



Stanavegen transformatorstasjon i Tyssedal

# Regional Kraftsystemutgreiing for Sunnhordland og Nord-Rogaland

## Hovudrapport 2022 - 2042

14. utgåve

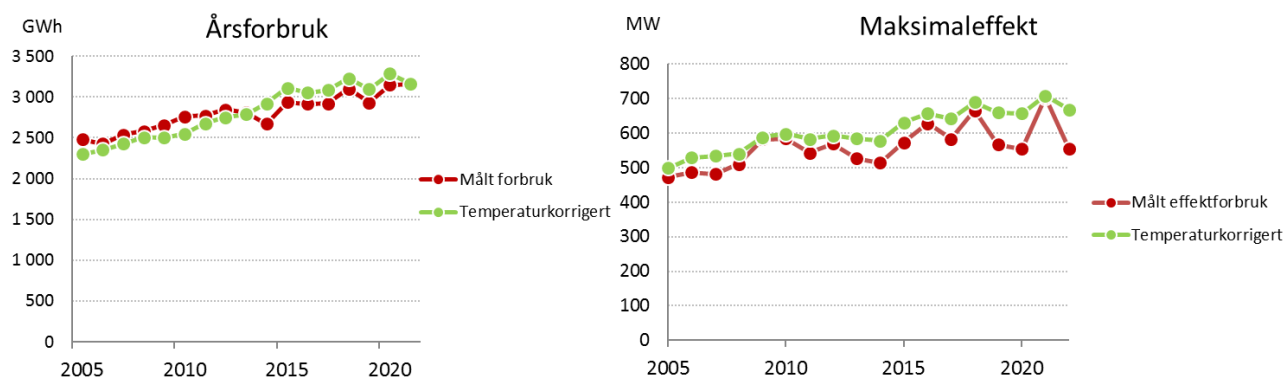
30. juni 2022

## 1. Samandrag

Samfunnet forventar at nettet leverer straum til ei kvar tid og står klar til å ta imot nye kundar. Nettselskapa i regionen står føre ei utfordring med å tilknyta produksjons- og forbrukskundar. Det er avgjerande at nettselskapa løyser dette gjennom å planlegga, investera og drifta nettet på ein effektiv måte.

Fagne har ansvaret for å koordinera planlegginga av regionalnettet i utgreiingsområdet som geografisk er avgrensa av nettet mellom Bjørnafjorden i nord og Boknafjorden i sør. Kvart andre år blir kraftsystemutgreiinga oppdatert med ein offentleg hovudrapport og ein grunnlagsrapport som er underlagt teieplikt. Det er eit overordna mål at kraftsystemutgreiinga skal vera eit grunnlagsdokument som sikrar god oversikt over dagens kraftforsynings situasjon, og legg til rette for framtidsretta og kostnadseffektiv utbygging av kraftnettet i regionen.

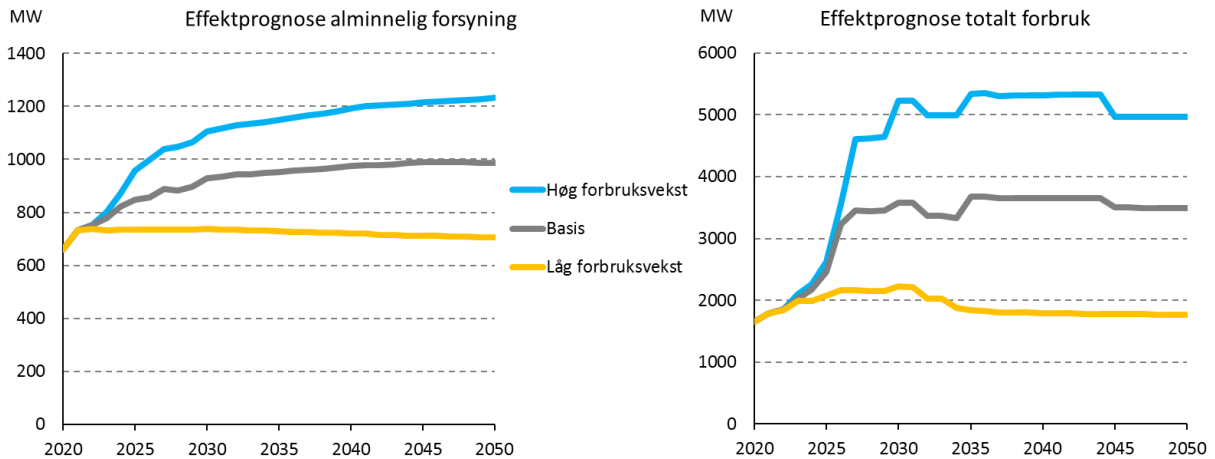
Ei rekke småkraftverk og vindkraftverk har blitt tilknyta nett i løpet av dei siste åra. Samtidig krev industrien stadig meir tilgang på kraft når fossile energikjelder skal fasast ut. Historisk utvikling og prognosar for forbruk fram mot 2050 er vist i Figur 1-1 og Figur 1-2. Ny industri og elektrifisering fører til ei forventning om høg vekst i kraftforbruket. Med opninga av havvindområdet Utsira Nord er det òg mogleg med inntil 1500 MW ny produksjon som skal levera kraft til Haugalandet.



Figur 1-1 Historisk utvikling av årleg alminnelig forbruk (GWh) og maksimalt effektuttak (MW).

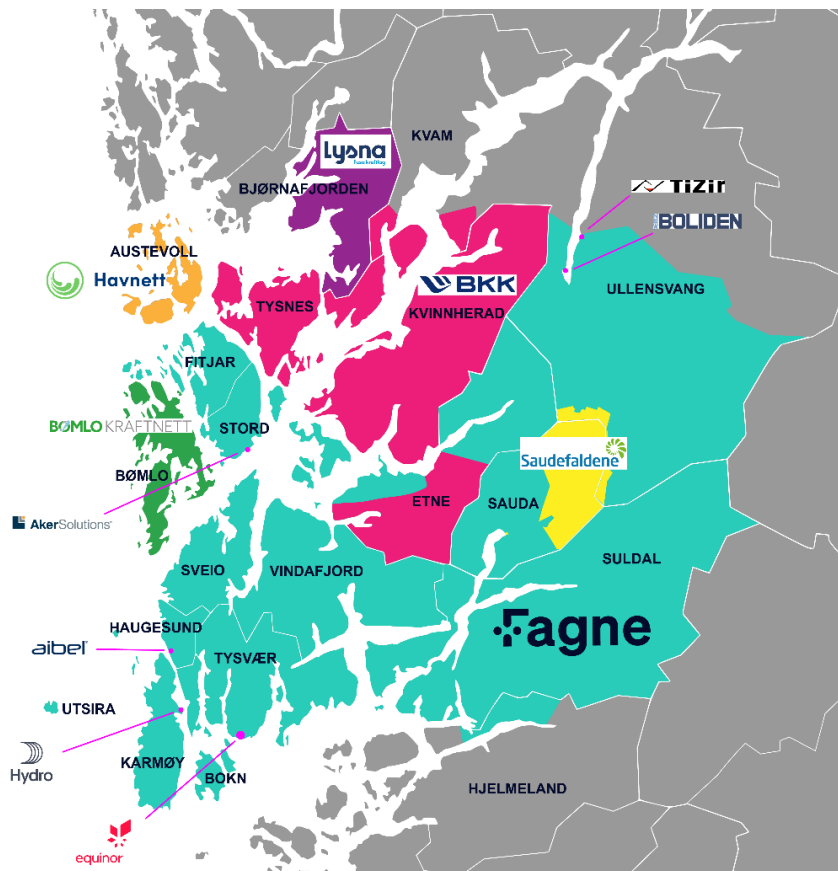
Innanfor utgreiingsområdet er mesteparten av kraftproduksjonen plassert mot fjella i aust. Noko av den kraftintensive industrien er plassert i nærleiken av dei store vasskraftanlegga, medan i andre tilfelle er det lange avstandar mellom produksjon og forbruk. Både transmisjonsnettet og regionalnettet bidrar til å transportera kraft vestover mot kysten der det er eit stort kraftunderskot. I transmisjonsnettet er det SKL-snittet som er den viktigaste flaskehalsen. Denne flaskehalsen fører til avgrensingar av tilknytning for forbrukskundar over 1 MW. Ny 420 kV leiing mellom Blåfalli i Kvinnherad og Gismarvik i Tysvær, som Statnett

planlegg for å koma på drift i 2027, aukar N-1-kapasiteten inn til regionen med ca. 450 MW. Det er likevel forventa så høg forbruksvekst at det vil vera behov for ytterlegare tiltak i transmisjonsnettet. Dette gjeld òg i Odda der det er planar om utviding av industriforbruket til Boliden og TTI.



Figur 1-2 Prognosar for maksimaleffekt for alminnelig forbruk og totalt forbruk (inkl. kraftintensiv industri).

Utgreiingsområdet og områdekonsesjonærar er vist i Figur 1-3. Fagne eig mesteparten av regionalnettet i utgreiingsområdet.



Figur 1-3 Kart over utgreiingsområdet og områdekonsesjonærar.

Det vil vera eit svært høgt investeringsnivå til å fornya regionalnettet både på kort og lang sikt. 66(132) kV leidning Ølen-Våg-Bratthammar, forsyning av Haugaland Næringspark og oppgradering av regionalnettet på Odda er nokre døme på store prosjekt som skal byggast dei næraste åra. Mange andre nettanlegg har òg behov for auka kapasitet og må uansett bli skifta ut grunna dårleg tilstand og høg alder. Nye regionalnettanlegg blir som hovudregel tilrettelagt for 132 kV slik at kapasiteten er framtidsretta og tilstrekkeleg for kraftbehovet i prognosane.

Fagne har sidan førre kraftsystemutgreiing i 2020 sendt konsesjonssøknad for følgjande prosjekt:

- 66(132) kV leidning Bø-Meland
- 66(132) kV kablar Spanne-Hemmingstad
- Hemmingstad transformatorstasjon
- 66(132) kV kabel ved Vabakken transformatorstasjon
- Otteråi transformatorstasjon
- Øyra transformatorstasjon.

I tillegg har Odda Energi Nett (no del av Fagne) sendt søknad for fornying av kablar i Tyssedal og Saudefaldene har søkt om å bygga Birkeland transformatorstasjon i Sauda.

## Innhald

1.	Samandrag.....	2
2.	Innleiing.....	6
3.	Dagens kraftsystem.....	6
3.1.	Generelt om transmisjonsnettet.....	6
3.2.	Generelt om regionalnettet.....	7
3.3.	Leveringskvalitet og leveringstryggleik .....	8
3.4.	Kraftproduksjon og energikjelder .....	9
3.5.	Nettkapasitet for ny produksjon og nytt forbruk .....	11
3.6.	Historisk utvikling av forbruk.....	13
4.	Framtidige overføringstilhøve og prognosar .....	16
4.1.	Drivkrefter som påverkar samfunnsutviklinga .....	16
4.2.	Forbrukarflexibilitet .....	17
4.3.	Scenarioa for utvikling av forbruk og produksjon.....	19
4.4.	Energiprognosar for forbruk.....	20
4.5.	Effektprognosar for forbruk .....	21
4.6.	Elektrifisering av transportsektoren .....	23
5.	Nettutviklingsplanar .....	25
5.1.	Gjennomførte endringar .....	25
5.2.	Nettutviklingsplanar for regionalnettet .....	25
5.3.	Ombygging til 132 kV .....	25
5.4.	Grenseflatar mellom områdekonsesjonærar og mot overliggjande nett.....	27
5.5.	Investeringskostnader ved langsiktig utvikling av kraftsystemet .....	28
6.	Referansar.....	30

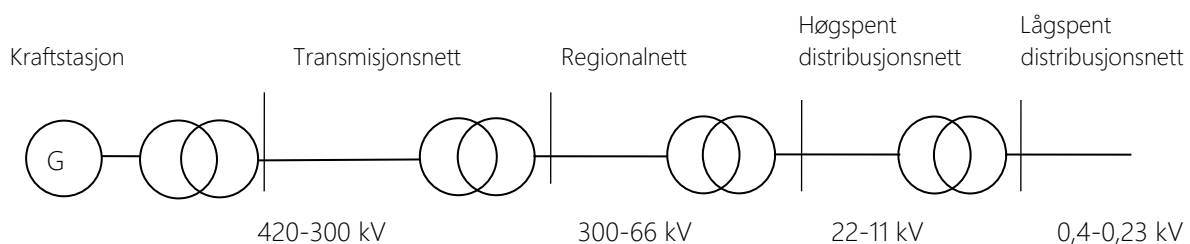
## 2. Innleiing

Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE) etablerte i 1988 ordninga med regional kraftsystemutgreiing for å systematisera energiplanlegginga på fylkesnivå. Føremålet er å fastsetja langsiktige mål og klarare retningslinjer for utviklinga av kraftsystemet.

Kraftsystemutgreiinga er sett saman av denne hovudrapporten, som er offentleg tilgjengeleg, og ein grunnlagsrapport som er underlagt teieplikt iht. Kraftberedskapsforskrifta § 6-2 [Feil! Fant ikke referanseilden.], jfr. Offentleglova § 13 [2], og er tilgjengeleg bare for dei som er godkjende til å få slike dokument. NVE arbeidar med å i større grad digitalisere kraftsystemutgreiinga, den digitale løysninga vil bli tilgjengeleg på <https://plannett.nve.no> 15. august. I første omgang er det stort sett konseptvalutgreiingar og tiltaksportefølje som vil vera tilgjengeleg digitalt, men det vil bli vidareutvikla til å innehalda ein større del av kraftsystemutgreiinga på lengre sikt.

## 3. Dagens kraftsystem

Ei skjematisk framstilling av kraftsystemet frå produksjon til forbrukar er vist i Figur 3-1. Det vert nytta ulike inndelingar og namn for ulike nettnivå. Dei mest vanlege omgrepa er vist på figuren:



Figur 3-1 Skjematisk framstilling av kraftsystemet.

### 3.1. Generelt om transmisjonsnettet

Statnett er eigar av transmisjonsnettet. Det er behov for forsterkning av transmisjonsnettet for å kunna tilknytta nytt forbruk i regionen. Statnett har planar om å bygga ny 420 kV leidning Blåfalli – Gismarvik. Konesjonssøknad vart sendt i april 2020. Statnett arbeider også med områdeplanar med tanke på ytterlegare forsterking av transmisjonsnettet.

Tabell 3-1 Nokre nøkkeltal om transmisjonsnettet.

Eigarselskap	Leidning		Trafo	Utveksl.punkt	Sluttkundar
	Luftl. (km)	Kabel (km)	tal		
Fagne	11,9		1	2	0
Statnett	464,9	14,1	18	18	

### 3.2. Generelt om regionalnettet

Det er i hovudsak Fagne og Saundefaldene som planlegg og byggjer konsesjonspliktige anlegg i regionalnettet som vert omfatta i denne utgreiinga.

Tabell 3-2 Nokre nøkkeltal om regionalnett.

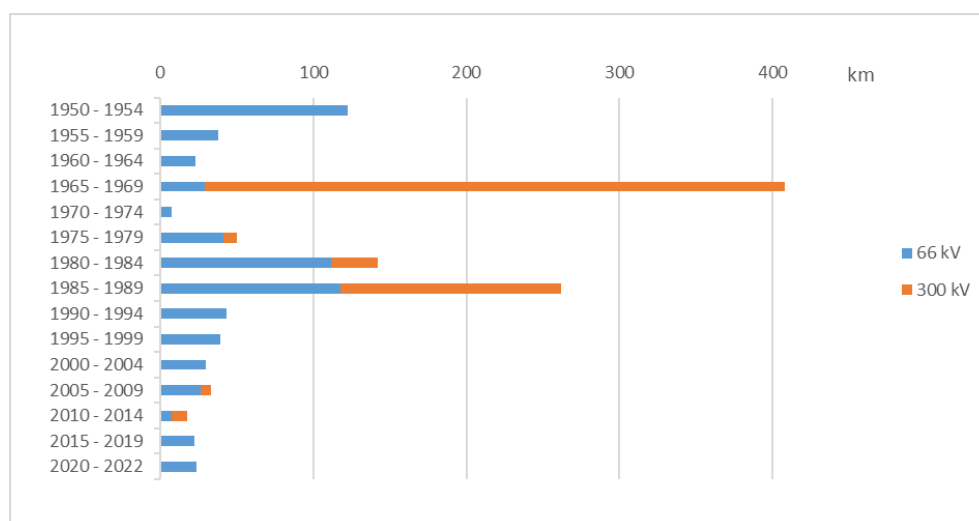
Eigarselskap	Leidning		Trafo tal	Utveksl.punkt	Sluttkundar
	Luftl. (km)	Kabel (km)			
Fagne	576,2	83,8	64	55	8
Saundefaldene	21,3	2,6	7	4	

Ein ser no at kapasiteten fleire stader i nettet i stadig aukande grad vert nytta fullt ut, spesielt i Haugesund-området der kapasiteten til tider har lagt visse restriksjonar på drifta. Dei fleste stader i regionalnettet er det likevel redundans (N-1) for utfall. I enkelte transformatorstasjonar er det kun ein 66 kV leidning eller ein transformator, men som oftast er det reserve i distribusjonsnett (11 eller 22 kV). Ein går difor no inn i ein ny periode der det trengst større investeringar i nettet.

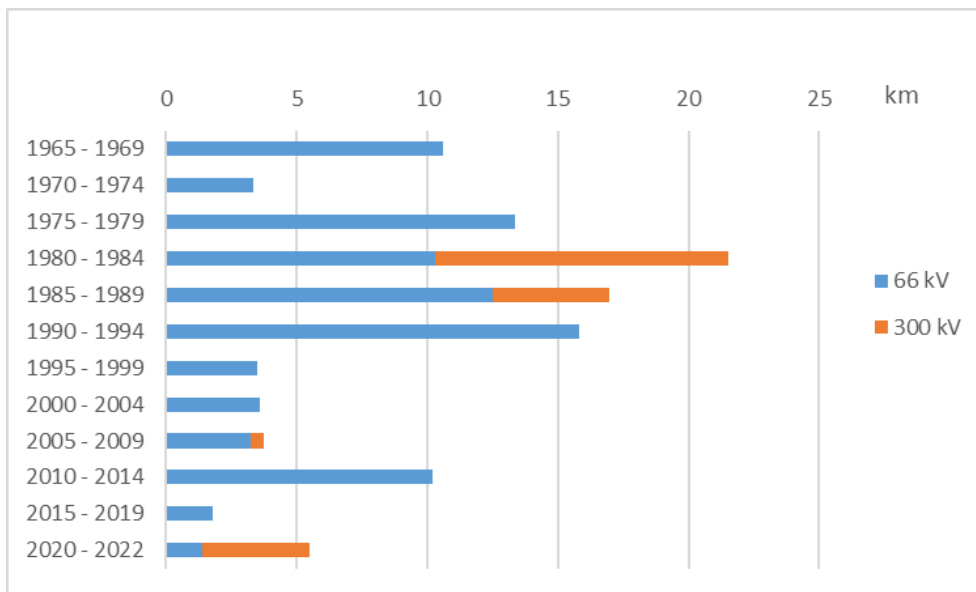
I Odda er det ved normalt forbruk ingen flaskehals mot transmisjonsnettet. Dette vil bli eit problem ved tilkopling av meir produksjon. Ein ny transformator i Røldal løyser problemet med restriksjonar på tilknytning av småkraftverk.

Linjene i regionalnettet er i hovudsak dimensjonert for 50 °C linetemperatur. Etter kvart som lasta aukar, kan det verta aktuelt å oppgradera nokre leidningar til ein høgare linetemperatur.

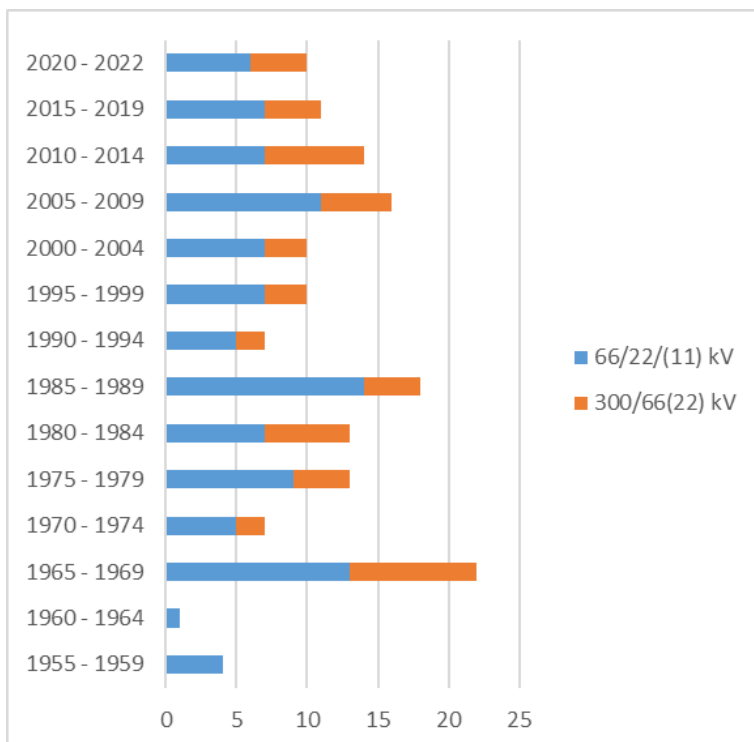
Regionalnettet er forholdsvis gamalt. Gjennomsnittsalderen er 41 år for luftleidningar og 32 år for kablar.



Figur 3-2 Alderssamansetning for luftleidningar i utgreiingsområdet.



Figur 3-3 Alderssamansetning av kablar i utgreiingsområdet.



Figur 3-4 Alderssamansetning av transformatorar i utgreiingsområdet.

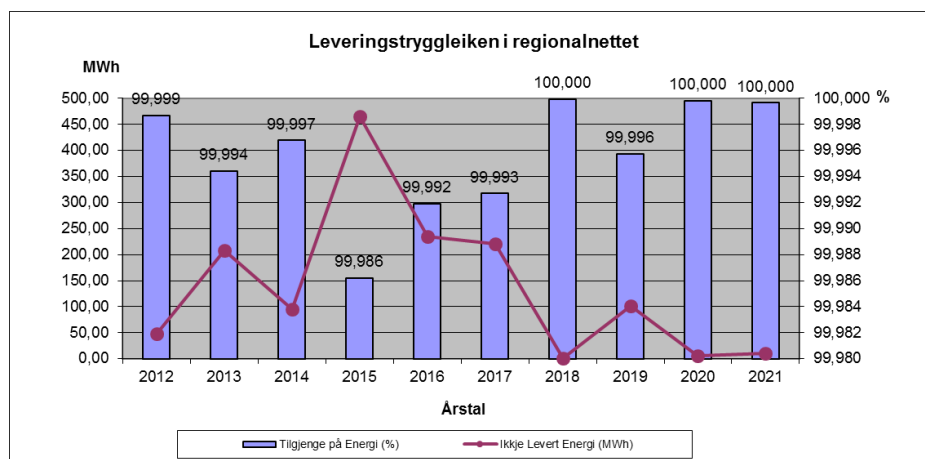
### 3.3. Leveringskvalitet og leveringstryggleik

Gjennom *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet* [3] vert det stilt spesifikke krav til leveringskvaliteten i dei elektriske kraftsystema, og ein har fått auka merksemd retta mot spenningskvaliteten. Både industriverksemdar, servicenæring og private forbrukarar elles forventar stabil forsyning og god leveringskvalitet.



Regionalnettet i området har generelt god leveringskvalitet med både godt tilgjenge og god kvalitet. Gjennomsnittleg ILE (Ikkje Levert Energi) som følge av feil i regionalnettet dei siste 10 åra er om lag 139 MWh per år. Avbrota kjem ofte i samband med tøyevør eller sterk vind. Toppen i ILE i perioden 2015-2017 skuldast mellom anna meir ekstremver. Det er viktig å følgja med på korleis dette utviklar seg vidare framover.

I og med at det meste av overføringsanlegga er bygd opp med redundans (N-1-kriteriet), er dette med på å gje ein god leveringskvalitet så lenge ikkje den same hendinga rammar fleire linjer. Eit meir systematisk og målretta vedlikehaldsopplegg har og gitt gode resultat. Spesielt er rydding av skog viktig.



Figur 3-5 Ikkje levert energi 2012-2021, samt leveringstryggleiken som andel av levert energi (GWh).

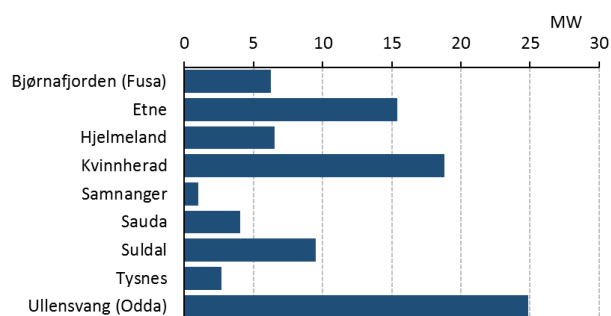
### 3.4. Kraftproduksjon og energikjelder

Tradisjonelt har energibehovet vorte dekkja opp ved bruk av elektrisk kraft, samt fyring med ved og olje. Varmepumper luft til luft er utbreidd, og har til dels overteke forbruk for ved og olje. Det er i tillegg teke i bruk naturgass som energikjelde i delar av Haugesund/Karmøy-området og på Stord.

Elektrisk kraft kan produserast ut frå fleire energikjelder, men den dominerande basisen er utnytting av vasskraft. Potensialet blir sett opp mot dei avgrensingar nasjonale planar for vassdrags- og ressursforvaltning set, før ein til sist listar opp dei prosjekt som kan vera aktuelle for konsesjonssøknad/utbygging.

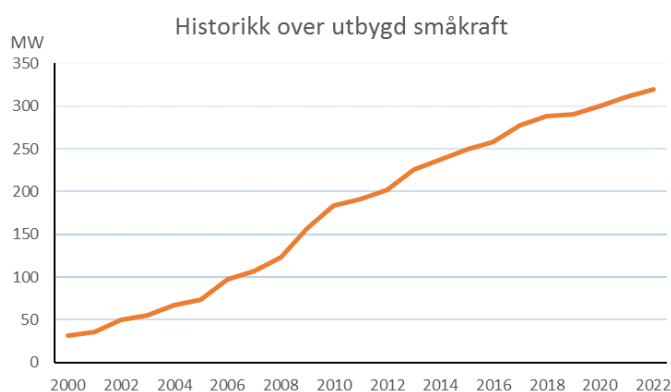
#### 3.4.1. Mini- og småkraft

Regionen er rik på potensial for småkraftutbygging. Utbygging av småkraft kan ofte vera tidkrevjande prosessar, då særleg grunnspørsmål og avtalar med grunneigarar kan ta lang tid. Utbygging av nett tek også lang tid. Det er difor vanskeleg å prognosera utbyggingstakten.



Figur 3-6 Oversikt over ikkje utbygd småkraft per kommune som har søkt eller fått konsesjon av NVE.

Etne, Kvinnherad, Ullensvang og Suldal er dei kommunane med størst vasskraftpotensial, og det ligg òg føre omfattande utbyggingsplanar her. Spesielt i desse kommunane er det ei stor utfordring å få etablert kraftnett som kan ta i mot all denne krafta.



Figur 3-7 Historikk over utbygd småkraft i utgreiingsområdet.

### 3.4.2. Vindkraft

Vasskraft er den viktigaste fornybare energikjelda vår, men ein ser òg at andre fornybare energikjelder i større grad vert teke i bruk til energiproduksjon. Dette gjeld i hovudsak vindkraft.

Tabell 3-3 Følgjande vindkraftprosjekt på Haugalandet er kjende pr. mai 2022.

Vindpark (Kommune – område)	Aktør	Installert effekt	Årsproduksjon	Status	Nettilknytningspunkt
Utsira II	Solvind Prosjekt AS	15 MW	51 GWh	Konsesjon søkt	Stava
Karmøy, flytende offshore demoanlegg	Marin Energi Testcenter AS	85 MW	250 GWh	Konsesjon søkt	Skudeneshavn
Demonstrasjonsanlegg SeaTwirl – vertikalaksla flytende vindturbin utenfor Bokn	Marin Energi Testcenter AS	1 MW	3,4 GWh	Konsesjon gitt	Nordstokke
<b>Sum</b>		<b>101 MW</b>	<b>304 GWh</b>		

I 2021 vart Gismarvik vindkraftverk, Tysvær vindpark og TetraSpar demo sett i drift. Totalt effekt- og energiproduksjon for dei tre nye vindkraftverka er 63,5 MW og 206 GWh.

Testanlegga for offshore vindkraft dreier seg mest om forskning, så anlegga kan bli midlertidige. Det er ikkje sikkert at det blir noko av alle, og energiproduksjonen kan bli vesentleg mindre enn det som står oppført i tabellen.

### **3.5. Nettkapasitet for ny produksjon og nytt forbruk**

Mangel på nettkapasitet kan vera til hinder for etablering av ny kraftproduksjon eller ny industri- og næringsverksemd. Det vil vera samfunnsøkonomisk gunstig å leggja nye verksemdar til område der det alt er ledig kapasitet i kraftnettet.

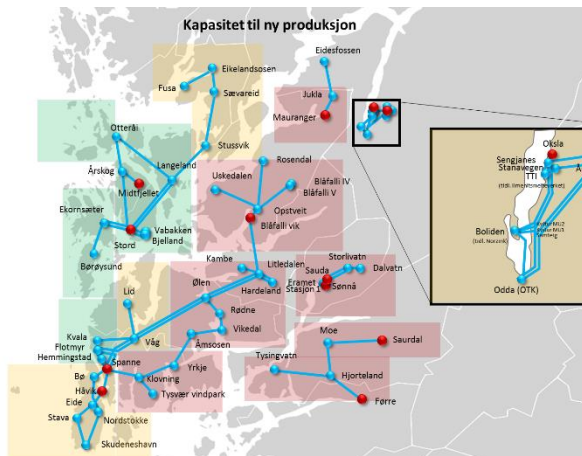
Utgreiingsansvarlege nettselskap er difor pålagt å framskaffa og presentera oversikt over kapasiteten i kraftnettet. Denne informasjonen skal bidra til å gjera aktørane merksame på kvar nettkapasiteten kan vera ein avgrensande faktor i høve til etablering av ny verksemd. Fargane i Figur 3-8 og Figur 3-9 skal forståast som følger:

- Grøn: Ledig kapasitet i regionalnettet for tilkopling av ny produksjon / nytt forbruk
- Gul: Avgrensa kapasitet i regionalnettet for tilkopling av ny produksjon / nytt forbruk
- Raud: Ikkje ledig kapasitet i regionalnettet for tilkopling av ny produksjon / nytt forbruk

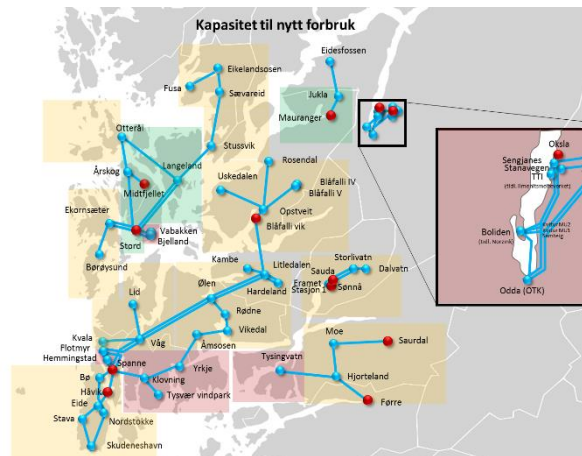
Vi gjer merksam på at grenseskilje mellom kategoriane ikkje alltid er heilt eintydig. Spesielt kan det vera uvisse rundt tydinga av «avgrensa». Omgrepet nyttast som oftast til å skildra situasjonar der det er avgrensa kapasitet i enkelte geografiske delar av kommunen, i enkelte tidsperiodar eller under enkelte transformatorstasjonar. Sjølv i dei grønne områda er det visse grenser for kor stor ny effekt som kan knyttast til nettet. Ta difor gjerne kontakt med nettselskapet for å få ei nærare avklaring i kvart enkelt tilfelle.

Også distribusjonsnettet set grenser for kor mykje nytt forbruk eller ny produksjon som kan tilknyttast, men det tar ikkje fullt så lang tid å bygga nytt distribusjonsnett som å bygga nytt regionalnett.

- Transmisjonsnettsstasjon (300 kV)
- Regionalnettsstasjon (66 kV)
- Eksisterande leidning eller kabel (66 kV)

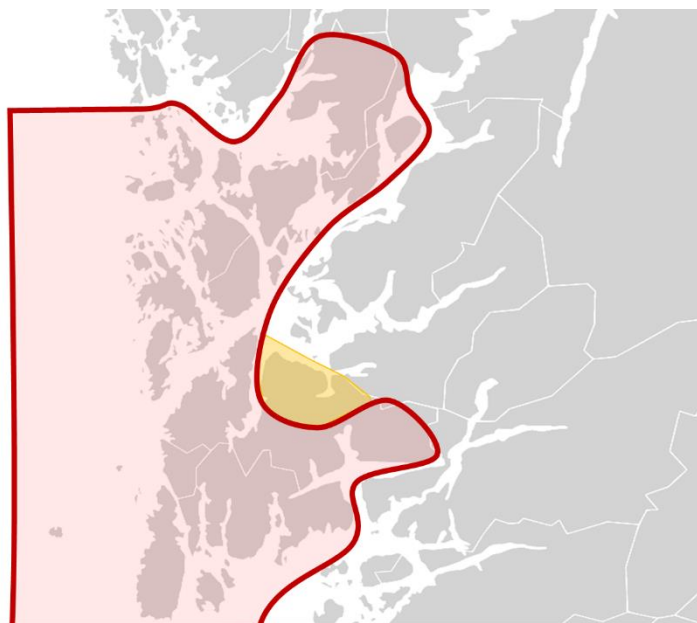


Figur 3-8 Kapasitet for nye større kraftverk i regionalnettet.



Figur 3-9 Kapasitet for større forbruk i regionalnettet.

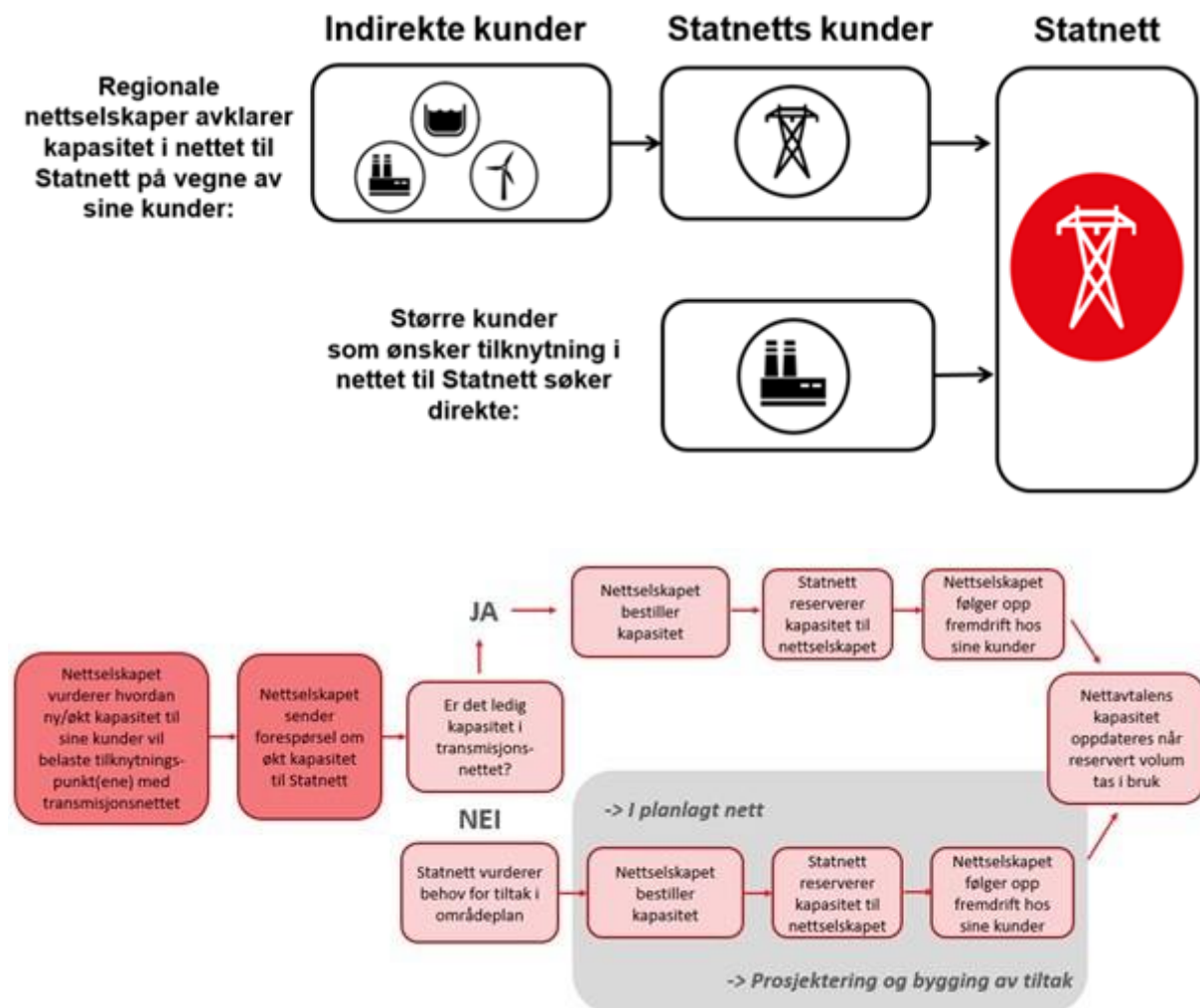
Mangel på kapasitet i transmisjonsnettet kan avgrensa kapasiteten i regionalnettet ytterlegare. SKL-snittet i transmisjonsnettet er ein viktig flaskehals og etter at ny 420 kV Blåfalli-Gismarvik er sett i drift. Kapasiteten på SKL-snittet har påverka på ein stor del av utgreiingsområdet, sjå Figur 3-10, og set avgrensingar for tilknytning av nytt forbruk over 1 MW. Det vil òg vera andre flaskehalsar i transmisjonsnettet, til dømes kapasitet inn mot Odda og transformatorstyring i dei enkelte stasjonane.



Figur 3-10 Område som vert råka av manglande kapasitet på SKL-snittet.

Nettselskapa mottok ein del førespurnader om planar for tilknytning av nytt forbruk og produksjon. For førespurnader over 1 MW må planane avklarast med Statnett. Statnett har i løpet av 2022 utvikla områdeplanar og nye prinsipp for tilknytning. Underliggende nettselskapa får ein større rolle i å koordinera sluttkundane. I dei ulike nettselskapa er det ulik praksis rundt tilknytingsprosessen.

Straumnettutvalet la fram ei utgreiing til Olje- og energidepartementet 14. juni 2022. Tilknytingsprosessen er eit sentralt tema i rapporten. Utvalet tilrådde meir bruk av tilknytning på vilkår og prioritering i køen basert på kor modne prosjekta er. Det er ønska frå utvalet at nettselskapa gir informasjon om ei kartløyning på kapasitet.



### 3.6. Historisk utvikling av forbruk

Tabellen under viser alminneleg forbruk som ikkje er temperaturkorrigert. Alminnelig forbruk er definert som alt kraftforbruk med unntak av stort forbruk (kraftintensiv industri med forbruk over 15 MW i minst 5000 timar i året). Fleksibelt forbruk (uprioritert forbruk)

er trekt frå tala for alminneleg forbruk. Maksimaleffekt tunglast er effekt målt i regionalnettet sin maksimallasttime for siste og nest siste vinter.

Tabell 3-4 Estimert prioritert forbruk fordelt på nettselskapa i Sunnhordland og Nord-Rogaland

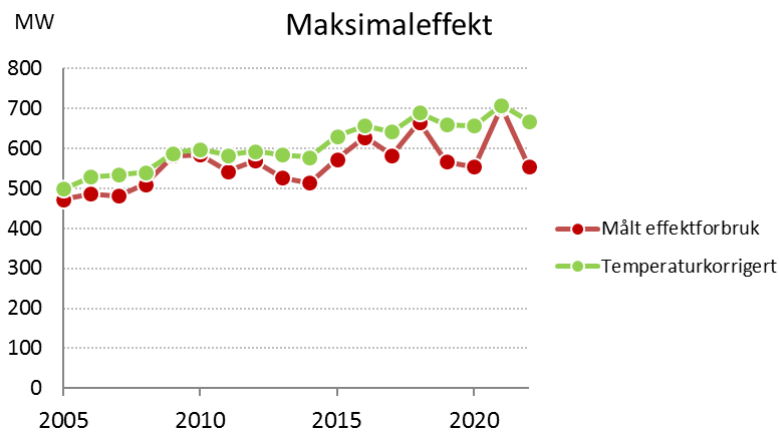
Nettselskap	Maksimaleffekt		Årsforbruk	
	10.02.21 time 9 MW	06.12.21 time 9 MW	2020 GWh	2021 GWh
Fagne	488,2	393,4	2 241,0	2 221,9
BKK Nett	75,0	56,0	226,9	292,3
Bømlo Kraftnett	44,5	34,8	182,0	186,3
Odda Energi Nett	46,4	31,6	289,0	256,0
Havnett	24,9	19,6	118,4	118,5
Lysna	24,3	19,9	94,1	105,3
<b>Sum</b>	<b>703,3</b>	<b>555,3</b>	<b>3 151,3</b>	<b>3 180,3</b>

Temperaturkorrigert alminnelig energiforbruk vart 3,3 TWh i 2020 og 3,2 TWh i 2021. Temperaturkorrigert effekt med ti års returtid vart om lag 708 MW ved maksimallast for vinteren 2020/2021 og 668 MW for vinteren 2021/2022. Dette gjev ei brukstid på ca. 4 700 timar.

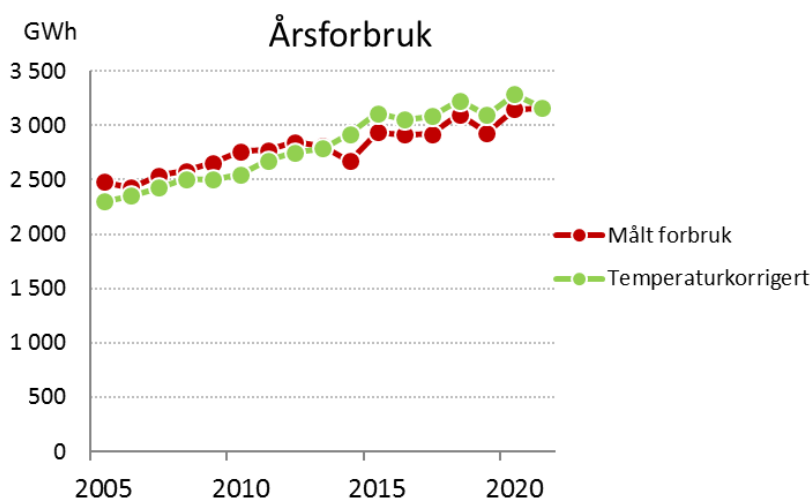
Frå 2016 har nokre kundar fått tilbod om å tilknyttast nettet som fleksibelt forbruk i område der det ikkje er tilstrekkeleg reserve til å tilknyttast dei som prioritert forbruk. Dette gjeld spesielt landstraum til skip og riggar.

Tidspunktet for regionalnettet sin maksimallasttime for dei to siste vintrane var 10. februar 2021 time 9 og 6. desember 2021 time 9. Transmisjonsnettet sin maksimaltime for region sør var 12. februar 2021 time 12 og 6. desember 2021 time 17. 3-døgn middeltemperatur ved maksimallast på maksimallasttimane i regionalnettet var -7 °C og 0,5 °C målt på Haugesund lufthavn, Karmøy.

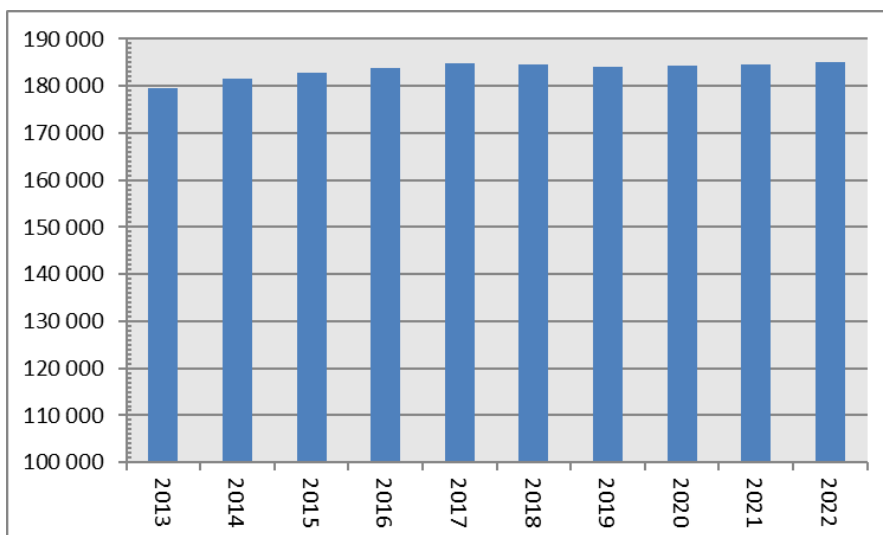
Det kan vera avvik mellom maksimaltiden i ulike delar av regionalnettet. Regionalnettet i Odda kan til dømes ha ein annan maksimaltime enn regionalnettet i Haugesund. Vi må vera klar over at for nokre nettselskap, og også nokre transformatorstasjonar, kan ein ha høgare maksimallast på andre tidspunkt enn det som kjem fram i tabellane over samtidig maksimallast. I utrekningane har samtidig maksimallast blitt brukt for å få summane til å stemma.



Figur 3-11 Årleg maksimaleffekt for alminneleg forsyning frå 2005



Figur 3-12 Årleg elektrisitetsforbruk for alminneleg forsyning frå 2005



Figur 3-13 Utvikling i folketal årleg mellom 2013 og 2022

Folketalet i KSU-området har auka med 0,2 % pr. år dei siste to åra. Størst prosentvis årleg auke i folketal dei siste to åra har det vore i kommunane Tysvær (1,0 %) og Bjørnafjorden (Fusa) (0,6 %).

## 4. Framtidige overføringstilhøve og prognosar

### 4.1. *Drivkrefter som påverkar samfunnsutviklinga*

Ulike drivkrefter, hendingar og faktorar bidrar til og påverkar korleis samfunnet utviklar seg. Drivkrefter kan vera både forutsigbare og mindre forutsigbare. Ein kan til dømes forutsjå at behovet for kraft aukar når folketalet aukar. Følgjande drivkrefter vert sett på som viktige og er difor omtala nærare:

- Energi- og klimapolitikk
- Haldningar og folkeopinion
- Konjunkturar, økonomisk vekst og folketalsutvikling
- Teknologiutvikling

#### Energi- og klimapolitikk

Politiske føringar er viktig for samfunnsutviklinga og dermed utviklinga av det elektriske kraftsystemet. Klima- og miljøpolitikken er særleg viktig i samband med energipolitikken.

I 2019 vart EUs «Green Deal» [4] lagt fram og vart følgd opp med klimapakken «Fit for 55» [5] i 2021, der målet om 55 % reduksjon av klimagassutslepp og klimanøytralitet i 2050 er sentralt. Eitt av verkemidla for å oppnå dette er kvotemarknaden for CO<sub>2</sub> (EU ETS). Energi- og klimapolitikken til EU vil mellom anna påverka lønsemda av fornybar kraftproduksjon, elektrifisering av transport og industri, energieffektivisering og etterspurnad etter norsk olje og gass.

I rapporten «Klimakur 2030» [6] (2020) har ein greidd ut korleis Noreg kan nå klimamåla om å kutta minst 50 % av utsleppa i ikkje-kvotepliktige utslepp i 2030 samanlikna med 2005. Tiltak i transport og landbruk er naudsynte for å klara måla. Salet av elbilar og ladbare hybridbilar har auka kraftig dei siste åra og fører til kutt i utslepp. Det er eit mål at 100 % av dei nye personbilane i Noreg skal vera nullutsleppsilar innan 2025. Etter kvart kan teknologiutvikling og politikk føra til at stadig fleire delar av transportsektoren òg blir elektrifiserte.

#### Haldningar og folkeopinion

Haldningar og folkeopinion betyr mykje for utbygging av kraftnett. Forslag om meir bruk av kabel som alternativ til luftlinjer og motstand mot utbygging av vindkraft er døme på



dette. Prosjekta møter ofte lokal motstand i kommunane der dei skal byggast. Dette påverkar kvar anlegga blir plasserte og kor mange kraftverk som vert realiserte.

### **Konjunkturar, økonomisk vekst og folketalsutvikling**

Høgkonjunktur og økonomisk vekst fører generelt til auka aktivitet i industri og næringsverksemd. Når konjunkturane svingar ned derimot kan endringane skje mykje fortare, noko som vi har døme på gjennom covid-19-pandemien. Aktivitet innan olje og gass påverkar òg utgreiingsområdet vesentleg.

Kraftprisen er ein avgjerande faktor for mellom anna lønsemda til kraftselskapa, inntekter til det offentlege og utgifter for industrien. Kraftprisen er i stor grad styrt av makroøkonomiske faktorar, mellom anna pris på kol og gass. I tillegg påverkar hydrologi, CO<sub>2</sub>-prisen og kapasitet i transmisjonsnettet kraftprisen. Dessutan gir kraftprisen eit signal dersom det er stor ubalanse mellom forbruk og produksjon regionalt eller nasjonalt. Til dømes blir prisen låg med stor utbygging av produksjon og lite forbrukvekst. Motsett blir prisen høg med lite ny produksjon og høg forbruksvekst. Det har vore høge kraftprisar frå hausten 2021 og til nå i 2022. Med så høge kraftprisar kan kraftverksprosjekt ein tidlegare ikkje trudde var lønsame, bli lønsame, slik at det kan bli større press for å knytta til nye kraftverk. Til gjengjeld kan bedrifter med høgt kraftforbruk få problem med lønsemda. Vi har nok ennå ikkje sett konsekvensane av dei høge kraftprisane fullt ut.

### **Teknologiutvikling**

Teknologiutvikling kan få ulike verknader både direkte og indirekte i høve til utvikling av kraftnettet. Utvikling av nye kraftoverføringsteknologiar kan føra til billigare utbygging og dermed fleire kraftleidningar og kablar.

Teknologiutvikling kan òg føra til etablering av ny industri, nye produksjonsanlegg og stor auke i elektriske køyretøy. Klimautfordringa vil føra til eit press på å vidareutvikla teknologiar som gir redusert klimagassutslepp. Dette kan til dømes vera batteriproduksjon og solkraft.

## **4.2. Forbrukarflexibilitet**

Forbrukarflexibilitet innanfor denne konteksten handlar om i kva grad forbrukarane har evne og vilje til å bytta energiberar eller endra straumforbruket på kort og lang sikt. Dersom ein då nyttar forbrukarflexibilitet vil ein kunne redusera lasta på straumnettet i makslasttimen ved at forbruket skjer ved eit anna tidspunkt eller ein heilt annan energiberar. Dersom forbrukarar til dømes kan flytta lading av elbil frå ettermiddagen til seinare på kvelden då det generelt er mindre last i straumnettet, er dette ein form for forbrukarflexibilitet. Ettersom straumnettet blir dimensjonert for maksimallast vil dermed forbrukarflexibilitet ha potensialet for å kunna leggja til rette for billigare eller seinare investeringar i straumnettet.

Det er fleire måtar å oppnå forbrukarflexibilitet på, med kvar sine fordelar og ulemper:

- Tilknytning på vilkår om utkopling: Dei kundane som tilknyttar seg nettet utover det nettet har kapasitet til på verst tenkelege tidspunkt, får tilknyttast seg på vilkår om at dei blir utkopla i situasjonar når nettet ikkje har tilstrekkeleg kapasitet. Dei får ingen kompensasjon for det utover at dei får tilknyttast seg tidlegare enn dei elles ville ha fått lov til.
- Tariff for fleksibelt forbruk: Nokre få kundar kan få rabatt på nettleiga mot at dei blir utkopla i situasjonar det ikkje er tilstrekkeleg kapasitet i nettet. Det treng ikkje vera dei same kundane som blir tilknyttast sist i det aktuelle området, men gjerne kundar som uansett har reserve for elektrisitetsforbruket sitt. Landstraum til skip kan bli tilknyttast på ein slik fleksibel tariff fordi dei har motorar dei kan bruka i periodar nettet ikkje har tilstrekkeleg kapasitet. Det same kan også gjelda fiskeoppdrettsanlegg som uansett har dieselaggregat som dekker heile eller ein del av forbruket deira. Tradisjonelt har det vore elektrokjellar med brensefyrt reserve som har blitt tilknyttast på tariff for fleksibelt forbruk. Ein kan ha ulike variantar av utkoplingstid i slike ordningar.
- Flexibilitetsmarknad: Mange kundar i eit avgrensa område kan vera med i ein marknad der dei ved redusert kapasitet i nettet kan tilby nettselskapet å redusera forbruket. Dei som til saman tilbyr tilstrekkeleg effektreduksjon til lågast pris i dei aktuelle periodane får då betalt for å redusera effekten sin. Dette kan dreia seg om alle typar kundar, også hushaldskundar som kan kopla ut varmtvassberedar og elbillading i periodar nettet ikkje har tilstrekkeleg kapasitet.

Ut frå dei fordelane og ulempene kvart av desse alternativa har, kan det eine alternativet passa godt i eit område, og det andre alternativet passar kanskje betre i eit anna område. Det er avhengig av type, plassering og storleik på kundar i dei aktuelle områda.

Fram til i dag har forbrukarflexibiliteten stort sett vore retta mot ulike oppvarmingsbehov, så som el-kjellar i næring og industri, og romoppvarming i alle typar bygg. Dei siste åra har òg landstraum til skip kunna bidra med forbrukarflexibilitet. Statnett har også hatt avtalar om utkopling av større industriverksemder. I dag er det installert frekvensstyrt lastfråkopling ulike stader i nettet vårt, etter krav frå Statnett. Etersom straumnettet må bli dimensjonert etter maksimallast, kan tiltak som reduserer maksimallasta vera samfunnsøkonomisk gunstige ved at dei kan redusera eller utsetja investeringar i det elektriske nettet.

Flexibilitet generelt medfører som oftast ein meirkostnad, og det må difor eksistera reguleringar og/eller insentiv dersom ein ønskjer forbrukarflexibilitet. Einskilde kundar har fått tilbod om å bli tilknyttast som fleksibelt forbruk. Dette vil truleg først og fremst gjelda supplyskip og oljeriggar som ønskjer landstraum medan dei ligg i opplag. I mange tilfelle er ikkje nettet tilstrekkeleg dimensjonert for dette forbruket, i alle fall ikkje med tanke på reserveforsyning ved feil, og kanskje heller ikkje i normaldrift dei kaldaste periodane om vinteren. Dersom kunden alt har motorar og turbinar som kan brukast til

elektrisitetsproduksjon ved feil i nettet og kanskje dei kaldaste periodane om vinteren, kan ei ordning med tilknytning som fleksibelt forbruk vera ei god løysing både for kunden og nettselskapet.

Innføringa av AMS og ny nettleiemodell frå 1. juli 2022 [7] vil kunna bidra til auka forbrukarfleksibilitet ved at det vert tilgang på betre informasjon og insentiv.

Smarthus kan bidra med forbrukarfleksibilitet i gitte situasjonar, men det er ikkje venta nokon særleg effekt av dette dei næraste åra. Fjernvarme er lite utbreidd i vår region fordi det er kostbart å byggja ut og gir dårleg kost/nytte-verdi.

På Utsira testar Fagne ut smartnett i kombinasjon med Nodes fleksibilitetsmarknad. Dette er pilot i Sintefs FoU-prosjekt Sineldi. Vi ser for oss at dette i framtida kan bli nyttig også andre stader i nettet, gjerne i større område med mange kundar bak ein flaskehals.

På lengre sikt er det sannsynleg at ein kan få nytte av forbrukarfleksibilitet for å kunna utsetja investeringar i nettet. Vurderingar om forbrukarfleksibilitet kan utsetja konkrete investeringar i nettet kan vera vanskelege i og med at ein ikkje veit kor effektivt forbrukarfleksibiliteten verkar før ein har prøvd det.

### **4.3. Scenarior for utvikling av forbruk og produksjon**

I denne kraftsystemutgreiinga er det etablert tre scenarior som skal bidra til å gje ei oversikt over det moglege utfallsrommet for kraftbalansen i området i framtida:

#### **Scenario Låg forbruksvekst**

Det vert lagt til grunn svak økonomisk vekst og stor satsing på fornybar kraftproduksjon. Folketalet utviklar seg som Statistisk Sentralbyrås (SSB) folketalframskriving [8] LLML. Det vert lønsamt å byggja ut ein stor andel av planlagde vind- og vasskraftprosjekt. Det vert noko større auke i produksjon av småkraft enn i scenario Basis, og det vil koma meir vindkraft, særleg havvind. Det kjem ein del nytt kraftintensiv industriforbruk, men berre det mest sikre.

#### **Scenario Basis**

Det vert lagt til grunn moderat økonomisk vekst og moderat evne og vilje til å satsa på klimapolitikken og fornybar kraftproduksjon. Folketalet utviklar seg som SSBs folketalframskriving [8] MMMM. Det vil koma til noko ny småkraft og moderate mengder vindkraft i vår region. Det er forventa auke i kraftintensiv industri mellom anna på Kårstø, Haugaland Næringspark og Odda.

#### **Scenario Høg forbruksvekst**

Det vert lagt til grunn høg økonomisk vekst, men mindre utbygging av fornybar kraft. Elektrifiseringa går raskare enn forventet. Folketalet utviklar seg som SSBs folketalframskriving [8] HMMH. Det vert stor auke i kraftintensiv industri og industrien elles. Fleire store næringsprosjekt som i dag er usikre, blir realiserte.

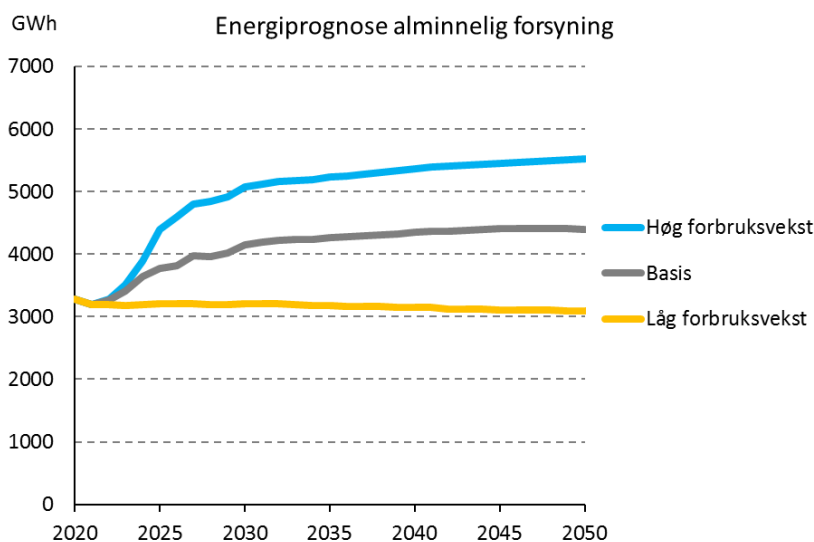
#### 4.4. **Energiprognosar for forbruk**

Energiprognosane vert utarbeidde på grunnlag erfaringstal, folketalsutvikling og samfunnsutvikling generelt. Dei siste 10 åra har gjennomsnittleg årleg auke i temperaturkorrigert alminneleg energiforbruk i utgreiingsområdet vore om lag 2 %.

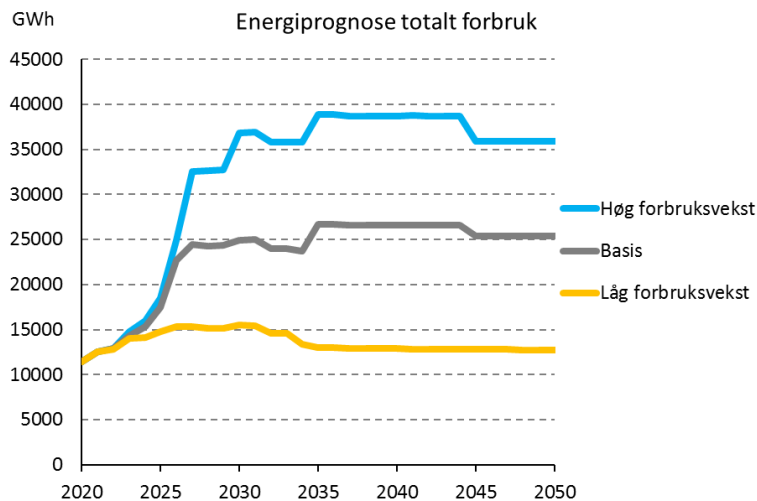
- I scenario Høg forbruksvekst er det 4,5 % årleg auke i alminneleg forbruk dei nærmaste 10 åra
- I scenario Basis er det 2,5 % årleg auke i alminneleg forbruk dei nærmaste 10 åra
- I scenario Låg forbruksvekst er det ingen auke i alminneleg forbruk dei nærmaste 10 åra

På lengre sikt viser prognosen ein mindre vekst i alminneleg forbruk. Dette kjem delvis av at overgangen til elbilar er i høg grad gjennomført, eit mildare klima som gir mindre oppvarmingsbehov og høgare krav til energieffektive bustader.

Basis for utviklinga er året 2021 og eit temperaturkorrigert forbruk på 3,1 TWh. Energiprognosen for alminneleg forbruk er vist i figuren under.



Figur 4-1 Energiprognose for alminneleg forbruk.

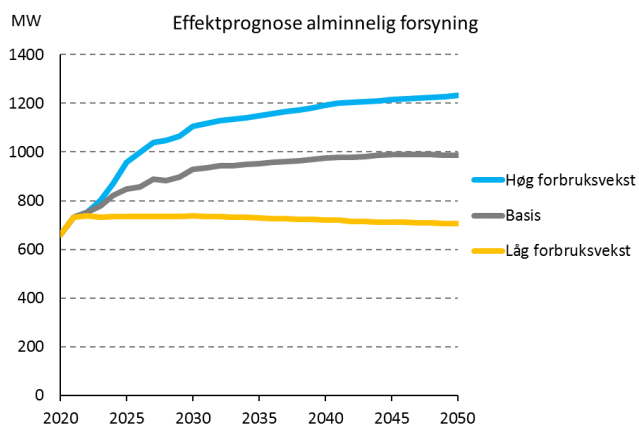


Figur 4-2 Energiprognoose for totalt forbruk.

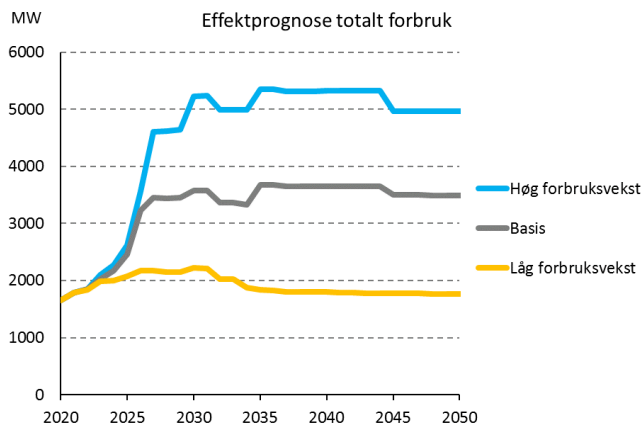
#### 4.5. Effektprognosar for forbruk

Basis for effektprognosane er lasta i maksimaltimen for utgreiingsområdet temperaturkorrigert for lågaste 3-døgns middeltemperatur med 10 års returtid og der fleksibelt (utkopplbart) forbruk er trekt i frå.

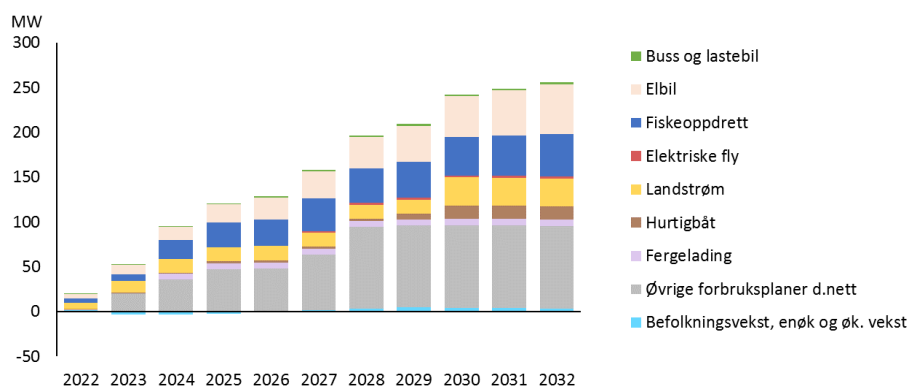
Figurane under viser effektprognose for totalt forbruk i dei tre scenarioa:



Figur 4-3 Effektprognose for alminneleg forbruk.



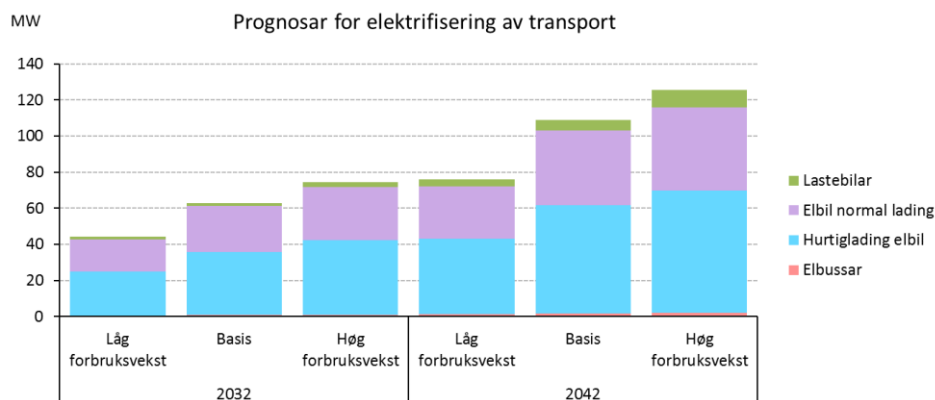
Figur 4-4 Effektprognose for totalt forbruk.



Figur 4-5 Forbruksauke i alminneleg forbruk ut frå 2021-tal fordelt på kategoriar i Basis.

## 4.6. Elektrifisering av transportsektoren

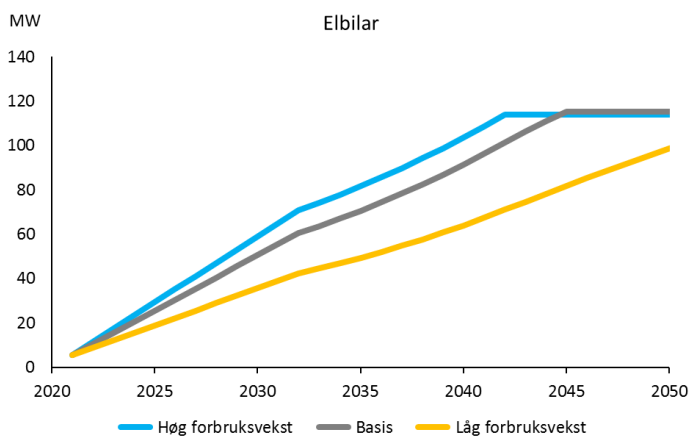
NVE har sett saman 2032- og 2042-scenarior for elektrifisering av transport i deira forventningsbrev til utredningsansvarlig for KSU 2022. Dei har laga eit Basis-scenarior og eit Høg-scenarior for kvar av kategoriene: elbilar, hurtigladedestasjonar, elektriske lastebilar, elbussar og landstraum. Vårt scenarior Låg forbruksvekst har noko lågare forbruk samanlikna med Basis-scenarioriet til NVE. Forbruket er fordelt mellom ulike transformatorstasjonar og tilpassa utviklinga for andre år enn 2032 og 2042.



Figur 4-6 Effektuttak i maksimallasttimen 2032 og 2042 frå ulike elektriske transportmiddel i utgreiingsområdet i Basis-scenarioriet.

### 4.6.1. Elbilar

Dei siste åra har salet av elektriske bilar i Noreg auka, og det gjeld òg for Sunnhordland og Nord-Rogaland. Alt tyder på at denne trenden vil fortsetta. I to av scenariora er 100 % av alle personbilane elektriske i 2045. Likevel er det usikkert kva forbruket vil vera i maksimallasttimen, sidan dette avheng av tidspunkt for lading. I dag er det registrert rundt 110 000 personbilar i utgreiingsområdet. I tillegg vil òg bilar utanfor utgreiingsområdet kunna lada innanfor utgreiingsområdet til dømes ved gjennomreise.



Figur 4-7 Utvikling i forbruk frå elbilar i maksimallasttimen fram til 2050 i dei tre scenariora.

I analysen er det antatt at ikkje alle bilar blir lada samstundes, i alle fall ikkje i maksimaltimen. Det er antatt at i maksimaltimen vil i gjennomsnitt kvar elbil bidra med ein effekt på 0,4 kW. Det årlege energiforbruk per elbil er sett til om lag 2200 kWh per elbil.

I tillegg til normallading vil det også trengast hurtiglading, noko vi antar først og fremst blir brukt på langturar lengre enn rekkevidda for elbilane. Det er alt ein del hurtigladdestasjonar i KSU-området, og det er etterspurnad etter tilknytning av fleire slike hurtigladdestasjonar. I nokre tilfelle kan dei etablerast forholdsvis raskt, men i nokre tilfelle tar det ein del tid, kanskje fleire år, å forsterka nettet tilstrekkeleg til å kunna knytta til nye hurtigladdestasjonar.

### **4.6.2. Elektriske ferjer**

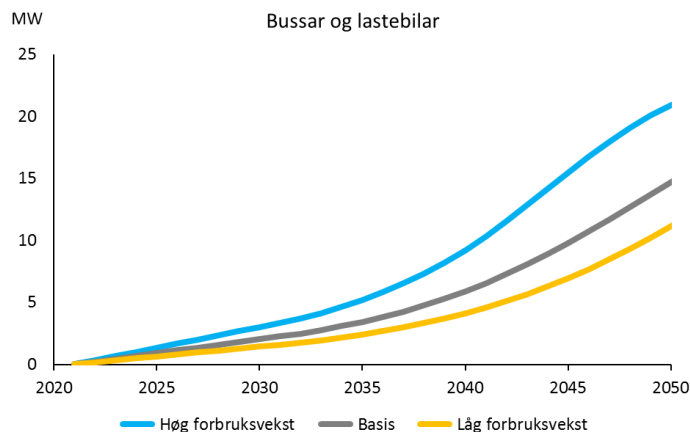
Ein stor andel av ferjesambanda i regionen vart elektrifiserte i løpet av 2019-2020. Dette fører til ei stor auke i effektuttak. Dei fleste ferjene ligg til kai forholdsvis kortvarig på dagtid, typisk 10 minutt om gongen. Dessutan ladar dei gjerne heile eller store delar av natta.

Det har vore ei stor utfordring å forsterka nettet raskt nok til å kunna levera tilstrekkeleg effekt til alle desse ferjesambanda. Dei aktuelle kaiane er i stor grad i område der nettet i utgangspunktet er svakt.

### **4.6.3. Elektriske bussar**

Når det gjeld elektriske bussar har ikkje elektrifiseringa av denne sektoren kome like langt i KSU-området, og den framtidige utbreiinga av elektriske bussar er ennå usikker. Det går elektriske bussar på Kolumbus sine to ruter 201 og 202, som er dei to mest brukte sentrumsrutene i Haugesund. Det er lagt til rette for lading i Kolumbus sitt nye bussdepot på Raglamyr. Sjølv om det ikkje blir lagt inn absolutte krav om elektriske bussar i anbodskonkurransane, kan det likevel ligga inne krav eller insentiv om bruk av miljøvenlege bussar som fører til at det blir satsa ein del på elektriske bussar. Fagne har vore i kontakt med Skyss om elektriske bussar i Sunnhordland, og dei har svart at neste anbudsperiode startar i 2026, men at det ennå er usikkert om det blir elektriske bussar eller biogass, noko som truleg blir avgjort i anbodskonkurransen. Dersom det blir elektriske bussar, er det også usikkert kor dei elektriske bussane skal ladast, om det skal vera bussar med små batteri og kortvarig hurtiglading ved endestasjonar og/eller bussar med større batteri og depotlading om natta og eventuelt nokre timar midt på dagen. Det har dei siste åra vore ei utvikling av elektriske bussar. Fagne har også vore i kontakt med kundar som vurderer elektriske lastebilar, men også det er ennå temmeleg usikkert.





Figur 4-8 Utvikling i forbruk frå bussar og lastebilar i makslasttimen fram til 2050 i dei tre scenarioa.

## 5. Nettutviklingsplanar

### 5.1. Gjennomførte endringar

Gjennomførte endringar i regionalnettet dei siste 2 åra:

- Ombygging av Flotmyr transformatorstasjon
- Ny transformator T2 Nordstokke
- Ny transformator T4 Spanne
- 2 nye brytarfelt i Klovning transformatorstasjon
- 66 (132) kV leidning Mauranger – Jukla - Eidesfoss

### 5.2. Nettutviklingsplanar for regionalnettet

Det vert i inneverande år arbeid med mange planar for tiltak i kraftnettet.

Konseptvalutgreiingar og tiltak er vist i <https://plannett.nve.no>, tilgjengeleg frå 15. august. I den samfunnsøkonomiske presentasjonen i PlanNett er det brukt nåverdjar i konseptvalutgreiingane, medan investeringskostnadene er oppførte direkte i tiltaka.

### 5.3. Ombygging til 132 kV

Internasjonalt blir det satsa ein del på å standardisera til 132 kV. Fagne innser at i ein del stader i regionalnettet nærmar ein seg ei grense der det trengst fleire linjer og kablar dersom ein skal fortsetta med 66 kV enn dersom ein bygger om til 132 kV. Derfor vurderer Fagne ombygging til 132 kV.

Fordelar med ombygging til 132 kV:

- Dobbelt overføringsevne gjennom kvar linje og kabel
- Dermed trengst færre linjer og kablar, og også færre brytarfelt
- Elektriske lasttap redusert med 75 %
- Redusert spenningsfall, kan tillata lengre linjer

- Fordelane kjem verkeleg til sin rett på lengre sikt, når heile nettet er ombygd til 132 kV

Ulemper med ombygging til 132 kV:

- Høgare utbyggingskostnader, spesielt i stasjonane
- Utfordringar med å få tilstrekkeleg reserve i ombyggingsperiode
- Midlertidige komponentar, så som 132/66 kV transformatorar for å gje betre reserve er dyre, og vil bare gjera nytte for seg fram til ombyggingsperioden er slutt (kort avskrivningstid)
- Ulike sakshandsamarar tenker ulikt, noko som kan føra til store ekstrakostnader
- Ulempene kan reduserast med god planlegging og lure løysningar

Viktige prinsipp ved ombygging til 132 kV

- Utskifting av komponentar stort sett når dei uansett måtte ha blitt utskifta. Derfor blir ombyggingsperioden lang.
- Stor auke av forbruk og/eller produksjon kan trigga raskare ombygging
- Heva spenninga i delar av nettet tidleg for å utnytta fordelar med ombygging
- Færrast mogleg midlertidige komponentar så som 132/66 kV transformatorar
- Lure løysningar for å få tilstrekkeleg reserve
- 132 kV nett og 66 kV nett kan til ein viss grad vera reserve for kvarandre

Antydning om når det vil vera aktuelt å heva spenninga frå 66 kV til 132 kV i ulike område:

- Gismarvik (300/132 kV) og Haugaland Næringspark (132/22 kV) 2027-2035
- 132/66 kV transformator Haugaland Næringspark 2027-2035
- Delvis Spanne 2027-2035
- Delvis Hemmingstad, Flotmyr og Kvala 2027-2035
- Jelsa 2028
- Delvis Ølen og Våg 2035-2040, 132/66 kV transformator i Ølen
- Lid 2035-2040
- Yrkje 2035-2040
- Åmsosen 2035-2040
- Vikedal 2035-2040
- Klovning 2035-2040
- Håvik og Bø 2027-2040
- Moe og Hjorteland 2035 - 2040
- Stord 300/132 kV, Vabakken, Ekornsæter, Børøysund, Otteråi (delvis) og Langeland (delvis) 2036-2040 dersom dei skal byggast om til 132 kV
- Årskog 2041
- Stava, Nordstokke, Skudeneshavn 2043-2046
- Stord 132/22 kV 2037-2047 dersom det skal byggast om til 132 kV der
- Stussvik, Sævareid, Eikelandsosen og Fusa 2045-2050 dersom det skal byggast om til 132 kV der
- Litledalen ca. 2050

Det er anslått at ombygginga til 132 kV vil bli ferdig mellom 2050 og 2060, altså ein ombyggingsperiode på 30-40 år. Ombyggingsperioden kan bli så kort fordi mange anlegg uansett må skiftast ut i løpet av forholdsvis få år. Dersom oppstarten av ombygginga til 132 kV blir utsatt ca. 10 år og ein i mellomtida bygger 66 kV nett isolert for 72,5 kV, vil det føra til at det truleg vil trengast ein ombyggingsperiode på 40-50 år fordi mykje materiell då vil vera utskifta rett før ombygginga startar.

Ein analyse gjennomført i 2021 for regionalnettet på Karmøy viser at det er samfunnsøkonomisk lønsamt å bygga om til 132 kV på Karmøy. Ein tilsvarende systemanalyse for Haugalandet unntatt Karmøy viser ikkje fullt så klar samfunnsøkonomisk lønsemd, men konklusjonen er likevel at det er fornuftig å bygga om til 132 kV. Dei samfunnsøkonomiske analysane har ofte for kort analyseperiode til å visa fordelane med ombygging til 132 kV skikkeleg. Det er typisk at ein bruker 30 eller 40 års analyseperiode, men dersom det tar 30 – 40 år før nettet er ferdig ombygd til 132 kV, burde analyseperioden strekka seg til 30 år etter at ombygginga til 132 kV er ferdig for å få med den samfunnsøkonomiske nytta av reduserte taps- og avbrotskostnader grunna ombygging til 132 kV fullt ut. Systemanalysane har dermed for kort analyseperiode til å få med nytta fullt ut.

Ein tilsvarende systemanalyse for regionalnettet i Stord, Austevoll, Tysnes og Fusa er under utgreiing og vil legge til føring om Fagne vil auke spenninga i den delen av regionalnettet til 132 kV.

### **5.4. Grenseflatar mellom områdekonsesjonærar og mot overliggjande nett**

Områdekonsesjonærane skal i samband med utarbeiding av dei regionale kraftsystemutgreiingane gje utgreiingsansvarleg ei oppdatert vurdering av nettsituasjonen mot alle tilgrensa områdekonsesjonærar og mot overliggjande nett.

Områdekonsesjonærane skal i vurderinga peika ut moglege tiltak i grensesnittet mellom konsesjonsområde og nettnivå, som kan vere alternativ til investeringar i eige nett.

Grunnlagsrapporten skal innehalda ei oppsummering av områdekonsesjonærane si vurdering, jf. § 12 femte ledd. Utgreiingsansvarleg skal også gjere ei forenkla samfunnsøkonomisk vurdering av tiltaka som vert utpeika av områdekonsesjonærane.

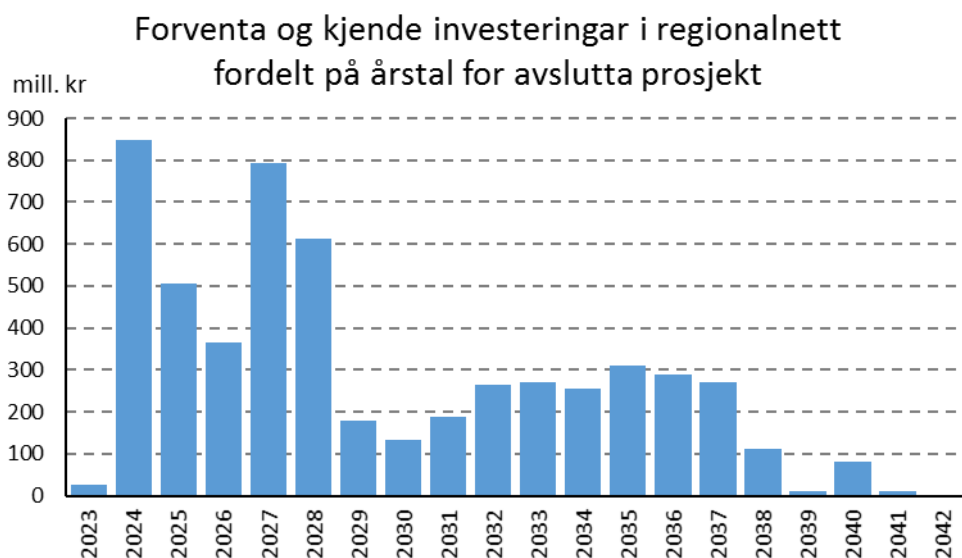
Oversikt over moglege tiltak i grensesnittet mellom konsesjonsområder og nettnivå, som kan vere alternativ til investeringar i eige nett:

- Stussvik transformatorstasjon forsyner delar av både BKK og Lysna sine distribusjonsnett i området.
- Det er litt reserve i distribusjonsnettet mellom Stord (Fagne) og Bømlo (Bømlo kraftnett).

- I samband med vegprosjektet Rogfast blir det litt reserve i distribusjonsnettet mellom Lnett og Fagne sine konsesjonsområde i Randaberg, Kvitsøy og Bokn kommunar.
- Odda Energi forsyner i normaldrift litt inn i Fagne sitt konsesjonsområde innerst i Åkrafjorden.
- Det blir vurdert å bygga ny 132 kV leidning Jelsa – Hjelmeland ca. 2035 som gjensidig reserve mellom Fagne og Lnett sine nett i Suldal og Hjelmeland.
- Fagne og Statnett samarbeider om modernisering og auke av transformatoryting i Saurdal transformatorstasjon.

### 5.5. Investeringstkostnader ved langsiktig utvikling av kraftsystemet

Det er planar om store investeringar i regionalnettet framover, og ein stor del av dei bør koma i perioden 2022-2026. I den grad ein må utsetja nokre prosjekt til etter 2026, må ein prøva å prioritera på ein slik måte at det ikkje fører til store avbrotstkostnader, og slik at ein greier å overhalda tilknytingsplikta.



Figur 5-1 Forventa investeringar i regionalnettet fordelt på år for avslutning av prosjekta

Figur 5-1 viser investeringar fordelt på år dei neste. Ein stor del av investeringane kjem i åra 2024 – 2028. Det kan vera ein utfordring å gjennomføra så mange store investeringar i løpet av så få år, men det trengst for å oppfylla tilknytingsplikta og erstatta dei gamle anlegga før dei havarerer.

Tabellen under viser ei oversikt over investeringane.

Tabell 5-1 Investeringar i regionalnettet

Tiltak	Investeringskostnad [mill. kr]	År avslutta
66 (132) kV kabel ved Vabakken transformatorstasjon	5,0	2023
Otteråi transformatorstasjon	22,0	2023
Stanavegen transformatorstasjon – nytt bryterfelt	3,0	2024
66 kV kabel Sengjaneset - TT1	8,4	2024
Stussvik transformatorstasjon – ny transformator	10,0	2024
66 kV sjøkabel Eitrheimsneset - Kvitur Muffehus 1	14,4	2024
66 kV sjøkabel Eitrheimsneset - Kvitur Muffehus 2	14,4	2024
66 kV kabel Sengjaneset - Muffehus 3	18,9	2024
Boliden transformatorstasjon (Eitrheimsneset)	26,4	2024
66 (132) kV kabel Hemmingstad - Flotmyr	36,0	2024
66 kV duplex dobbeltkurs Åsen - Tyssedal	39,6	2024
66 (132) kV ledning Blådalen - Tysse	57,0	2024
66 (132) kV ledning Klovning - Haugaland Næringspark	59,0	2024
66 kV sjøkabel Stanavegen - Eitrheimsneset	72,0	2024
66 (132) kV sjøkabler Stord - Ekornsæter	83,0	2024
Haugaland Næringspark transformatorstasjon	188,6	2024
66 kV kabel Skudeneshavn - METCentre og bryterfelt Skudeneshavn	217,0	2024
Litledalen transformatorstasjon – ny transformator	15,0	2025
Litledalen transformatorstasjon – nye transformatorer	20,0	2025
Langeland transformatorstasjon	27,0	2025
Saurdal transformatorstasjon	45,0	2025
66 (132) kV kabler Spanne - Hemmingstad	49,5	2025
66 (132) kV dobbeltkurs Bø - Meland	59,1	2025
Birkeland transformatorstasjon	65,0	2025
66 (132) kV Spanne - Tuastad - Haugaland Næringspark	67,7	2025
Hemmingstad transformatorstasjon	156,4	2025
66 (132) kV kabler ved Karmøy transformatorstasjon	20,0	2026
Øyra transformatorstasjon	67,0	2026
Bø transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	89,6	2026
Yrkje transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg og transformator	93,5	2026
Stava transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg og transformator	96,4	2026
66 (132) kV kabler Gismarvik - Haugaland Næringspark	15,2	2027
Vabakken transformatorstasjon	67,0	2027
Spanne transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	121,1	2027
66 (132) kV ledning og sjøkabel Stord - Langeland	147,0	2027
66 (132) kV dobbeltkurs Ølen - Våg - Bratthammar	442,7	2027
66 (132) kV Spanne - Bø	55,5	2029
Litledalen transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	67,2	2028
Jelsa transformatorstasjon	107,8	2028
66 (132) kV ledning og sjøkabel Langeland - Otteråi	206,0	2028
132 kV ledning Saurdal - Jelsa	231,0	2028
Bjelland transformatorstasjon – ny transformator	10,0	2029
Årskog transformatorstasjon – ny transformator	10,0	2029
Bø transformatorstasjon – nye transformatorer	20,0	2029
66 (132) kV dobbeltkurs Eide - Stava	84,8	2029
Hjorteland transformatorstasjon	63,6	2030
Våg transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	69,2	2030
Langeland transformatorstasjon – ny transformator	10,0	2031
66 (132) kV ledninger Stord - Ekornsæter	45,1	2031
Håvik koblingsstasjon	56,8	2031
Fusa transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	76,0	2031
132 kV ledning Våg - Lid	5,0	2032
66 (132) kV kabel Flotmyr - Kvala	33,0	2032
Stussvik transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	50,6	2032
Eikelandosen transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	58,8	2032
Stord transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	116,2	2032
Børøysund transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	42,4	2033
Tysingvatn transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	50,6	2033
Åmsosen transformatorstasjon	86,0	2033
Klovning transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	90,5	2033
Sævareid transformatorstasjon – ny transformator	10,0	2034
Rosendal transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	42,4	2034
Uskedalen transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	42,4	2034
Langeland transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	50,6	2034
Sævareid transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	50,6	2034
Otteråi transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	60,4	2034
66 (132) kV kabel Spanne - Kvala	79,7	2035
Ølen transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	93,9	2035
132 kV ledning Jelsa - Hjelmeland	137,5	2035
66 (132) kV kabel Klovning - Yrkje	1,0	2036
Våg transformatorstasjon – ny transformator	10,0	2036
Ekornsæter transformatorstasjon – ny transformator	10,0	2036
Stord transformatorstasjon – ny transformator	10,0	2036
66 (132) kV ledning Stord - Vabakken	11,0	2036
Kambe transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	55,4	2036
Lid transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	68,8	2036
Kvala transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg og transformator	123,3	2036
Ølen transformatorstasjon – ny transformator	10,0	2037
132 kV ledning Håvik - Meland	13,6	2037
66 (132) kV ledninger Meland - Eide	42,4	2037
Jukla transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	45,8	2037
Årskog transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	71,8	2037
Vikedal transformatorstasjon	86,0	2037
132 kV ledning Moe - Hjorteland	50,6	2038
Moe transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg og transformator	59,6	2038
Skudeneshavn transformatorstasjon – ny transformator	10,0	2039
Lid transformatorstasjon – ny transformator	10,0	2040
Ekornsæter transformatorstasjon – nytt koblingsanlegg	71,8	2040
Åmsosen transformatorstasjon – ny transformator	10,0	2041
66 (132) kV kabel Yrkje - Åmsosen	1,0	2042

## 6. Referansar

1. Forskrift om sikkerhet og beredskap i kraftforsyningen (kraftberedskapsforskriften), Olje- og energidepartementet, 2012
2. Lov om rett til innsyn i dokument i offentleg verksemd (offentleglova), Justis- og beredskapsdepartementet, 2006
3. Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet, Olje- og energidepartementet, 2004
4. Green Deal, Europakommisjonen, 2019
5. Fit for 55, Europakommisjonen, 2021
6. Klimakur 2030, Miljødirektoratet Rapport M-1625, 2020
7. Forskrift om endring i forskrift om endring i forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer, Olje- og energidepartementet, 2022
8. Befolkningsframskrivinger for kommunene, 2020-2050, SSB rapport 2020/27