tre år senere fikk Bergen Havn 50 millioner kroner fra Enova til en videre utbygging for å forsyne cruiseskip (cruiseskipkaiene på Skoltekaien og Bontelabo), som i forhold til offshore skip gjerne har et mye høyere effektbehov, men typisk lavere brukstid.

Det er planlagt at godshavnen i Bergen sentrum skal flyttes til Ågotnes, noe som mest sannsynlig vil føre til en betydelig utvidelse av landstrømanlegget i Ågotnes havn. Videre snakkes det også om å elektrifisere godskranene, noe som vil øke behovet til havnen ytterligere. (Det er stor usikkerhet rundt effektbehovet, men det kan være snakk om 20-60 MW til landstrøm, pluss 1-2 MW pr kran i havnen.)

I tillegg til landstrøm er elektrifisering av ferger så godt som fullført i «Midtre Vestland». Av totalt 11 eksisterende fergesamband i utredningsområdet er det kun ett som ikke allerede er, eller planlegger å bli, elektrifisert. Strekingen Lavik-Oppedal ble som den første i landet helelektrifisert i 2014. Strekingen Krokeide-Hufthamar ble helelektrifisert i 2018. De øvrige strekningene er etter planen enten del- eller helelektrifisert innen utgangen av 2025. Effektbehovet til kaiene er typisk i størrelsesorden 2-3 MW, mens de største kan bruke opp mot 6-7 MW.

Elektrifisering av luftfart

Kommersiell drift av elfly ligger lavt på modenhetsskalaen per i dag, og vil kanskje ikke inntre i det hele tatt innenfor tidsrammen til kraftsystemutredningen, og pandemi og høye kraftpriser har nok ikke hjulpet på. Likevel er det verd å merke seg høye ambisjoner hos aktører i sektoren, og høye priser på ordinært flydrivstoff gjør det mer aktuelt. Siemens har sammen med Airbus og Rolls-Royce satt seg mål om å utvikle elfly med kapasitet for 100 passasjerer og en rekkevidde på 1000 km innen utgangen av år 2030. Avinor har som mål at all innenriks luftfart (både kortbanenettet og langbanenettet) skal være elektrifisert innen 2040.

Estimert basert på dagens forbruk av jetparafin så vil en fullstendig overgang fra fossil til elektrisk fremdrift av innenriks luftfart kreve ca. 40MW av det elektriske nettet til Flesland. Samtidig er det verdt å nevne at driftskostnadene for elektriske motorer er betydelig lavere enn dagens fossildrevne jetmotorer, slik at bruken av lufttransport kan øke kraftig ved en eventuell omstilling, og dermed også effektbehovet. I tillegg kommer elektrifiseringen av alt annet som befinner seg på en lufthavn, utenom fly.

Elektrifisering av petroleumsvirksomhet

Flere plattformer i Nordsjøen har vurdert forsyning med elektrisk kraft fra land og i senere tid fått godkjenning for dette. Det gjelder både kommende og allerede eksisterende installasjoner. For det meste gjelder det direkte tilknytning til transmisisjonsnettet og vil dermed ha liten påvirkning direkte på

regionalnettet. Det vil derimot påvirke tilgang på nettkapasitet fra transmisjonsnettet til de øvrige kundene i nettet.

De kjente planene for elektrifisering av petroleumssektoren har allerede blitt tildelt nettkapasitet før Statnett får gjort nødvendige tiltak for driftsmessig forsvarlig forsyning. I tillegg er det potensiale for mer elektrifisering som vil være avhengig av når det kommer tilstrekkelig med ny nettkapasitet til området. Det kan også tenkes at det kan foregå en elektrifisering lokalt på plattformene (for eksempel ved bruk av brenselceller), i stedet for at man får landstrøm.

Elektrifisering av annen næringsvirksomhet

Elektrifisering i andre næringer er også forventet å stige.

Oppdrettsnæringen er godt i gang med å elektrifisere sine lokaliteter. Det er antatt at om lag 50 prosent av anleggene i dag er tilknyttet landstrøm. Det er et betydelig potensial i å elektrifisere resterende anlegg (DNV-GL estimerer at 80 % kan elektrifiseres til en negativ kostnad eller en svært liten kostnad), samt å elektrifisere båter tilknyttet anleggene [9]. Disse oppdrettsnæringene har et maksimalt effektbehov på ca. 300kW, og er spredt utover langs kysten av konsesjonsområdet. De vil dermed ha såpass liten enkeltinnvirkning på makslasttiden at de går under alminnelig forsyning og forbruksveksten som er vist gjennom den.

Et annet næringsområde som er forventet å elektrifiseres er bygg- og anleggsbransjen. Her går man over til elektriske maskiner og kjøretøy, som forsynes fra provisoriske nettstasjoner mens utbyggingen pågår. Foreløpig er det noen få prosjekter på dette, og selv om det er sannsynlig at dette vil bli stadig mer vanlig, er effektforbruket såpass lavt at dette også går under forbruksveksten i alminnelig forsyning.

Unntaket er for større vei og jernbaneprosjekt, og i Midtre Vestland er det et slikt prosjekt på gang; fornying av vei og jernbane mellom Arna og Stanghelle. Her er det planlagt å ta i bruk en ny togtype som kan øke effektuttaket sammenlignet med dagens tog. Videre ligger det også i Nasjonal Transportplan at det skal bygges dobbeltspor mellom Arna og Stanghelle. Bygging av dobbeltspor videre mot Voss er ikke avklart, men vil trolig komme på sikt. Bane Nor har en langsiktig strategi å fornye strømforsyningen til hele Bergensbanen, noe som vil bety økt trafikk og økt strømforkbruk til jernbanen. Det ligger også i planen at dagens omformerstasjon på Mjølfjell blir lagt ned og erstattet av en ny omformerstasjon på Voss.

Den nye veien mellom Arna og Stanghelle skal bestå hovedsakelig av tunneler. Bygging og drift av dette samferdselsprosjektet skal gjøres som en utslippsfri byggeplass, og det totale effektbehovet for hele prosjektet er ventet å komme på 50 MW på det meste. Dette blir fordelt på ulike sekundærstasjoner; Arna/Arnavågen, Dale og Samnanger.

4.1.3. Datasenter

Verdens datamengde er i eksplosiv vekst, og behovet for datakraft (lagring og prosessering av data) øker i takt med dette. Datasentre er tilbydere av slik datakraft, og enkelte datasentre har så stor kapasitet at de i seg selv er en industribedrift. De er typiske både kraftkrevende og kapitalintensive, og krever høy redundans i forsyningen. I Norge er strømkostnadene lave og driftssikkerheten høy da landet har god infrastruktur, fravær av store naturkatastrofer og er politisk og økonomisk stabilt. Dette gjør at Norge ansees som svært aktuell for utbygging av datasentre.

Kraftforbruket i et datasenter vil typisk være jevnt over døgnet. Siden en stor del av energiforbruket går til kjøling, vil forbruket være høyest om sommeren og lavest om vinteren. Dette kan være gunstig fra et nettperspektiv, da makslasttiden typisk oppstår en kald vinterdag. På motsatt side er overføringskapasiteten i nettet lavere om sommeren enn om vinteren, særlig i luftnettet. Geografisk sett så har datasenter større fleksibilitet enn andre typer forbruk. Denne fleksibiliteten kan utnyttes slik at forbruket plasseres der det er gunstig for nettet, eksempelvis nær kraftproduksjon eller i områder med ledig overføringskapasitet. Det kan også være en mulighet å bruke overskuddsvarmen fra datasenteret til oppvarming hos andre kunder, og på en slik måte utnytte energiforbruket maksimalt. I vårt utredningsområde er det planlagt fire prosjekter med inntil 580MW forbruk innen utgangen av utredningsperioden.

4.1.4. Hydrogenproduksjon (ammoniakk)

Hydrogen som alternativ til elektrifisering av transportsektoren har vært diskutert i mange år allerede. Så langt har elektrifiseringen og batteriteknologien gått så raskt at det ikke har vært økonomisk å satse på hydrogenproduksjon. Nå begynner man derimot å se en begrensning i batterikapasiteten opp mot vekten av batteriene, og hydrogenproduksjon er igjen i vinden. For større, tyngre lastebiler, samt store og tunge langdistanseskip vil hydrogen være et godt alternativ ved utfasing av petroleumsprodukter. Ammoniakk er en videre prosessering av hydrogenet for å få enda bedre energi per volum ratio.

Produksjon av hydrogen kan primært deles inn i to ulike kategorier; elektrolyse og produksjon fra gass. Førstnevnte har større behov for elektrisitet per tonn produsert hydrogen og lavt til ingen utslipp av CO₂. Dette er såkalt grønt hydrogen. Sistnevnte har mindre behov for elektrisitet per tonn produsert hydrogen og høyere utslipp av CO₂. Dette kalles grå hydrogen. Når utslippene av CO₂ blir samlet og lagret via CCS fra denne produksjonen, får man det som kalles blå hydrogen. Prosjekter av både grønt og blått hydrogen er planlagt i utredningsområdet vårt.

Per dags dato finnes det sju større prosjekt som ser på muligheten for hydrogenproduksjon i vårt utredningsområde. Samtidig som det ses på mulighet for hydrogenproduksjon med forsyning fra strømmettet finnes det også prosjekter som ser på muligheten for hydrogenproduksjon som et alternativ til nettilknytning av grisgrendte småkraftverk hvor kostnadene ved utvidelse av nettet blir for dyrt. Disse siste typene prosjekter vil ikke ha innvirkning på nettet.

4.1.5. Annen ny næring

Det finnes flere nyutviklede næringsområder i vårt utredningsområde. Disse har i større eller mindre grad konkretisert hvilken næring som kommer på lokasjonene de kommende årene. Alle næringsområdene har kommet med effektforespørsler, men avhengig av hvor konkrete kundemassen deres er, er det stor usikkerhet om hvilket effektbehov de faktisk trenger.

Fangst og lagring av CO₂ (CCS)

For å stoppe klimaforandringene og global oppvarming innen fristen satt av FNs klimapanel vil det være nødvendig å kunne fange og lagre CO₂. I Norge satses det på å finne kommersielle løsninger for dette, og et av prosjektene for lagring av CO₂ kommer i vårt utredningsområde (ved Kollsnes i Øygarden kommune). Dette er prosjekt som kan generere videre effektbehov dersom andre næringer finner det attraktivt å plassere seg i nærheten av dette CO₂-lagersanlegget.

Batterifabrikker

Som et ledd i elektrifiseringen ser man et økende behov for batterier. Dette gjelder for alt fra elbiler til installasjoner i bygg, og til bruk i industrien. For å imøtekomme denne etterspørsel, og for å kunne produsere disse batteriene med fornybar energi er Norge et godt utgangspunkt for etablering av batterifabrikker. I vårt utredningsområde kjenner vi til et konkret prosjekt for etablering av en slik fabrikk.

4.2. Forbruksminking

I dette delkapitlet blir det gått igjennom ulike trender som er med på å minke forbruket. Dette gjelder blant annet energisparing og energieffektivisering.

4.2.1. Kraftpriser

Den viktigste bidragsyteren til forbruksminking er kraftprisene. Det siste året har kraftprisene økt betraktelig, og det som tidligere har vært høye topper med kr/kWh er nå blitt den nye normalen. Om dette vil vedvare eller skyldes en tilfeldig kombinasjon av ulike faktorer er vanskelig å si noe om etter kun en sesong. Økning i kraftprisene skyldes først og fremst at nedbørsmengden har vært liten og vannmagasinene er på rekordlav fyllingsgrad. I tillegg har to nye utenlandskabler kommet på drift, og usikkerheten i hvordan disse ville påvirke prisene, kan ha vært med på å øke forskjellene. Det vil si, når kraftprisen er høy blir den enda litt høyere, og når kraftprisen er lav vil den bli enda litt lavere. Det at forbrukerne reduserer forbruket sitt som følger av prissignal er en såkalt implisitt forbrukerfleksibilitet og beskrives nærmere i kapittel 4.4.

Som en utvidelse av kraftprisene kan man også si at endring i nettleiemodellen kan være med å minke forbruket, og da spesielt i de mest kritiske timene mtp hva nettet tåler. Prisreduksjonen kunden kan oppnå med nettleiemodellen er likevel liten i forhold til hva kunden kan oppnå ved å tilpasse seg til kraftprisen. Med høye kraftpriser vil det derfor ikke være forventet at nettleiemodellen vil ha større påvirkning på forbruksminkingen.

Som en kommentar til forbruksendring som følge av kraftpriser ser man at tiden nettet befinner seg i makslast (per dag) øker. Før var det gjerne en time kl 9, nå er det jevnere fordelt over dagen. Man ser altså at makseffekten ikke har økt så mye som den kunne gjort i makslastdøgnet, men at brukstiden over et døgn er blitt større.

4.2.2. Energisparing

Store deler av bygningsmassen i Norge er gammel og bruker mer energi enn det som er nødvendig i forhold til nye energieffektive bygninger. Myndighetene ønsker å få ned utslipp av klimagasser fra bygningsmassen, og et virkemiddel her er strengere byggeforskrift om tekniske krav til bygg, per nå definerer TEK17 bygningskravene for nybygg og større endringer i eksisterende bygg.

4.2.3. Energieffektivisering

Energi Norge skriver at energieffektivisering er en viktig del av energipolitikken fordi enhver produksjon av energi medfører kostnader – også for miljøet.

I følge Enova har norsk industri et potensiale på å redusere netto energiforbruk med 29%, tilsvarende 27 TWh. Effektiviseringen går ut på at man reduserer bruken av såkalt primærenergi (elektrisitet og petroleumsprodukter), samt at man utnytter spillvarme i større grad enn man får til i dag. Et eksempel på en form for energieffektivisering er å gå bort fra å bruke elektrisitet til oppvarming og gå over til løsninger slik som fjernvarme.

4.2.4. Fjernvarme

Det har lenge vært et nasjonalt satsingsområde å bygge ut fjernvarmenett. Et fjernvarmenett består av rør med varmt vann, hvor varmen produseres i et eller flere sentrale punkt (varmesentraler) og hvor det varme vannet sirkulerer mellom varmesentralene og de ulike kundene som er tilknyttet fjernvarmenettet. Utbygging av et fjernvarmenett til eksisterende bygg har tradisjonelt erstattet bruk av oljekjeler i byggene, noe som var en vanlig oppvarmingskilde for noen år tilbake. Innføring av et fjernvarmenett erstattet derfor primært bruk av olje og ikke elektrisitet, men hadde en klar miljø- og klimagevinst. I dag, når nye bygg tilknyttes fjernvarmenettet, blir de nye byggene «skreddersydd» for bruk av fjernvarme til oppvarming og bruker derfor betydelig mindre elektrisitet enn tradisjonelle bygg.

I Bergen har det blitt bygd ut et stort fjernvarmenett de siste 20 årene. Fjernvarmenettet strekker seg fra Flesland/Kokstad/Ytrebygda, via Rådalen og Paradis til Bergen sentrum. Fjernvarmekonsesjonæren er Eviny AS. I årene fremover er det planlagt videre vekst i form av fortetninger langs eksisterende traseer, samt en ny trasé til Fyllingsdalen. Fjernvarmenettet får primært levert varme fra avfallsforbrenningsanlegget i Rådalen. Men på kalde dager er det nødvendig med tilleggsvarme for å varme opp vannet. Da brukes enten fossile energikilder eller elektrisitet. To elkjeler er tilknyttet fjernvarmenettet, lokalisert på henholdsvis Dokken og Haukeland. Disse har vært sporadisk i bruk på kalde dager. Da Bergen kommune har mål om å redusere bruk av fossile energikilder forventer vi at bruken av disse elkjelene, og dermed elektrisitetsbehovet, vil øke. Videre vekst i fjernvarmenettet fører også til økt bruk av elkjelene. Det kan også bli behov for å installere en tredje elkjel tilknyttet fjernvarmenettet.

Utviding av fjernvarmenettet fører ikke bare til redusert elektrisitetsforbruk. Som nevnt over krever fjernvarmenettet tilførsel av elektrisk effekt på kalde dager og dette kan øke maksimallasten i nettet.

4.2.5. Alternative energibærere

I dette begrepet ligger energibærere som ikke er elektrisitet. I tillegg til fjernvarme vil dette for det meste tilsvare ulike former for bioenergi fordi det etter TEK17 ikke er tillatt å installere varmeinstallasjon for fossilt brensel. Bioenergi inkluderer ved, pellets, flis, biogass og avfall. I TEK17 legges det opp til at direktevirkende elektrisk oppvarming som panelovner og elkjeler ikke skal dekke mer enn 40 % av energibehovet i bygninger større enn 1000 m². For bygninger under denne størrelsen er det ikke krav om energifleksibilitet.

For å bedre luftkvaliteten i Bergen by har bystyret vedtatt et forbud mot fyring i vedovner som ikke har dokumentert at de oppfyller krav i forurensningsforskriften. Forbudet gjelder fra år 2021. Dette vil berøre mange tusen vedovner og kan potensielt gi en lastøkning dersom disse blir erstattet med panelovner. Da det er ansett som mer sannsynlig at eierne av ikke-rentbrennende vedovner vil erstatte de med rentbrennende vedovner er det likevel antatt at strømbehovet ikke vil øke betydelig som følge av dette forbudet.

4.3. Ny kraftproduksjon

For nettplanlegging skiller det mellom regulerbar og ikke-regulerbar kraftproduksjon.

4.3.1. Regulerbar kraftproduksjon

Regulerbar kraftproduksjon kan, ved økt etterspørsel etter energiforsyning utsette behovet for nettinvesteringer. I vårt område er størsteparten av regulerbar kraftproduksjon fra vannkraftverk med magasiner. Alle de kjente planene for nye vannkraftverk er bygget ut, og vi kjenner ikke til at flere konkrete prosjekter er på gang.

Det finnes også noen typer gasskraftverk, hvorav et er planlagt å legges ned i nær framtid. Dette har blitt utsatt flere ganger grunnet forsyningssikkerheten i området, men vil på sikt bli lagt ned. Som følge av gassprisene og en stigende CO₂-avgift forventes det ikke at det vil komme nye kraftverk av denne typen.

I tillegg er det kommet ny teknologi innen kjernekraft som gjør at man kan etablere småskala kjernekraftverk distribuert rundt i nettet, i nærheten av kunder med høyt strømforbruk. Generelt for ny utbygging av kraftproduksjon er at det er motstand til naturinngrep og arealbruken ved slike anlegg, og skepsisen til kjernekraft er enda større i befolkningen. Det er derfor lite sannsynlig at det kommer de helt store nye prosjektene med regulerbar kraftproduksjon de første 10 årene i utredningsperioden.

4.3.2. Ikke-regulerbar kraftproduksjon

Med ikke-regulerbar kraftproduksjon menes all kraftproduksjon som ikke har en type batteri som gjør at man selv kan bestemme når man skal produsere elektrisitet. Man må produsere når forholdene legger til rette for det: når det blåser for vindkraft, når det er sol for solcelleanlegg og når det er mye vann i elvene ved småkraftverk.

I utredningsområdet er det stort potensiale for vindkraft og små vannkraftverk i den forstand at det er mye vind og vann på vestlandet. Per i dag kjenner vi til ca. 50 konkrete planer for nye småkraftverk i utredningsområdet. De aller fleste av disse har enten søkt konsesjon, fått konsesjon eller er under bygging. På grunn av elsertifikatordningen som gir ny fornybar kraftproduksjon som settes i drift innen 31.12.2021 elsertifikater regner vi med at det ikke kommer flere enn disse 50 planene på kort sikt. På lengre sikt kan det bli lønnsomt for utbyggerne å bygge ut flere småkraftverk i regionen, men i mindre grad enn tidligere. Det er NVE som behandler disse konsesjonssøknadene og vurderer natur og miljø opp mot nytteverdiene, og vår erfaring er at de er blitt mer restriktive på å gi konsesjoner enn tidligere.

Til tross for at vestlandet ikke er det første man forbinder med sol og varme dager, finnes det i dag noen større solcelleanlegg. Disse er likevel ikke større enn at de fremdeles er koblet på lavspentnettet og produserer i all hovedsak for eget forbruk. På grunn av lav solinnstråling om vinteren forventer vi at dimensjonerende maksimallast om vinteren er den samme med og uten plusskunder. Produsert effekt i solceller i januar er rett og slett for lav. Vi forventer heller ikke at eventuell installasjon av batterier har noen betydning. I så fall må energien «sesonglagres» fra sommer til vinter, noe som er veldig lite realistisk.

Per dags dato møter vindkraftverk sterk motstand i befolkningen, og prosjekter utsettes stadig lengre fram i tid. I tillegg planlegger Regjeringen og Stortinget å gå gjennom konsesjonssystemet for utbygging av vindkraft framover, og det vil høyst sannsynlig komme en del endringer der som vil påvirke vindkraftutbyggingen. Selv om det er planer om flere større anlegg i vårt konsesjonsområde, har vi valgt å se vekk fra dette enn så lenge som følge av den store motstanden.

I tillegg til landbasert vindkraftproduksjon er teknologien for havvindproduksjon i stadig utvikling, og er noe som kan komme i løpet av utredningsperioden. Dette er produksjon som ikke har like stor

motstand mtp natur- og arealinngrep, men hvor teknologien setter føringer. Foreløpig er det åpnet ut for havvindprosjekter på to lokasjoner; et for bunnfast vindpark og et for flytende vindpark [14]. Begge disse områdene er utenfor vårt utredningsområde, og ville uansett ha blitt tilknyttet transmisjonsnett. Dersom det kommer store prosjekter her vil det påvirke flyten i transmisjonsnett med perioder med mye produksjon fra havvind, men regionalnettet vil ikke bli påvirket i stor grad. Det er enda ikke gitt tillatelser til å sette i gang konkrete prosjekter, og det forventes at parkene ikke er klare før om tidigst 10 år.

4.3.3. Plusskunder

Plusskunder er en kundegruppe som det kommer flere og flere av i vårt utredningsområde, og det er ventet at antallet vil stige enda mer de kommende årene. En plusskunde er en kunde som produserer sin egen strøm, og som ønsker å levere overskuddet inn på det lokale strømmettet i perioder hvor kunden produserer mer enn den forbruker. Fallende priser på solceller og høyere strømpriser gjør det mer gunstig å etablere seg som plusskunde.

Ny tariffordning fra NVE viser at det kan bli mindre gunstig med solcelleproduksjon som mater ut på nettet, det vil være mer lønnsomt med solceller som matcher eget forbruk. Det kan også tenkes at plusskunder installerer energilager i form av batterier for å lagre f.eks. solenergi til et tidspunkt det vil være mer gunstig å bruke egenprodusert strøm eller mate denne ut igjen på nettet. Slike tidspunkt kan typisk være i tunglastperioder da det ofte er høy pris. I vårt område er disse produsentene koblet på lavspent distribusjonsnett og regnes som minkende last for den enkelte forbruker, og ikke som kraftprodusenter.

4.4. Kan forbrukerfleksibilitet utsette fremtidige nettinvesteringer?

Forbrukerfleksibilitet er i en rapport fra NVE (2006) definert som følgende: Forbrukernes evne og vilje til å bytte energibærer eller endre sitt energiforbruk på kort eller mellomlang sikt.

Når vi videre skal beskrive mulighetene for forbrukerfleksibilitet for nettet er det hensiktsmessig å dele inn i to ulike typer fleksible forbrukere: de som er implisitt fleksible og de som er eksplisitt fleksible.

Implisitte fleksible forbrukere er de som er fleksible uten å ta et valg om å være det. Disse forbrukerne er typisk sensitive på kraftpris og endrer forbruksmønsteret sitt etter den. Det samme kan tenkes vil skje når ny nettariffmodell inntreffer. Da vil det være noen forbrukere som flytter på forbruket sitt for å unngå høyere nettleie. Disse to prisreguleringene vil i noen tilfeller være motstridende. Da er det forventet at kraftprisen vil være den utslagsgivende part for de aller fleste forbrukere. Siden i høst har kraftprisen også vært uvanlig høy. Vi har likevel ikke sett tegn til at dette har påvirket maks effekt brukt i makslasttiden. Datagrunnlaget er for dårlig til å kunne avgjøre om det da har hatt påvirkning eller ikke, og blir vanskeligere å avgjøre jo høyere opp i spenningsnivå man kommer.

Eksplisitt fleksible forbrukere er forbrukere som inngår avtaler med intensjon om å være fleksible. Dette kan være avtaler om tilkobling m/vilkår eller avtaler som inngår inn i en del av det fremtidige fleksibilitetsmarkedet.

Å ta i bruk eksplisitt forbrukerfleksibilitet er ønsket av nettselskapene, men for at det skal være nyttig for nettselskapene er det flere ting som må være på plass. Det viktigste er at forutsigbarheten er stor nok til at man kan planlegge nettet deretter, og dermed utsette nettinvesteringer. Foreløpig er ikke verktøyene moden nok for dette enda.

For å kunne styre forbrukerfleksibilitet stilles det også krav til systemløsningene hos både nettselskapet og kundene. Disse systemløsningene er ikke på plass i dag, men er under utvikling og forbedring. I vårt utredningsområde finnes det eksempel på et slikt system; styring av elkjeler, men disse fungerer som enten alle av eller alle på, og er ikke vurdert opp mot hvor man har flaskehals eller kapasitetsutfordringer. For at forbrukerfleksibilitet skal fungere optimalt må systemet være automatisk og regulerbart, ikke bare av og på.

En annen utfordring med bruk av forbrukerfleksibilitet i dagens nett er kompetansen som finnes på området. Som det alt er beskrevet finnes det systemer som er under utvikling i FoU-prosjekt, men disse er ikke kommet så langt at man kan ta de i bruk. Man har heller ikke tilegnet seg nok kunnskap

til å kunne bruke det inn i nettplassering. Behovet for kompetanseheving gjelder både for nettbransjen, men også for potensielle kunder.

Utfordringene kan oppsummeres med at man ikke er kommet langt nok i tidsforløpet hva gjelder forbrukerfleksibilitet. Det finnes noen markeder og et lite utvalg av kunder, men både kunder og nettselskap har stort behov for modning før man kan begynne å planlegge nettet utfra om det finnes forbrukerfleksibilitet eller ikke. Når man planlegger nettet planlegger man for 50 år fram i tid, og forbrukerfleksibilitet er enda helt i startfasen av hva det kan bli. Kundegrunnlaget er for snevert og usikkert. For å kunne ta det i bruk må nettselskapene til en viss grad ha behov for momentan utkobling, kunne stole på tilgjengeligheten av fleksibiliteten og kunne koble ut over lengre tid. Alt dette stiller store krav til kunder som til gjengjeld stiller stadig strengere krav til forsyningssikkerheten i nettet. Da blir det også et spørsmål om hva kunden krever for å tilby denne fleksibiliteten, og om hva nettselskapene er villig til å betale.

4.5. Utarbeiding av scenarier

For å få et robust bilde av fremtiden kan scenariotankegang være en fremgangsmåte. Ulike scenarier vil spenne opp et mulighetsrom som det er realistisk å havne innenfor. Det er tatt utgangspunkt i trendene og driverne fra kapittel 4, samt beskrivelsene av hva som bør være med i hvert scenario gitt av NVE. Scenariene tar for seg utviklingen fra 2022 – 2042.

I KSU for «Midtre Vestland» følger forbruket mellomnivå-prognosen (MMMM) for befolkningsframskriving fra SSB. Det vil si mellomnivået for fruktbarhet, levealder, innenlands flytting og nettoinnvandring). Dette er gjort da vi ikke ser den store forskjellen mellom SSBs prognoser, og at endring i effektbehov ligger i større kunder.

4.5.1. Scenario LAV

Dette scenariet er et «lav-vekst-scenario». Kun tilknytningssaker som kan anses som helt sikre eller som har passert milepælen «inngått avtale om anleggsbidrag,» eller tilsvarende. På grunn av dette er det naturlig nok ingen nye større kunder, uavhengig av sektor, etter ca. 5 års tid. Petroleum har noe nedgang i forhold til dagens forbruk, og øker senere litt for vedtatte elektrifiseringsprosjekt (Oseberg og Troll B/C). I dette scenariet ligger det også liten grad av elektrifisering av transportsektoren som en del av alminnelig forsyning.

4.5.2. Scenario BASIS

Dette er et «middel-vekst-scenario», og representerer den prognosen vi anser som mest sannsynlig p.t. I alminnelig forsyning forventes det at det meste av elektrifisering av transportsektoren kommer. I petroleumssektoren er det et til prosjekt som elektrifiseres (Noa/Krafla). For annet kraftkrevende forventes det meste å komme, men at videre byggetrinn utgår, iallfall i de størrelsesordenene som er forespeilet. For både hydrogen og datasenter anser vi noen av kundene som i direkte konkurranse med hverandre, og at det blir en type «første mann til mølla» i markedet. Det anses som sannsynlig at noen av anleggene kommer. Det blir også tatt høyde for en større andel sammenlagring i dette scenariet sammenlignet med Scenario HØY.

4.5.3. Scenario HØY

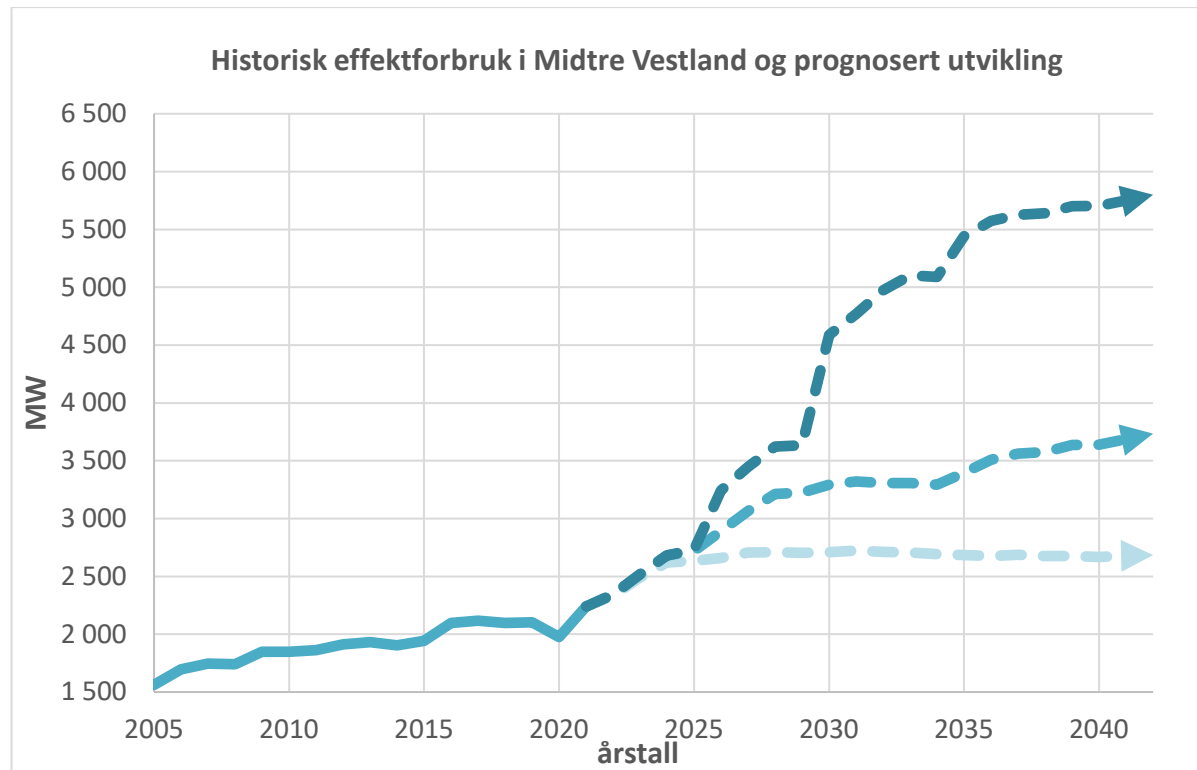
Dette er et «høy-vekst-scenario» og sammen med scenario lav gir det utfallsrommet for framtidig forbruksvekst. Dette scenariet har med alle kjente planer for utredningsperioden, samt en liten mengde med ekstra forbruk de siste årene av perioden, da det er sannsynlig at man får kundehenvendelser om 15 år, men lite sannsynlig at de er klare for å henvende seg mot nettselskap enda. Alminnelig forsyning har høy grad av elektrifisering, petroleum har enda flere prosjekter som elektrifiseres, og alle kundehenvendelser og kjente planer innen hydrogen/ammoniakk, datasentre og annet kraftkrevende er tatt med.

4.6. Prognoser for perioden 2022 – 2042

Basert på scenariene i kapittel 4.5 er det utarbeidet konkrete forbruks- og produksjonsprognoser i utredningsområdet.

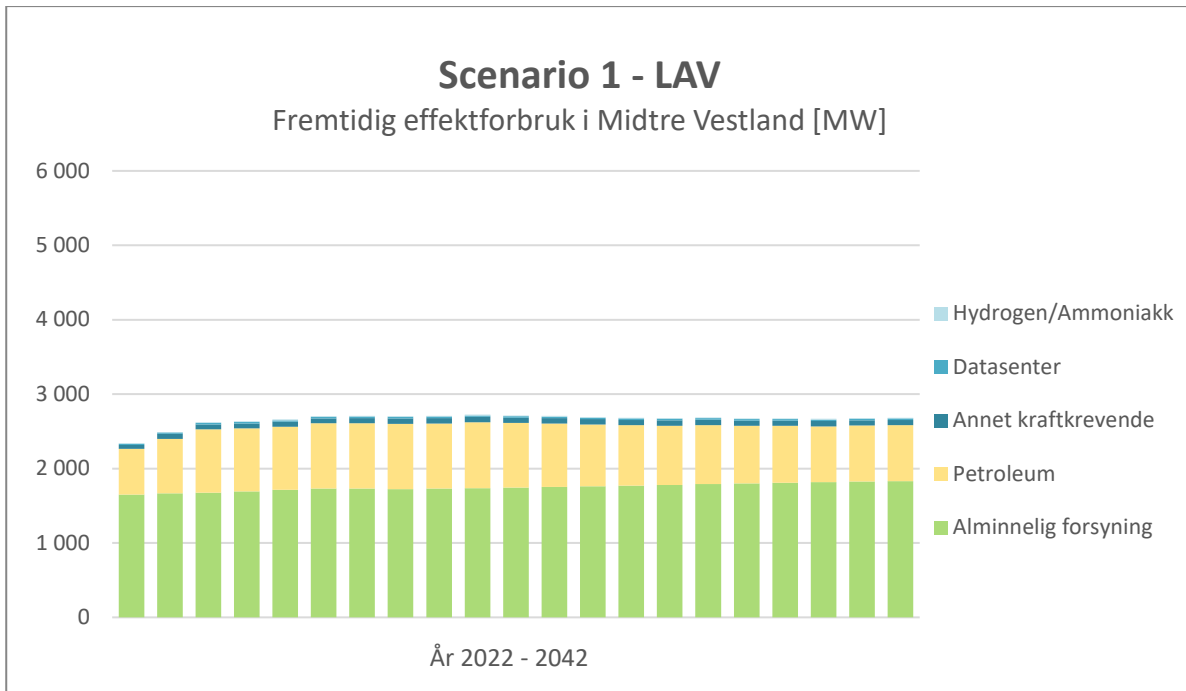
4.6.1. Forbruksprognoser

Forbruksprognosene er sammenstilt i Figur 4-2 og viser historisk utvikling sammen med de tre ulike scenariene.



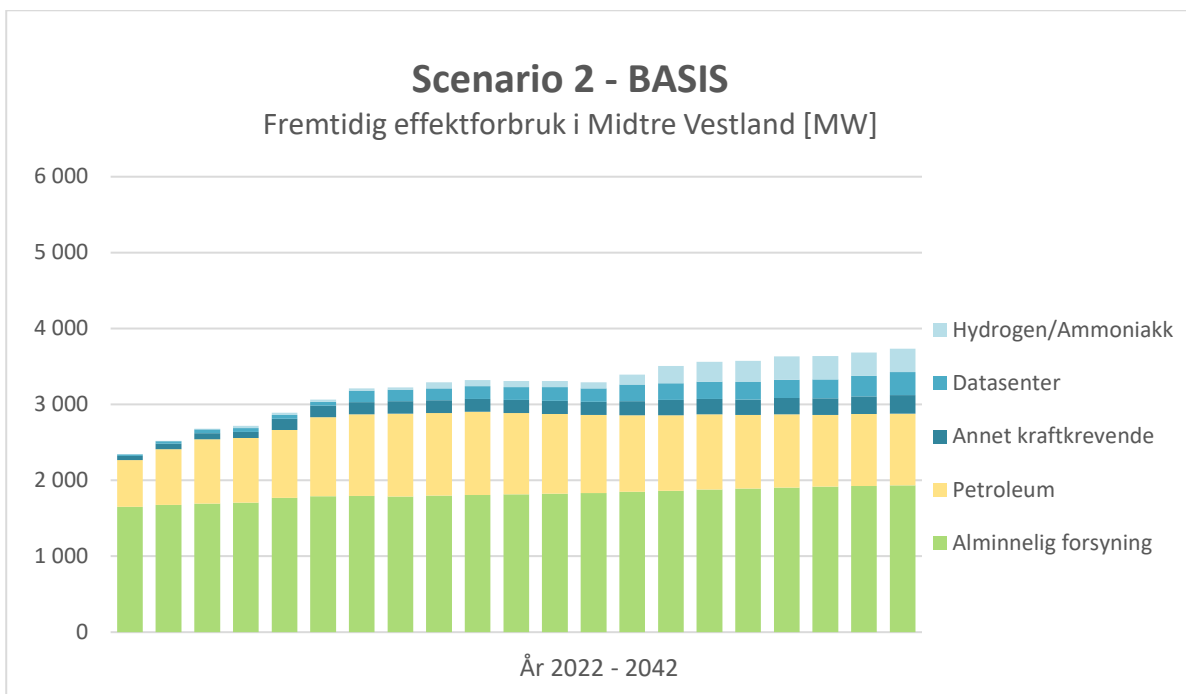
Figur 4-2: Historisk effektforbruk i Midtre Vestland og prognosert utvikling

Figur 4.3 viser forbruksprognosene for scenario LAV. Her ser vi en svak vekst i alminnelig forsyning, samt de tre øverste industrikategoriene, mens effektforbruket i petroleumssektoren går noe ned. Vi ser at det er svært lite ny aktivitet i industrisektoren etter om lag 5 år, som skyldes at det ikke finnes kunder som er kommet langt nok i løpet til å bli regnet med i dette scenariet slik NVE har beskrevet det.



Figur 4-3: Effektprognose for utredningsområdet Scenario LAV

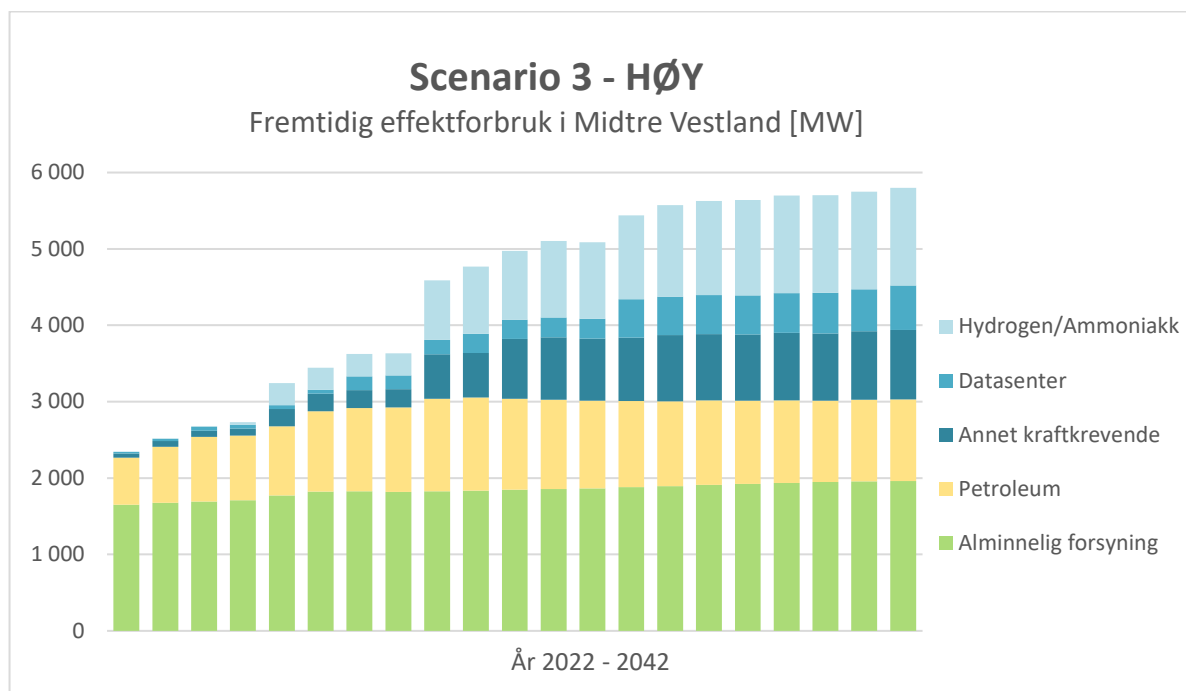
Figur 4.4 viser forbruksprognosene for scenario BASIS. Dette er den utviklingen vi har mest tro på per dags dato. Alminnelig forsyning øker noe mer enn scenario LAV som følge av økt elektrifisering i transportsektoren. Petroleumssektoren øker noe mer etter 5 år, og avtar ikke like mye mot slutten av utredningsperioden. Den største forskjellen finner man i hvor mye annen type næring vi tror det kommer. Her ser vi en god, men likevel realistisk økning for både hydrogen/ammoniakk, datasenter og annen kraftkrevende industri.



Figur 4-4: Effektprognose for utredningsområdet Scenario BASIS

Figur 4.5 viser forbruksprognosene for scenario HØY. Alminnelig forsyning øker i lik grad som scenario BASIS, mens petroleumssektoren øker enda mer i midten av utredningsperioden før den minker igjen. Igjen finner vi den største forskjellen i de tre resterende sektorene; hydrogen/ammoniakk, datasenter

og annet kraftkrevende. Her er det forventet spesielt mye hydrogen- og amoniakkproduksjon. Vi ser det er et markant hopp i år 2030, som skyldes en forventning om at en del flere aktører vil knytte seg til nettet når Statnets tredje ledning til Kollsnes er på plass. Denne økningen kan ses i Figur 4.4 også, men er ikke like markant.



Figur 4-5: Effektprognose for utredningsområdet Scenario HØY

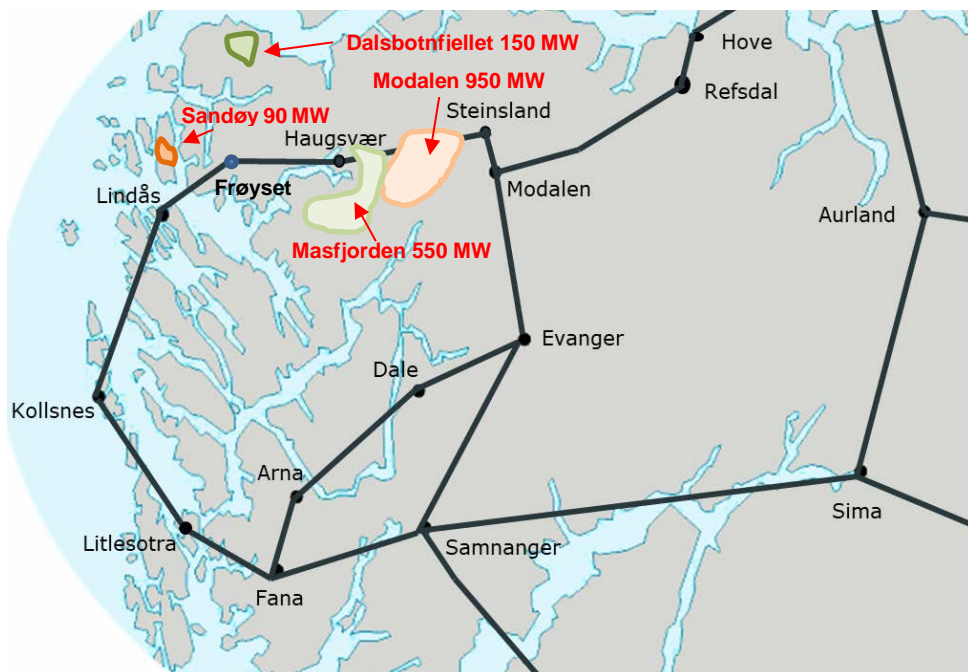
4.6.2. Produksjonsprognoser

Prognoser for ny elektrisitetsproduksjon er basert på kjente planer for nye produksjonsanlegg. Det er få kjente planer for nye kraftverk i vårt utredningsområde, og ingen av dem er for regulerbar kraftproduksjon. I år har vi derfor valgt å ikke ta med grafer som viser produksjonsprognoser av den enkle grunn at det er svært lite grunnlag til å gjøre en god vurdering av hva framtiden vil bringe.

Solkraft regnes som nedgang i forbruk på sommertid og tas ikke med i vurderingene her.

Selv med høye kraftpriser er det generelt stor motstand mot nye prosjekter for kraftproduksjon i den offentlige debatten. Med mindre man opphever tidligere vedtak om vernede vassdrag, er det lite teknisk-økonomisk potensial for utbygging av ny vannkraft.

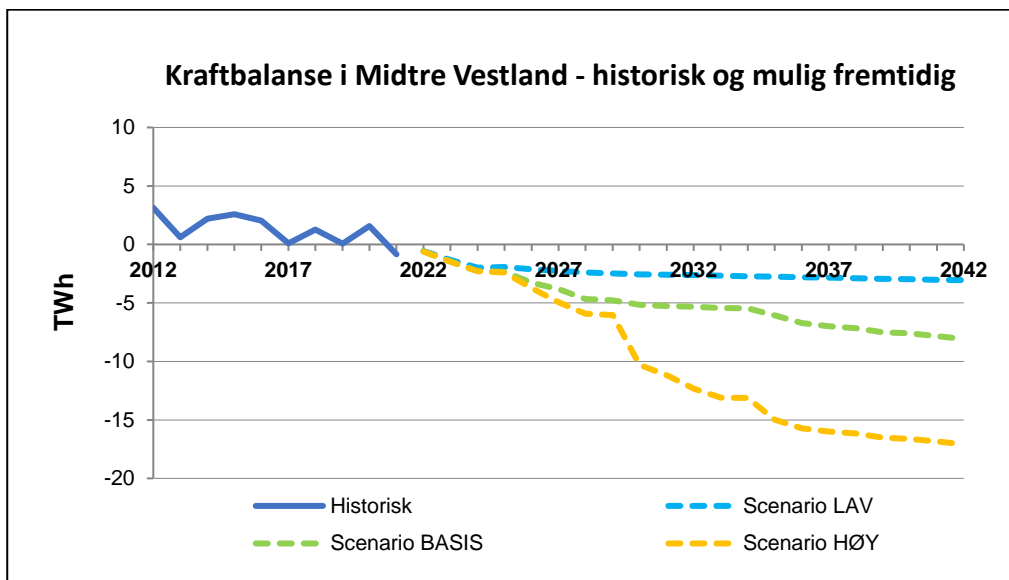
Det er også teknisk-økonomisk potensial for utbygging av vindkraft, men her møter vindkraftaktørene stor motstand i befolkningen. Det finnes et par vindkraftprosjekt i vårt utredningsområde som er under behandling, men prosessen har inntil videre stoppet opp av politiske grunner. Prosessen videre er svært usikker. Vi har derfor valgt å ikke inkludere disse prosjektene i dette prognosearbeidet. Prosjektene det gjelder er vist i Figur 4-6.



Figur 4-6: Konkrete vindkraftprosjekter i Midtre Vestland (kart: BKK Nett)

4.6.3. Kraftbalanseprognoser

I Figur 4-7 ser man en estimert utvikling i kraftbalansen i Midtre Vestland basert på de tre forbruksscenarioene og forutsatt ingen økning i årlig kraftproduksjon. Figuren viser at uten mer kraftproduksjon, vil utredningsområdet få et stadig økende kraftunderskudd. Dette er ikke nødvendigvis et problem så lenge Statnett bygger ut nok nettkapasitet til vårt område.



Figur 4-7: Kraftbalanse i Midtre Vestland - historisk og prognosert

Vi gjør oppmerksom på at prisområde NO5 er større og omfatter flere store kraftverk enn hva vi ser i vårt utredningsområde. Figur 4-7 vil ikke alene gi nok informasjon til å kunne prognosere prisen i NO5.

5. Planlagte nettinvesteringer

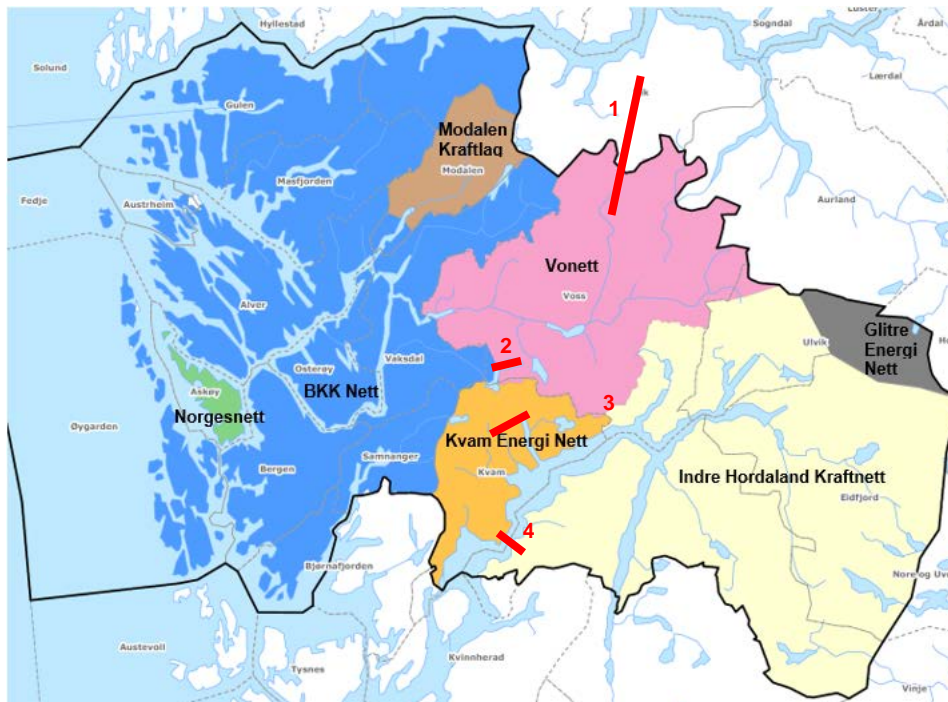
Planlagte tiltak i regionalnettet meldes inn i egen digital portal på plannett.nve.no og vil være tilgjengelig fra 1.juli 2022.

5.1. Mulig nettforsterkninger i 22 kV nettet mellom områdekonsesjonærene

NVE etterspør en vurdering av om det er samfunnsøkonomisk rasjonelt med nye nettforsterkninger mellom områdekonsesjonærene som et alternativ til nettforsterkninger innenfor hver enkelt områdekonsesjonær.

Grensene mellom områdekonsesjonærene i vårt utredningsområde består som oftest av geografiske barrierer som fjorder og høyfjellsoverganger. Det er derfor de fleste steder ikke naturlig, eller i hvert fall meget kostbart, å etablere nye forbindelser mellom områdekonsesjonærene som et alternativ til tiltak i egne nett.

Områdekonsesjonærene har opplyst om eventuelle mulige/fornuftige tiltak på tvers av områdekonsesjonærgrensene, som alternativ til å utføre tiltak i egne nett. Det er identifisert fire aktuelle kandidater som vist på Figur 5-1. Nærmere beskrivelser og samfunnsøkonomiske analyser (i henhold til krav fra NVE) er presentert under. De samfunnsøkonomiske analysene er svært usikre og skyldes at tiltakene ikke er gjennomgått i detalj. For eksempel avhenger både kostnader og nytteverdi av hvor mye av eksisterende nett som skal forsterkes. Jo mer nett som forsterkes, desto større kostnader og større nytteverdi.



Figur 5-1: Områdekonsesjonærgrensene og forslag til nettforsterkninger på tvers av grensene.

1 - 22 kV kabel Myrkdalen (Voss) – Vik i Sogn

Dette tiltaket er å legge en jordkabel i en mulig framtidig veitunnel mellom Myrkdalen og Vik i Sogn. Tiltaket er altså kun realistisk hvis veitunnelen blir bygd. Men en slik veitunnel ligger minst 10 år fram i tid. Det er ikke aktuelt å bygge en 22 kV høyfjellsforbindelse over Vikafjellet mellom Myrkdalen og Sogn. Det blir for kostbart i forhold til nytten.

Per i dag er avbruddskostnadene lave. Men med økende forbruk i Myrkdalen og trolig økende avbruddskostnader i framtiden, kan det tenkes at en slik kabelforbindelse kan bli et fornuftig tiltak på lengre sikt.

Samfunnsøkonomisk kostnad (nåverdi)	mill kr
Investeringskostnader (gitt løsning med kabel i veitunnel)	-41
Drift og vedlikehold	0
Avbruddskostnader	+
Tapskostnader	0

2 - 22 kV forbindelse langs Hamlagrøvatnet

Dette tiltaket er en 22 kV forbindelse langs Hamlagrøvatnet for å binde sammen 22 kV nettene til Voss Energi Nett og BKK Nett, og gi bedre forsyningssikkerhet til de aktuelle kundene i Bergsdalen. Det er imidlertid lavt forbruk og derfor lave avbruddskostnader i disse nettdelene. Videre er det komplisert å bygge nytt 22 kV nett i dette området på grunn av bratte fjellsider. Men tiltaket virker fornuftig og bør utredes nærmere.

Samfunnsøkonomisk kostnad (nåverdi)	mill kr
Investeringskostnader	-13
Drift og vedlikehold	0
Avbruddskostnader	+
Tapskostnader	0

3 - 22 kV forbindelse langs Hardangerfjorden

Dette tiltaket er en 22 kV forbindelse langs Hardangerfjorden mellom Lussand i Granvin og Ålvik. En slik forbindelse vil binde sammen nettdeler som i dag har ensidig forsyning. Men også her er det lavt forbruk og derfor lave avbruddskostnader.

Samfunnsøkonomisk kostnad (nåverdi)	mill kr
Investeringskostnader	-16
Drift og vedlikehold	0
Avbruddskostnader	+
Tapskostnader	0

4 - 22 kV forbindelse mellom Kvam og Ullensvang

Dette er en reell plan som forventes å komme på drift i år 2023/2024. Utløsende årsak for dette tiltaket er forbruksvekst hovedsakelig innen industri og næring i området Tørvikbygd/Strandbarm i Kvam herad. Den mest rasjonelle løsningen var vurdert å være å etablere en 22 kV sjøkabel over Hardangerfjorden fra Eidesvågen i Kvam til Djupaviki i Ullensvang. Tørvikbygd/Strandbarm vil i vinterhalvåret bli forsynt fra transformatorstasjon Eidesfossen i stedet for fra Norheimsund som i dag.

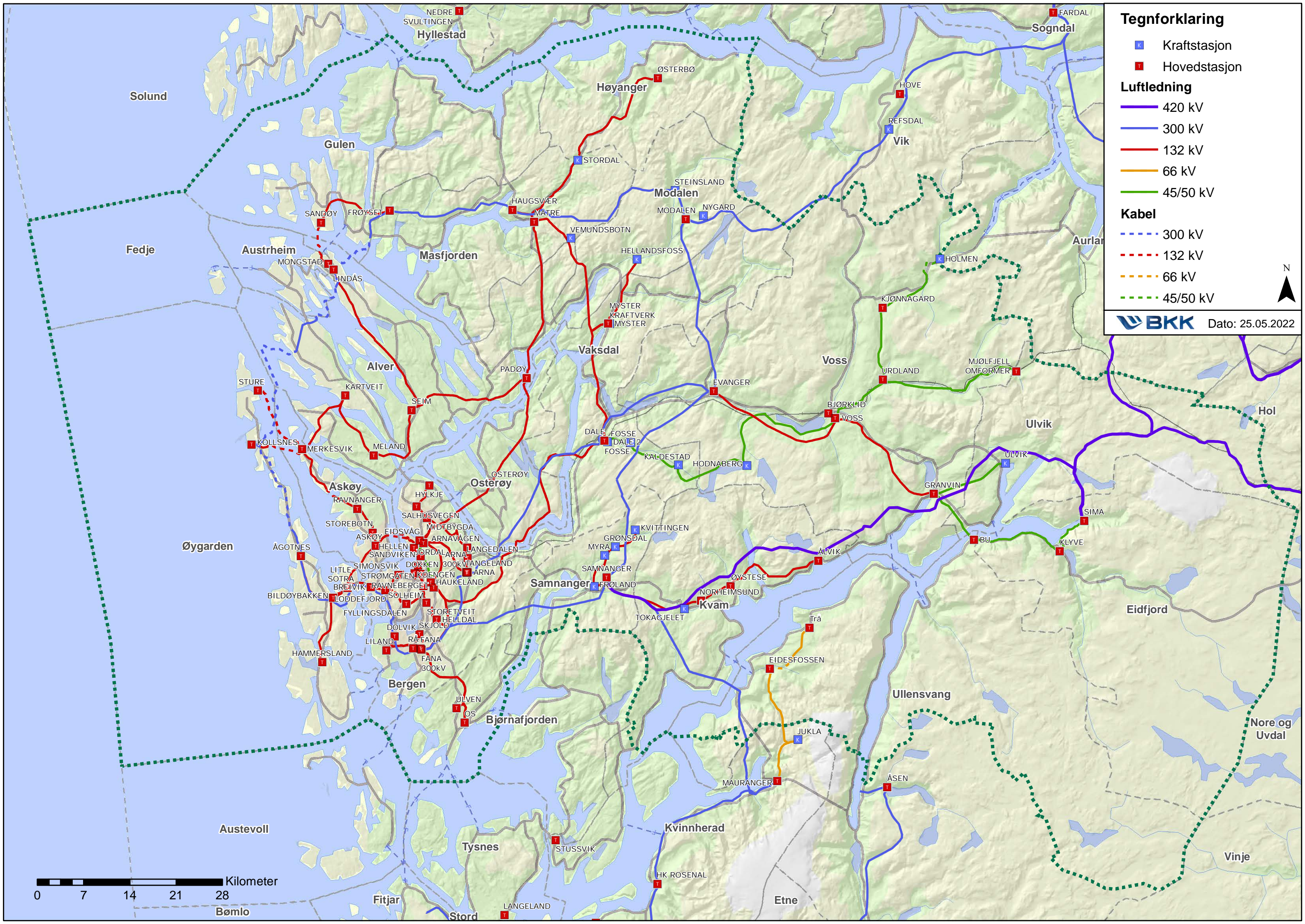
Samfunnsøkonomisk kostnad (nåverdi)	mill kr
Investeringskostnader	25
Drift og vedlikehold	0
Avbruddskostnader	+
Tapskostnader	+

6. Referanser

- [1] Olje- og energidepartementet, *Forskrift om energitredninger*.
- [2] Olje- og energidepartementet, *Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen (kraftberedskapsforskriften)*.
- [3] Olje- og energidepartementet, *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)*.
- [4] Olje- og energidepartementet, *Forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM)*.
- [5] Statnett, *Nettutviklingsplan*, 2021.
- [6] Statnett, *Nasjonal veileder for funksjonskrav i kraftsystemet*, 2020.
- [7] Finansdepartementet, *Rundskriv R-109/14 "Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv."*, 2014.
- [8] NVE, *Rapport nr 29/2021 Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040*.
- [9] Olje- og energidepartementet, *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (kontrollforskriften)*.
- [10] Statnett, *Årsstatistikk 2018 Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV nettet*, 2019.
- [11] Statnett, *Årsstatistikk 2018 Driftsforstyrrelser, feil og planlagte utkoblinger i 1-22 kV nettet.*, 2019.
- [12] V. H. D. M. O. e. a. Lillesund, «Comparing land use impacts using ecosystem quality, biogenic carbon emissions, and restoration costs in a case study of hydropower plants in Norway,» 2017. [Internett]. Available: <https://doi.org/10.1007/s11367-017-1263-5>.
- [13] NINA, «www.nina.no,» 2020. [Internett]. Available: <https://brage.nina.no/nina-xmlui/bitstream/handle/11250/2650166/76.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [14] Olje- og energidepartementet, *Stortingsmelding nr. 14. 2011-2012. Vi bygger Norge - om utbygging av strømmettet*.
- [15] Norsk Klimaservicesenter (NKSS), «Klima i Norge 2100. NCCS report no. 2/2015,» 2015.
- [16] NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat), «Klimaendringenes betydning for forekomsten av lyn og tilpasningsbehov i kraftforsyningen.,» 2011.
- [17] SSB (Statistisk sentralbyrå), *Befolkningsstatistikk*, 2020.
- [18] Statnett, *Kraftsystemutredning for transmisjonsnettet*, 2021.
- [19] Klima og miljødepartementet, *Submission by Norway to the ADP*, 2014.
- [20] «BT.no,» 6 Desember 2019. [Internett]. Available: <https://www.bt.no/nyheter/lokalt/i/y30BI2/bergen-foerste-stoerre-by-i-verden-som-passerer-20-prosent-elbilandel>. [Funnet 14 April 2020].
- [21] EU, *Directive 2014/94/EU of the European Paliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure*, 2014.
- [22] DNV GL, «Fullelektrisk fiskeoppdrett,» Energi Norge og Sjømat Norge, 2018.
- [23] «Bellona.no,» 14 April 2014. [Internett]. Available: <https://bellona.no/nyheter/energi/bioenergi/2014-04-fns-klimapanel-nodvendig-fjerne-co2-fra-atmosfaeren>.
- [24] Olje- og energidepartementet, *Meld. St. 25 - Kraft til endring, Energipolitikken mot 2030*, 2016.
- [25] «Enova.no,» 2009. [Internett]. Available: https://www.enova.no/upload_images/EC1F6780830743F3950356367CBD45F9.pdf.
- [26] Olje- og energidepartementet, *Forskrift om endring i forskrift om måling, avregning og samordnet opptreden ved kraftomsetning og fakturering av netjtjenester*.
- [27] Olje- og energidepartementet, *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*.

7. Vedleggsliste

Vedlegg 1	Kartoversikt Midtre Vestland
Vedlegg 3	Estimert energiforbruk per regionalnettpunkt siste ti år
Vedlegg 4	Estimert maksimalt effektforbruk per regionalnettpunkt siste ti år
Vedlegg 5	Estimert netto utveksling per regionalnettpunkt i transmisjonsnettets maksimallasttime siste ti år
Vedlegg 6	Forbruksprognoser
Vedlegg 7	Planlagt ny kraftproduksjon



Tegnforklaring

- Kraftstasjon
- Hovedstasjon

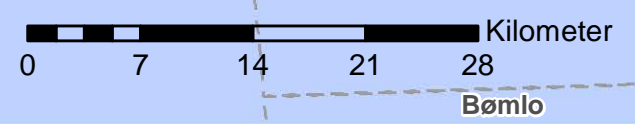
Luftledning

- 420 kV
- 300 kV
- 132 kV
- 66 kV
- 45/50 kV

Kabel

- 300 kV
- 132 kV
- 66 kV
- 45/50 kV

BKK Dato: 25.05.2022



Estimert energiforbruk per regionalnettpunkt siste ti år (GWh)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Alminnelig forsyning										
Arna omformerstasjon									4	4
Arnavågen	129	130	122	132	133	132	130	129	129	133
Askøy	178	178	167	181	183	182	178	178	177	183
Bjørkelid 11 kV	53	53	50	54	54	54	53	53	52	54
Bjørkelid 22 kV	67	68	63	69	69	69	68	67	67	69
Breivik - alm. forsyning	101	102	95	103	104	104	101	101	101	104
Breivik - avgang Mathopen	60	61	57	62	62	62	61	60	60	62
Bu	32	32	30	32	33	33	32	32	32	33
Dale - alm. forsyning	83	83	78	85	85	85	83	83	83	85
Dale omformerstasjon	23	23	22	24	24	24	23	23	23	24
Dokken	264	265	248	269	271	270	265	264	263	271
Dolvik	267	269	252	273	275	274	269	268	267	275
Eidesfossen	20	20	18	20	20	20	20	20	20	20
Eidsvåg	58	58	55	59	60	59	58	58	58	60
Evanger	23	23	21	23	23	23	23	23	23	23
Frøland	32	32	30	33	33	33	32	32	32	33
Frøyset	78	78	74	80	80	80	50	50	50	51
Fyllingsdalen	241	242	227	246	248	247	242	242	240	248
Granvin	23	24	22	24	24	24	24	23	23	24
Hammersland	110	111	104	113	114	113	111	111	110	113
Haukeland	157	157	148	160	161	161	157	157	156	161
Helldal	232	234	219	238	239	238	233	233	232	239
Hellen	70	71	66	72	72	72	71	70	70	72
Hodnaberg	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Hylkje				31	31	31	30	30	30	31
Kartveit	95	95	89	97	97	97	95	95	94	97
Kjønnagard				8	8	8	8	8	8	8
Klyve	29	29	28	30	30	30	29	29	29	30
Koengen	164	165	155	168	169	169	165	165	164	169
Kollsnes - alm. forsyning	109	109	103	111	112	112	109	109	108	112
Litlesotra	219	220	207	224	226	225	220	220	219	226
Loddefjord	163	164	154	167	168	167	164	163	162	168
Matre	26	26	25	27	27	27	26	26	26	27
Meland	121	121	114	123	124	124	121	121	120	124
Merkesvik	28	28	26	29	29	29	28	28	28	29
Midtbygda	284	285	268	290	292	291	285	285	283	292
Mjølfjell omformerstasjon	30	30	28	31	31	31	30	30	30	31
Mongstad - alm. forsyning	139	139	131	142	143	142	139	139	138	143
Myster	7	7	6	7	7	7	7	7	7	7
Norheimsund	113	114	107	116	117	116	114	114	113	117
Os 7,5 kV	71	71	67	73	73	73	71	71	71	73
Os 22 kV	176	177	166	180	182	181	177	177	100	103
Osterøy	113	113	106	115	116	115	113	113	112	116
Ravnanger	129	130	122	132	133	133	130	130	129	133
Rå	294	296	277	301	303	302	296	295	293	303
Salhusvegen	123	124	116	126	127	126	123	123	123	127
Sandviken	93	93	88	95	96	95	93	93	93	96
Sandøy								50	50	51
Seim	150	151	142	154	155	154	151	151	150	155
Sima	8	8	7	8	8	8	8	8	8	8
Simonsvik	95	95	89	97	98	97	95	95	95	98
Skjold	128	129	121	131	132	131	128	128	128	132
Solheim	276	278	260	282	284	283	277	277	275	284
Steinsland	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Stordal	20	20	19	21	21	21	20	20	20	21
Storetveit	230	231	217	235	237	236	231	230	229	236
Strømgaten	237	239	224	243	244	244	238	238	233	241
Tangeland	53	53	50	54	55	54	53	53	53	55
Ulven									76	78
Ulvik	20	20	19	20	21	20	20	20	20	21
Urmland	38	38	36	39	39	39	38	38	38	39
Voss	90	90	85	92	93	92	90	90	90	93
Øystese	52	52	49	53	53	53	52	52	52	53
Ågotnes	146	147	138	150	151	150	147	147	146	151
Kraftintensiv industri										
Stureterminalen	105	91	78	84	93	95	105	95	85	94
Kollsnes	2 237	2 030	2 070	2 514	2 518	3 068	3 272	2 764	3 210	3 432
Mongstad - raffineri	477	486	436	468	444	490	477	438	467	506
Mongstad - Gjøa	228	256	242	255	253	266	306	281	295	285
Ålvik - Bjølvefossen	363	401	398	386	417	404	405	406	391	394
SUM	9 828	9 711	9 273	10 266	10 331	10 903	10 981	10 439	10 867	11 337

Estimert maksimalt effektforbruk per regionalnettpunkt siste ti år (MW)

År	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Alminnelig forsyning										
Arna omformerstasjon							1	1	1	1
Arnavågen	26	28	25	26	29	28	30	27	25	31
Askøy	36	38	35	36	40	39	41	37	35	43
Bjørkelid 11 kV	11	11	10	11	12	11	12	11	10	13
Bjørkelid 22 kV	14	14	13	14	15	15	15	14	13	16
Breivik - alm. forsyning	20	22	20	21	23	22	23	21	20	24
Breivik - avgang Mathopen	12	13	12	12	14	13	14	13	12	14
Bu	6	7	6	7	7	7	7	7	6	8
Dale - alm. forsyning	17	18	16	17	19	18	19	17	16	20
Dale omformerstasjon	5	5	5	5	5	5	5	5	4	6
Dokken	53	57	51	54	60	58	61	55	51	63
Dolvik	54	58	52	55	61	58	62	56	52	64
Eidesfossen	4	4	4	4	4	4	5	4	4	5
Eidsvåg	12	12	11	12	13	13	13	12	11	14
Evanger	5	5	4	5	5	5	5	5	4	5
Frøland	6	7	6	7	7	7	7	7	6	8
Frøyset	16	17	15	16	18	17	18	16	15	11
Fyllingsdalen	49	52	47	49	55	53	55	50	47	58
Granvin	5	5	5	5	5	5	5	5	5	6
Hammersland	22	24	22	23	25	24	25	23	21	26
Haukeland	32	34	31	32	36	34	36	33	31	38
Helldal	47	50	45	48	53	51	54	48	45	56
Hellen	14	15	14	14	16	15	16	15	14	17
Hodnaberg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hylkje					7	7	7	6	6	7
Kartveit	19	20	18	19	21	21	22	20	18	23
Kjønnagard	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2
Klyve	6	6	6	6	7	6	7	6	6	7
Koengen	33	35	32	34	37	36	38	34	32	40
Kollsnes - alm. forsyning	22	23	21	22	25	24	25	23	21	26
Litlesotra	44	47	43	45	50	48	51	46	43	53
Loddefjord	33	35	32	33	37	36	38	34	32	39
Matre	5	6	5	5	6	6	6	5	5	6
Meland	24	26	24	25	27	26	28	25	24	29
Merkesvik	6	6	5	6	6	6	6	6	5	7
Midtbygda	57	61	55	58	64	62	65	59	55	68
Mjøllfjell omformerstasjon	6	6	6	6	7	7	7	6	6	7
Mongstad - alm. forsyning	28	30	27	28	31	30	32	29	27	33
Myster	1	1	1	1	1	1	2	1	1	2
Norheimsund	23	24	22	23	26	25	26	24	22	27
Os 7,5 kV	14	15	14	15	16	16	16	15	14	17
Os 22 kV	36	38	34	36	40	39	41	37	34	25
Osterøy	23	24	22	23	26	25	26	23	22	27
Ravnanger	26	28	25	27	29	28	30	27	25	31
Rå	59	63	57	60	67	64	68	61	57	71
Salhusvegen	25	26	24	25	28	27	28	26	24	30
Sandviken	19	20	18	19	21	20	21	19	18	22
Sandøy										8
Seim	30	32	29	31	34	33	35	31	29	36
Sima	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2
Simonsvik	19	20	19	19	22	21	22	20	18	23
Skjold	26	28	25	26	29	28	29	27	25	31
Solheim	56	59	54	57	63	60	64	57	54	66
Steinsland	1	1	1	1	2	2	2	1	1	2
Stordal	4	4	4	4	5	4	5	4	4	5
Storetveit	46	49	45	47	52	50	53	48	45	55
Strømgaten	48	51	46	49	54	52	53	48	45	55
Tangeland	11	11	10	11	12	12	12	11	10	13
Ulvik	4	4	4	4	5	4	5	4	4	5
Ulven										17
Urmland	8	8	7	8	9	8	9	8	7	9
Voss	18	19	18	18	20	20	21	19	18	22
Øystese	10	11	10	11	12	11	12	11	10	12
Ågotnes	30	32	29	30	33	32	34	30	29	35
Kraftintensiv industri										
Stureterminalen	13	13	16	19	11	8	10	15	6	11
Kollsnes	318	344	272	316	365	400	386	406	426	445
Mongstad - raffineri	59	54	54	52	58	56	71	57	53	68
Mongstad - Gjøa	29	33	30	26	30	30	9	39	42	38
Ålvik - Bjølvefossen	44	29	43	44	52	45	47	43	30	43
SUM	1 752	1 849	1 662	1 766	1 971	1 941	2 001	1 893	1 806	2 145

Estimert utveksling per regionalnettpunkt i sentralnettets makstime siste ti år (MW)

År	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Dato	01.02.2012	05.12.2012	13.01.2014	05.02.2015	21.01.2016	09.02.2017	28.02.2018	29.01.2019	02.12.2019	12.02.2021
Arna omformerstasjon										
Arnavågen	25	26	23	26	28	27	28	25	23	30
Askøy	34	36	32	35	39	37	39	34	32	42
Bjørkelid 11 kV	10	11	10	10	11	11	12	10	9	12
Bjørkelid 22 kV	13	14	12	13	15	14	15	13	12	16
Breivik - alm. forsyning	19	20	18	20	22	21	22	19	18	24
Breivik - avgang Mathopen	12	12	11	12	13	13	13	12	11	14
Bu	6	6	6	6	7	7	7	6	6	7
Dale - alm. forsyning	16	17	15	16	18	17	18	16	15	19
Dale omformerstasjon	4	5	4	5	5	5	5	4	4	5
Dokken	51	53	48	52	57	55	58	51	47	62
Dolvik	51	54	48	53	58	56	59	51	48	63
Eidesfossen	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5
Eidsvåg	11	12	11	11	13	12	13	11	10	14
Evanger	4	5	4	4	5	5	5	4	4	5
Frøland	6	6	6	6	7	7	7	6	6	7
Frøysset	15	16	14	15	17	16	17	15	14	18
Fyllingsdalen	46	49	44	48	52	50	53	46	43	56
Granvin	5	5	4	5	5	5	5	5	4	5
Hammersland	21	22	20	22	24	23	24	21	20	26
Haukeland	30	32	28	31	34	33	34	30	28	37
Helldal	45	47	42	46	50	49	51	45	42	54
Hellen	14	14	13	14	15	15	15	14	13	16
Hodnaberg	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hylkje	-	-	-	-	7	6	7	6	5	7
Kartveit	18	19	17	19	21	20	21	18	17	22
Kjønnagard	1	2	1	2	2	2	2	1	1	2
Klyve	6	6	5	6	6	6	6	6	5	7
Koengen	32	33	30	33	36	34	36	32	30	38
Kollsnes - alm. forsyning	21	22	20	21	24	23	24	21	20	25
Litlesotra	42	44	40	43	48	46	48	42	40	51
Loddefjord	31	33	30	32	35	34	36	31	29	38
Matre	5	5	5	5	6	5	6	5	5	6
Meland	23	24	22	24	26	25	26	23	22	28
Merkesvik	5	6	5	6	6	6	6	5	5	7
Midtbygda	55	57	51	56	62	59	62	55	51	66
Mjølfjell omformerstasjon	6	6	5	6	6	6	7	6	5	7
Mongstad - alm. forsyning	27	28	25	27	30	29	30	27	25	32
Myster	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Norheimsund	22	23	21	22	25	24	25	22	20	27
Os 7,5 kV	14	14	13	14	15	15	16	14	13	17
Os 22 kV	34	36	32	35	38	37	39	34	32	41
Osterøy	22	23	20	22	24	24	25	22	20	26
Ravnanger	25	26	23	26	28	27	28	25	23	30
Rå	57	59	53	58	64	62	64	57	53	69
Salhusvegen	24	25	22	24	27	26	27	24	22	29
Sandviken	18	19	17	18	20	19	20	18	17	22
Sandøy							-	-	-	-
Seim	29	30	27	30	33	31	33	29	27	35
Sima	1	2	1	2	2	2	2	1	1	2
Simonsvik	18	19	17	19	21	20	21	18	17	22
Skjold	25	26	23	25	28	27	28	25	23	30
Solheim	53	56	50	55	60	58	61	53	50	65
Steinsland	1	1	1	1	2	1	2	1	1	2
Stordal	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5
Storetveit	44	46	42	45	50	48	50	44	41	54
Strømgaten	46	48	43	47	52	50	52	46	43	56
Tangeland	10	11	10	10	12	11	12	10	10	12
Ulven							-	-	-	-
Ulvik	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5
Urmland	7	8	7	7	8	8	8	7	7	9
Voss	17	18	16	18	20	19	20	17	16	21
Øystese	10	10	9	10	11	11	11	10	9	12
Ågotnes	28	30	27	29	32	31	32	28	26	34
Kraftintensiv industri										
Stureterminalen	12	12	15	18	6	11	13	9	6	10
Kollsnes	303	322	253	305	360	376	277	413	418	431
Mongstad - raffineri	56	51	50	50	87	88	57	60	46	60
Mongstad - Gjøa	28	31	28	25	30	30	35	36	29	38
Ålvik - Bjølvefossen	42	27	40	42	46	43	17	34	23	36
SUM	1 670	1 732	1 543	1 703	1 921	1 891	1 805	1 785	1 678	2 077

Sum alm forsyning

Radetiketter	Summer av 2027	Summer av 2032	Summer av 2037	Summer av 2042
Alminnelig forsyning	1731	1745	1790	1832
Arnavågen - 11kV	31	32	32	33
Askøy - 22kV	44	46	47	49
Bjørkelid - 11kV	11	11	11	11
Bjørkelid - 22kV	16	16	16	16
Blomøy - 22kV	21	22	23	24
Breivik - 11kV	29	29	30	31
Breivik - 22kV	14	11	11	11
Bu - 22kV	8	8	8	8
Dale - 22kV	29	29	29	22
Dale - 45kV	6	6	6	6
Dokken - 11kV	68	69	70	71
Dolvik - 11kV	69	71	73	75
Eidesfossen - 22kV	5	5	5	5
Eidsvåg - 11kV	17	15	15	15
Evanger - 22kV	6	6	6	6
Frøyset - 22kV	15	15	15	15
Fyllingsdalen - 11kV	64	66	67	69
Granvin - 22kV	5	5	5	5
Hammersland - 22kV	27	28	30	31
Haukeland - 11kV	30	31	32	33
Hellidal - 11kV	61	63	64	66
Hodnaberg - 22kV	1	1	1	1
Hylkje - 22kV	12	12	13	13
Kartveit - 22kV	25	26	26	27
Kjønnagard - 22kV	12	12	12	12
Klyve - 22kV	10	10	10	10
Knarvik - 22kV	17	17	17	17
Koengen - 11kV	51	52	53	55
Langedalen - 132kV	10	10	10	10
Liland - 11kV	18	18	19	19
Litlesotra - 22kV	47	48	50	53
Loddefjord - 11kV	43	44	45	46
Matre - 22kV	5	5	5	5
Meland - 22kV	27	29	33	38
Merkesvik - 22kV	8	8	8	9
Midtbygda - 11kV	77	77	79	81
Mjølfjell - 45kV	7	7	7	7
Mongstad - 22kV	40	41	42	43
Myster - 22kV	1	1	1	1
Norheimsund - 22kV	30	30	30	30
Os - 22kV	35	36	38	39
Os - 7,5kV	15	15	16	17
Osterøy - 22kV	29	29	29	30
Ravnanger - 22kV	34	35	36	37
Ravneberget - 11kV	6	6	6	6
Rå - 11kV	57	59	60	62
Salhusvegen - 22kV	32	33	34	35
Samnanger - 22kV	13	13	13	13
Sandviken - 11kV	25	24	24	25
Sandøy - 22kV	8	8	8	8
Seim - 22kV	26	27	28	31
Sima - 22kV	0	0	0	0
Simonsvik - 11kV	24	25	25	26
Skjold - 11kV	34	34	35	36
Solheim - 11kV	80	82	84	87
Steinsland - 22kV	2	2	2	2
Stordal - 22kV	1	1	1	1
Storetveit - 11kV	61	63	64	66
Strømgaten - 11kV	41	42	43	44
Tangeland - 11kV	15	16	16	17
Ulven - 22kV	19	20	21	22
Ulvik - 22kV	6	6	6	6
Urdland - 22kV	8	8	8	8
Voss - 22kV	29	29	29	29
Østerbø - 22kV	2	2	2	2
Øystese - 22kV	9	9	9	9
Ågotnes - 22kV	36	37	38	40
Hellen - 11kV	16	16	17	17
Storebotn - 22 kV	22	22	22	22
Bildøybakken - 22kV	11	10	10	10
Tangeland - 22kV	17	1	2	2
Ålvik - 12 kV	3	3	3	3
Annet kraftkrevende	66	71	71	71
Blomøy - 22kV	10	15	15	15
Hammersland - 22kV	2	2	2	2
Kollsnes - 22kV	2	2	2	2
Ågotnes - 22kV	2	2	2	2
Ålvik - 132kV	50	50	50	50
Datasenter	20	20	20	20
Dale - 132kV	20	20	20	20
Petroleum	878	866	795	750
Kollsnes - 132kV	481	469	398	353
Kollsnes - 300kV	256	256	256	256
Mongstad - 132kV	70	70	70	70
Sture - 132kV	20	20	20	20
Mongstad - 90 kV	51	51	51	51
Hydrogen/Ammoniakk	10	10	10	10
Blomøy - 22kV	10	10	10	10
Totalsum	2706	2713	2686	2683

Radetiketter	Summer av 2027	Summer av 2032	Summer av 2037	Summer av 2042
Alminnelig forsyning	1792	1816	1878	1932
Arnavågen - 11kV	31	32	32	33
Askøy - 22kV	46	48	49	51
Bjørkelid - 11kV	11	11	11	11
Bjørkelid - 22kV	16	16	16	16
Blomøy - 22kV	21	22	23	24
Breivik - 11kV	29	29	30	31
Breivik - 22kV	15	13	13	13
Bu - 22kV	8	8	8	8
Dale - 22kV	29	29	29	22
Dale - 45kv	6	6	6	6
Dokken - 11kV	70	71	72	73
Dolvik - 11kV	69	71	73	75
Eidesfossen - 22kV	6	6	6	6
Eidsvåg - 11kV	17	15	15	15
Evanger - 22kV	6	6	6	6
Frøyset - 22kV	15	15	15	15
Fyllingsdalen - 11kV	64	66	67	69
Granvin - 22kV	5	5	5	5
Hammersland - 22kV	30	31	32	33
Haukeland - 11kV	55	56	57	58
Hellidal - 11kV	61	63	64	66
Hodnaberg - 22kV	1	1	1	1
Hylkje - 22kV	12	12	13	13
Kartveit - 22kV	25	26	26	27
Kjønnagard - 22kV	12	12	12	12
Klyve - 22kV	11	11	11	11
Knarvik - 22kV	17	17	17	17
Koengen - 11kV	52	53	54	55
Langedalen - 132kV	10	10	10	10
Liland - 11kV	23	25	44	56
Litlesotra - 22kV	49	49	52	54
Loddefjord - 11kV	43	44	45	46
Matre - 22kV	5	5	5	5
Meland - 22kV	27	29	33	38
Merkesvik - 22kV	8	8	8	9
Midtbygda - 11kV	77	77	79	81
Mjølfjell - 45kV	7	7	7	7
Mongstad - 22kV	40	41	42	43
Myster - 22kV	1	1	1	1
Norheimsund - 22kV	30	30	30	30
Os - 22kV	35	36	38	39
Os - 7,5kV	15	15	16	17
Osterøy - 22kV	29	29	29	30
Ravnanger - 22kV	34	35	36	37
Ravneberget - 11kV	6	6	6	6
Rå - 11kV	57	59	60	62
Salhusvegen - 22kV	32	33	34	35
Samnanger - 22kV	13	13	13	13
Sandviken - 11kV	25	24	24	25
Sandøy - 22kV	8	8	8	8
Seim - 22kV	26	27	28	31
Sima - 22kV	0	0	0	0
Simonsvik - 11kV	24	25	25	26
Skjold - 11kV	34	34	35	36
Solheim - 11kV	80	82	84	87
Steinsland - 22kV	2	2	2	2
Stordal - 22kV	1	1	1	1
Storetveit - 11kV	61	63	64	66
Strømgaten - 11kV	45	47	48	49
Tangeland - 11kV	15	16	16	17
Ulven - 22kV	26	32	33	34
Ulvik - 22kV	6	6	6	6
Urdland - 22kV	8	8	8	8
Voss - 22kV	29	29	29	29
Østerbø - 22kV	2	2	2	2
Øystese - 22kV	9	9	9	9
Ågotnes - 22kV	43	46	48	50
Hellen - 11kV	16	16	17	17
Storebotn - 22 kV	22	22	22	22
Bildøybakken - 22kV	11	10	10	10
Tangeland - 22kV	17	1	2	2
Ålvik - 12 kV	3	3	3	3
Annet kraftkrevende	155	171	202	247
Blomøy - 22kV	55	60	60	60
Hammersland - 22kV	3	3	3	3
Knarvik - 22kV	3	6	6	6
Kollsnes - 132kV			15	30
Kollsnes - 22kV	3	3	3	3
Mongstad - 132kV			15	30
Mongstad - 22kV	4	8	8	8
Os - 22kV	1	1	1	1
Sandøy - 22kV	33	38	38	38
Voss - 22kV	2	2	2	2
Ågotnes - 22kV	3	3	3	3
Ålvik - 132kV	50	50	50	65
Bildøybakken - 22kV	0	0	0	0
Datasenter	50	170	230	300
Dale - 132kV	20	20	20	20
Matre - 22kV	30	30	30	30
Mongstad - 132kV		20	80	150
Samnanger - 132kV		100	100	100
Petroleum	1039	1071	991	946
Kollsnes - 132kV	529	524	444	399
Kollsnes - 300kV	256	256	256	256
Mongstad - 132kV	70	70	70	70
Sture - 132kV	20	20	20	20
Mongstad - 90 kV	51	51	51	51
Samnanger - 420kV	113	150	150	150
Hydrogen/Ammoniakk	30	80	260	310
Blomøy - 22kV	10	10	10	10
Tangeland - 22kV	20	20	20	20
Arna - 132kV		50	230	280
Totalsum	3065	3308	3560	3734

Radetiketter	Summer av 2027	Summer av 2032	Summer av 2037	Summer av 2042
Alminnelig forsyning	1823	1847	1909	1963
Arnavågen - 11kV	31	32	32	33
Askøy - 22kV	46	48	49	51
Bjørkelid - 11kV	11	11	11	11
Bjørkelid - 22kV	16	16	16	16
Blomøy - 22kV	21	22	23	24
Breivik - 11kV	29	29	30	31
Breivik - 22kV	15	13	13	13
Bu - 22kV	8	8	8	8
Dale - 22kV	29	29	29	22
Dale - 45kv	6	6	6	6
Dokken - 11kV	70	71	72	73
Dolvik - 11kV	69	71	73	75
Eidesfossen - 22kV	6	6	6	6
Eidsvåg - 11kV	17	15	15	15
Evanger - 22kV	6	6	6	6
Frøyset - 22kV	15	15	15	15
Fyllingsdalen - 11kV	64	66	67	69
Granvin - 22kV	5	5	5	5
Hammersland - 22kV	30	31	32	33
Haukeland - 11kV	55	56	57	58
Hellidal - 11kV	61	63	64	66
Hodnaberg - 22kV	1	1	1	1
Hylkje - 22kV	12	12	13	13
Kartveit - 22kV	25	26	26	27
Kjønnagard - 22kV	12	12	12	12
Klyve - 22kV	13	13	13	13
Knarvik - 22kV	17	17	17	17
Koengen - 11kV	52	53	54	55
Langedalen - 132kV	10	10	10	10
Liland - 11kV	23	25	44	56
Litlesotra - 22kV	49	49	52	54
Loddefjord - 11kV	43	44	45	46
Matre - 22kV	5	5	5	5
Meland - 22kV	27	29	33	38
Merkesvik - 22kV	8	8	8	9
Midtbygda - 11kV	77	77	79	81
Mjølfjell - 45kV	7	7	7	7
Mongstad - 22kV	40	41	42	43
Myster - 22kV	1	1	1	1
Norheimsund - 22kV	30	30	30	30
Os - 22kV	35	36	38	39
Os - 7,5kV	15	15	16	17
Osterøy - 22kV	29	29	29	30
Ravnanger - 22kV	34	35	36	37
Ravneberget - 11kV	6	6	6	6
Rå - 11kV	57	59	60	62
Salhusvegen - 22kV	32	33	34	35
Samnanger - 22kV	13	13	13	13
Sandviken - 11kV	25	24	24	25
Sandøy - 22kV	8	8	8	8
Seim - 22kV	26	27	28	31
Sima - 22kV	0	0	0	0
Simonsvik - 11kV	24	25	25	26
Skjold - 11kV	34	34	35	36
Solheim - 11kV	80	82	84	87
Steinsland - 22kV	2	2	2	2
Stordal - 22kV	1	1	1	1
Storetveit - 11kV	61	63	64	66
Strømgaten - 11kV	45	47	48	49
Tangeland - 11kV	15	16	16	17
Ulven - 22kV	26	32	33	34
Ulvik - 22kV	6	6	6	6
Urmland - 22kV	8	8	8	8
Voss - 22kV	29	29	29	29
Østerbø - 22kV	2	2	2	2
Øystese - 22kV	9	9	9	9
Ågotnes - 22kV	43	46	48	50
Hellen - 11kV	16	16	17	17
Storebotn - 22 kV	22	22	22	22
Bildøybakken - 22kV	11	10	10	10
Tangeland - 22kV	17	1	2	2
Askøy - 132kV	30	30	30	30
Ålvik - 12 kV	3	3	3	3
Annet kraftkrevende	230	786	867	912
Blomøy - 22kV	70	75	75	75
Hammersland - 22kV	3	3	3	3
Knarvik - 22kV	3	6	6	6
Kollsnes - 132kV			15	30
Kollsnes - 22kV	3	3	3	3
Mongstad - 132kV			15	30
Mongstad - 22kV	4	8	8	8
Os - 22kV	1	1	1	1
Sandøy - 22kV	33	38	38	38
Voss - 22kV	2	2	2	2
Ågotnes - 22kV	3	3	3	3
Ålvik - 132kV	50	50	50	65
Øygarden - 132kV	20	340	390	390
Sandøy - 132kV		150	150	150
Bildøybakken - 22kV	0	0	0	0
Lindås - 132kV	20	80	80	80
Lindås - 22kV	20	30	30	30
Datasenter	50	250	510	580
Dale - 132kV	20	100	100	100
Matre - 22kV	30	30	30	30
Mongstad - 132kV		20	80	150
Samnanger - 132kV	0	100	300	300
Petroleum	1054	1190	1110	1065
Kollsnes - 132kV	529	524	444	399
Kollsnes - 300kV	256	360	360	360
Mongstad - 132kV	70	70	70	70
Sture - 132kV	20	20	20	20
Mongstad - 90 kV	66	66	66	66
Samnanger - 420kV	113	150	150	150
Hydrogen/Ammoniakk	290	900	1230	1280
Blomøy - 22kV	10	10	10	10
Mongstad - 132kV		150	150	150
Øygarden - 132kV		310	310	310
Tangeland - 22kV	20	20	20	20
Lindås - 132kV			150	150
Arna - 132kV		50	230	280
Kartveit - 132kV	0	100	100	100
Sima - 132kV	260	260	260	260
Totalsum	3447	4973	5626	5800

VEDLEGG 7

Planlagt ny kraftproduksjon

Kun vist prosjekter som er konsesjonssøkt / konsesjonsgitt / under bygging.

Prosjekter som er skrinlagt eller som har fått endelig avslag på konsesjonssøknaden er fjernet fra listen.

Kraftverk som er bygd og satt på drift er også fjernet fra listen.

Planlagte vannkraftverk > 1 MW med innmating i distribusjonsnettet:					
KOMMUNE	KRAFTVERKSNAVN	Netteier	Innmatingspunkt regionalnett	Effekt [MW]	STATUS
Alver	Dyrkolbotn	BKK Nett AS	Matre	2,7	Under bygging
Eidfjord	Tveitafoss, økt effekt	Indre Hordaland Kraftnett	Klyve	3,8	Søkt konsesjon
Gulen	Fossdalselva	BKK Nett AS	Sandøy	3,0	Fått konsesjon
Masfjorden	Tverråna (Daleelva)	BKK Nett AS	Matre	1,7	Fått konsesjon
Modalen	Nåmdalselva	Modalen Kraftlag	Hellandsfoss	4,2	Fått konsesjon, venter på nett
Modalen	Todeiselva	Modalen Kraftlag	Hellandsfoss	2,7	Fått konsesjon, venter på nett
Modalen	Almelid	Modalen Kraftlag	Hellandsfoss	1,7	Fått konsesjon, venter på nett
Modalen	Budal 2	Modalen Kraftlag	Hellandsfoss	3,1	Fått konsesjon, venter på nett
Modalen	Kvernhuselva	Modalen Kraftlag	Hellandsfoss	3,4	Fått konsesjon, venter på nett
Samnanger	Aldalselva	BKK Nett AS	Samnanger	5,5	Fått konsesjon
Samnanger	Sandelva	BKK Nett AS	Os	3,7	Under bygging
Samnanger	Smådalselva	BKK Nett AS	Samnanger	2,5	Under bygging
Ullensvang	Krossdalselvi	Indre Hordaland Kraftnett	Eidesfossen	5,5	Under bygging
Ullensvang	Brattabøelvi	Indre Hordaland Kraftnett	Eidesfossen	4,6	Under bygging
Ullensvang	Øvre Alsåker	Indre Hordaland Kraftnett	Trå	4,0	Under bygging
Ullensvang	Drøllstølsbekken	Indre Hordaland Kraftnett	Klyve	3,7	Under bygging
Ulvik	Ulsberg	Indre Hordaland Kraftnett	Ulvik	1,0	Fått konsesjon
Ulvik	Tyso	Indre Hordaland Kraftnett	Ulvik	8,3	Fått konsesjon
Ulvik	Vambheim	Indre Hordaland Kraftnett	Ulvik	2,5	Fått konsesjon
Vaksdal	Moko	BKK Nett AS	Dale	2,9	Fått konsesjon
Vaksdal	Eikemo	BKK Nett AS	Myster	3,5	Under bygging
Voss	Jørnevik	Voss Energi Nett	Evanger	2,0	Fått konsesjon
Voss	Bjørndalen	Voss Energi Nett	Evanger	2,5	Under bygging
Voss	Tverrelvi, Norsk Grønkraft	Voss Energi Nett	Evanger	4,5	Under bygging
Voss	Tverrelvi, BKK Produksjon	Voss Energi Nett	Evanger	9,7	Under bygging
Voss	Mugås	Voss Energi Nett	Evanger	2,6	Fått konsesjon
Voss	Skreio	Voss Energi Nett	Kjønnagard	1,0	Fått konsesjon
SUM innmating distribusjonsnett				96	

Planlagte vindkraftverk					
KOMMUNE	KRAFTVERKSNAVN	Utbygger	Nettilknytning	Effekt [MW]	STATUS
Gulen	Dalsbotnfjellet	Zephyr AS	Frøyset 132 kV	150	Klagebehandling hos OED
Gulen	Sandøy	Norsk Vind Energi	Frøyset 132 kV	90	Melding sendt til NVE
Masfjorden	Hordavind	Norsk Vind Energi	Haugsvær 132 kV	522	Melding sendt til NVE
Modalen	Hordavind	Norsk Vind Energi	Modalen/Steinsland 300 kV	900	Melding sendt til NVE
SUM vindkraft				1662	