



Kraftløftet

 LO Norge |  NHO

Agder



Om rapporten

THEMA Consulting Group har hatt en rolle som sekretariat, og har stått for innhenting og bearbeiding av faktagrunnlaget i rapporten. De foreslåtte tiltak som presenteres i rapporten er utarbeidet av arbeidsgruppen ledet av NHO og LO lokalt.

INNHOOLD

1	Introduksjon til kraftsystemet og analysen	9
2	Kraftsituasjonen i Norge	12
2.1	Kraftproduksjon og forbruk i Norge	12
2.2	Utsikter for kraftbalansen i Norge.....	13
2.3	Tilknytningsforespørsler hos Statnett.....	14
2.4	Forbruks- og produksjonsutvikling i Norge.....	14
3	Kraftsituasjonen i Agder.....	16
3.1	Kraftproduksjon i Agder	16
3.2	Kraftforbruk i Agder.....	17
3.3	Kraftimport og -eksportbehov.....	18
4	Nettsituasjonen i Agder.....	20
4.1	Tilknytningssaker hos Glitre	20
4.2	Tilknytningssaker hos Statnett.....	21
4.3	Avvik mellom forespørsler til Statnett og regionale nettselskap	21
4.4	Statnetts områdeplan.....	21
5	Forbruksutvikling.....	23
5.1	Forbruksutvikling i Glitres tilknytningssaker	23
5.2	Forbruksutvikling i Statnetts tilknytningssaker.....	23
5.3	Ytterligere behov for kraft enn det som er meldt inn til nettselskapene i Agder	24
6	Produksjonsutvikling.....	25
7	Tiltak.....	26
8	Referanser	28

Sammendrag og konklusjoner

Agder trenger mer fornybar kraft og nett for å gjennomføre klimaomstilling og industrisatsing, og opprettholde konkurransedyktige kraftpriser fremover.

Agder er et kraftfylke som sikrer stabil forsyning av fornybar kraft til folk og bedrifter i egen region, og som bidrar med kraftutveksling til utlandet og oppdekning av et stort kraftunderskudd på Østlandet. Om lag 12 prosent av all vannkraftproduksjon i Norge skjer i Agder. Dette er den viktigste årsaken til at Agder historisk sett har hatt et betydelig kraftoverskudd. I møte med klimaomstilling og industrisatsing er kraftbehovet i Agder ventet å mer enn dobles i årene fremover. Flaskehalsen i kraftnettet til naboregionene er en stor utfordring som har gitt høye priser og redusert konkurransevne det siste året. Uten økt tilgang på fornybar kraft og forsterket kraftnett i Agder, risikere man at arbeidsplassene, klimaomstillingen og konkurransekraften settes i spill. Agder trenger et skikkelig kraftløft, og det haster.

Tilgang til ren energi til konkurransedyktige priser er den viktigste årsaken til at Agder i dag har verdensledende prosessindustri, samtidig som det er betydelige planer for etablering og utvikling av ny industri basert på tilgang til utslippsfri, fornybar kraft. Etterspørselen etter nytt kraftforbruk i Agder er ventet å øke voldsomt fremover. Statnett har registrert en vekst i kraftetterspørsel på 166 % av dagens kapasitet, altså 1,5 ganger dagens forbruk, tilsvarende en økning i årlig forbruk på 8-11 TWh. Kartleggingen vår viser at planene om å øke kraftproduksjonen ikke samsvarer med den økte etterspørselen. I Agder er det registrert et særlig stort gap mellom forespørslene om økt forbruk, sammenlignet med tiltak som vil gi ny produksjon. Ser man bort fra kapasiteten som er reservert til Sørlige Nordsjø II er det kun 9 MW produksjon tilsvarende økt årlig produksjon på 0,01-0,04 TWh, som er meldt inn til Statnett. Dette vil ikke møte regionens fremtidige behov for ny kraft, og det vil trolig bidra til at man også i fremtiden vil oppleve svært uforutsigbare kraftpriser i regionen. I sum vil dette være et alvorlig hinder for å nå ambisjonene om å kutte utslipp og å skape nye jobber. Det er likevel ikke for sent å gjøre noe med situasjonen, men det krever regional handlekraft og klare mål om å legge til rette for økt kraftproduksjon og raskere nettutbygging.

Agder har som sentralt felles mål å skape verdens første helelektriske samfunn på hundre prosent ren energi innen 2030. Prosjektet "Electric Region Agder" ble etablert for å bidra til å nå målet om at Agder skal kutte 45 prosent av sine CO₂-utslipp for å oppfylle kravene i Paris-avtalen. Agders store overskudd av fornybar vannkraft har vært vurdert som en sentral forutsetning for å nå dette målet.

Det er allerede stor ny industri under planlegging og utbygging i Agder. Det største og mest omtalte prosjektet til nå, er Morrows batterifabrikk i Arendal. Samtidig foreligger det konkrete planer for utvikling av hydrogenproduksjon i regionen, basert på fornybar energi. Parallelt med dette opplever også eksisterende prosessindustri økende etterspørsel etter deres produkter, kombinert med økte krav til bærekraft og reduserte utslipp av klimagasser fra produksjonen. Flere industribedrifter har betydelige investeringsplaner for å styrke konkurransekraften til virksomhetene i regionen. Alt dette bidrar til å øke etterspørselen etter fornybar kraft. Disse regionale særtrekkene forsterkes ytterligere av at industrien og andre bedrifter ønsker å kutte utslipp gjennom en omfattende elektrifisering. De vil erstatte fossil energi med ren, utslippsfri energi. Gitt av vi lykkes med å øke regional kraftproduksjon, vil dette både være økonomisk lønnsomt og bidra til å styrke bedriftenes bærekraftregnskap.

De siste årenes utvikling av det norske og europeiske kraftmarkedet, særlig i etterkant av Russlands invasjon i Ukraina -og struping av gassleveranser til Europa, har ført til betydelig prisvekst på energi. Agder er tett koblet til Europa gjennom utenlandsforbindelser, og opplever derfor også prissmitte fra europeiske markeder. I lengre perioder har dette ført til at Agder har vært blant de regionene med de høyeste kraftprisene i hele landet, en situasjon som har blitt forsterket av flaskehalsen i kraftnettet mot naboregionene. En slik situasjon vil over tid svekke konkurransekraften til næringslivet i regionen betydelig, og føre til utflytting og tap av arbeidsplasser.

Ett av de komparative fortrinnene kraftproduksjonen i Agder har, er at en stor del av vannkraftproduksjonen (2/3) har stor magasinkapasitet og høy reguleringsevne. Dette kan gi verdifull fleksibilitet når mye av den nye kraftproduksjonen trolig vil komme

fra uregulerbar havvind, landvind og solkraft. Selv om kraftsystemet vil være veldig værvhengig, innebærer den store magasinkapasiteten at det er gode muligheter for å balansere mellom ulike kilder for kraftproduksjon, noe som vil kunne gjøre det regionale kraftsystemet mindre sårbart.

Denne rapporten dokumenterer at det i årene fremover vil være betydelig høyere økning i etterspørsel etter nettkapasitet knyttet til økt forbruk enn til ny produksjon. Det vil over tid utfordre kraftbalansen også i Agder, tross dagens relativt store kraftoverskudd. Norge har et værvhengig kraftsystem, og kraftressursene er ulikt fordelt rundt om i landet. Uten Agder, ville Østlandet vært et kaldere og mørkere sted, siden Agder bidrar til oppdekning av underskuddet i Osloregionen. For å opprettholde dagens kraftbalanse i en situasjon med sterkt økende forbruk, vil det altså være helt nødvendig å bygge ut mer fornybar kraft og større nettkapasitet i regionen.

Potensialet for ny kraftproduksjon er vesentlig større enn tallene fra nettselskapene isolert sett viser. Årsaken til dette er trolig stor usikkerhet blant aktørene i kraftmarkedet knyttet til den politiske viljen og folkelige oppslutningen om å åpne for ny kraftutbygging i regionen, kanskje særlig knyttet til landbasert vind og større solcelleparker.

Som en del av Kraftløftet har man i tillegg til regionale utredninger utarbeidet en nasjonal Strategi for energieffektivisering og lokal solkraft. Denne ser på potensial og barrierer og setter mål for energieffektivisering og varmepumper i bygg, energieffektivisering i industrien og for lokal solkraftproduksjon. Rapporten gir klare anbefalinger til utredninger og andre virkemidler for å overkomme barrierer og oppnå potensial. Strategien anbefaler et nasjonalt mål om energieffektivisering på 11-15 TWh. Antas det at målet fordeles jevnt over landet, bør Agder minimum ha som ambisjon å dekke 1 TWh av det nasjonale målet om energieffektivisering.

Agder trenger et kraftløft, og alle må være med og bidra. Bedriftene, kommunene og aktørene i Agder er mangfoldige og har ulike økonomiske, teknologiske og organisatoriske ressurser. Vi må redusere energiforbruket gjennom storstilt energieffektivisering, og gjenbruke kraft fra spillvarme i industrien og annen overskuddsenergi. Vi vil trenge hele verktøykassen, og ta i bruk alle kilder til fornybar energi som sol på tak og solparker, havvind, landvind, nærvind, bølgekraft, termisk energi, og sikre oppgradering av vannkraften. Dessuten må vi bygge ut og styrke kraftnettet internt og til andre regioner, for å redusere prisforskjeller og sikre en robust kraftforsyning.

Oppsummering av hovedfunn:

- De regionale nettselskapene og Statnett opplever en økt etterspørsel i tilknytningssaker i Agder.
- Kraftetterspørselen i Agder øker, og nettselskapene melder om forespørsler om tilknytning som tilsvarer en økning på 166 prosent. Det tilsvarer et økt forbruk på 8-11 TWh.
- Søknader om tilknytning av ny kraftproduksjon er betydelig lavere, og tilsvarer en økning fra dagens installerte effekt på 39 prosent. Det gir en økt produksjon på om lag 6,8 TWh, hvor Sørilg Nordsjø II står for omtrent hele økningen.
- Differansen mellom forespurt forbruk og planlagt ny produksjon viser et gap på 1-4 TWh i Agder.
- LO og NHO har i en felles strategi i regi av Kraftløftet anbefalt et nasjonalt mål om energieffektivisering på 11-15 TWh, samt et eget mål for lokal solkraft på bygninger på 5,5 TWh. Antas det en at dette målet jevnt fordeles over landet bør Agder fylke minst dekke 1-1,5 TWh gjennom energieffektivisering og 0,5 TWh gjennom lokal solkraft på bygg

Tiltak for å oppnå kraftløft i Agder

Agder er en region med kraftoverskudd i løpet av året, og utviklingen de siste 10 årene viser en tydelig sammenheng mellom økt kraftproduksjon og vekst innen industri og næring. Ser vi fremover er det likevel begrenset med konkrete og modne produksjonsplaner utover havvind i Sørilge Nordsjø II, som er forespurt eller meldt inn, men et stort behov for kraft til nye forbrukspunkter. Nettselskapene mottar svært mange forespørsler for tilknytning av forbruk, og særlig for Agder er det svært mye forbruk som ønsker tilknytning sammenlignet med produksjon. Da veldig lite har plass i dagens nett eller med planlagte tiltak i nettet, er det behov for mer produksjon

internt i Agder og flere tiltak i nettet hvis planene skal realiseres. I tillegg til økt behov for kraft i regionen, har Agder et stort potensial for energieffektivisering, og utnyttelse av alternative energikilder slik som spillvarme eller geotermisk varme for å avlaste strømmettet. Dette er viktige bidrag for å sikre at regionen har nok kraft til å kutte klimagassutslipp og samtidig bevare og skape nye arbeidsplasser.

For å sikre nok krafttilgang må folk og politikere i Agder:

1. Arbeide for at fylket har energisituasjonen høyt på agendaen
 - a. etablere energiplaner
 - b. hva skal til i Agder for at vi har tilstrekkelig kraft og effekt til å videreutvikle fylket?
 - c. hva kan fylkeskommunen gjøre?
2. Få energispørsmålet opp på agendaen i kommuner
 - a. Hva er kraftbehovet i kommunen og fylket fremover?
 - b. Hvordan tilrettelegge bedre, hvilke tiltak kan vi gjøre?
 - c. Arealkartlegging og prioritering av egnede arealer i fylket som helhet og i kommunene.
 - d. Økt samhandling mellom offentlige aktører (høringer, planer, beslutninger).
 - e. Jobbe parallelt og ikke sekvensielt – se det store bilde i beslutningene og ikke kun enkelt elementene
3. Bruke den offentlige innkjøpsmuskelen til å stille krav om lavt energibruk i nye bygg, ved oppgradering av gamle- og ved innføring og justering av strømstyringsanlegg.
4. Tilrettelegge og sette krav til bruk av fjernvarme, termisk varme, og størst mulig utnyttelse av spillvarme. Agder har flere store industribedrifter med betydelig mengde spillvarme
5. Jobbe målrettet for å utløse potensialet for energieffektivisering i egen bygningsmasse i fylkeskommuner, kommuner, bedrifter og husholdninger.
 - a. Sjekke hvilke tiltak som kan gjøres på egne bygg for å spare energibruk og samtidig penger på strømregningen
 - b. Ta initiativ til etablering av ny fornybar energi i tilknytning til egne bygg og anlegg som bruk av sol, nærvind, termisk energi, fjordvarme osv.
 - c. Etterspør egenproduksjon av energi og løsninger for smart energistyring.
6. Skape forståelse og aksept for behovet av ny vannkraft, vindkraft, sol og nettanlegg i Agder.
 - a. Nøkkelen for å oppnå forståelse og aksept vil være ved å initiere gode dialoger rundt behov for ny fornybar kraftproduksjon, hva som står på spill, og hvilke muligheter som kan utløses med økt krafttilgang
 - b. Sikre at kommuner forstår behovet og er positive til utredninger og konsesjonsbehandlinger av kraftproduksjon og nettanlegg.
 - c. Øke kompetansen i kommunene for behandling av energianlegg i søknadsprosesser og i reguleringsplaner.

Om Kraftløftet

Kraftløftet er et samarbeid mellom LO, NHO og regjeringen for å sikre økt krafttilgang raskere. Gjennom trepartssamarbeidet skal vi bidra til tiltak, mobilisering og grep som sikrer tilstrekkelig tilgang på fornybar kraft til konkurransedyktige priser for næringsliv og forbrukere i Norge mot 2030. Energikommisjonens rapport Mer av alt – raskere, LO og NHOs Felles energi- og industripolitiske plattform, Hurdalsplattformen, Stortingsmeldingen Energi til arbeid og tilleggsmeldingen ligger til grunn for arbeidet. Samarbeidet om Kraftløftet har siktemål frem mot 2030, med en årlig gjennomgang, og justering underveis.

Formålet med Kraftløftet er å sikre nok kraft til **klimaomstilling og nye industrisatsinger**, **øke tempoet** i kraftutbygging og energieffektivisering, hindre nasjonalt **kraftunderskudd**, og bidra til lokal og regional mobilisering for **økt krafttilgang**.

I tråd med mandatet skal LO og NHO i 2023 utarbeide en strategi som år for år viser hvordan næringslivet kan mobiliseres og settes i stand til å bygge ut mer fornybar kraft og nett raskt, forutsatt akseptable rammevilkår. Strategien skal også anbefale tiltak for å realisere så mye som mulig av potensialet for energieffektivisering i husholdninger, næringsbygg, industrien og resten av økonomien, basert på Energikommisjonens anbefalinger. Strategien presenteres for OED høsten 2023.

Fra mai til november 2023 gjennomfører LO og NHOs regionskontorer 11 regionale Kraftløft-utredninger med utgangspunkt i fylkesinndelingen. Formålet er å sikre et godt faktagrunnlag og legge til rette for lokal og regional mobilisering og forankring for økt krafttilgang. THEMA Consulting Group har en sekretariatfunksjon med å sammenstille informasjon og utarbeide de regionale rapportene. Det er nedsatt regionale arbeidsgrupper bestående av representanter fra partene som vil jobbe videre med rapportene som utarbeides. God dialog med kommunene, blant annet gjennom KS, Statsforvalteren og andre relevante aktører, er avgjørende.

Utredningene skal få frem:

- regionale kraftoversikter: kraftproduksjon og -forbruk i dag
- forventet forbruksutvikling: nytt forventet kraftforbruk i regionen
- nettsituasjonen i regionen: behov for oppgraderinger og nytt nett
- nye kraftprosjekter: forventet og mulig ny kraftproduksjon i regionen

Utredningene gjennomføres i tett dialog og samarbeid med kraft- og nettselskapene, industrien, bedrifter, næringsaktører og kraftforbrukere i regionen. Alle de regionale rapportene ferdigstilles og lanseres innen primo november. Prosessen og utredningen eies og lanseres av regionlederne i LO og NHO i hver region.

I tillegg har LO og NHO gjennomført en sentral prosess sammen med relevante landsforeninger og forbund for å kartlegge og foreslå tiltak og virkemidler for energieffektivisering og lokal energiproduksjon. Rapporten Strategi for energieffektivisering og lokal solkraft ble lansert 19. september 2023, og overrakt til Olje- og energidepartementet.

I tråd med mandatet skal arbeidet med Kraftløftet søke å

- Kartlegge industriens og næringslivets behov for ny kraft, legge til grunn konkrete ambisjoner for utvikling av energiområdet, og synliggjøre fordeler ved å investere i nye lokale kraftprosjekter, med utgangspunkt i Energikommisjonens arbeid.
- Tydeliggjøre kraftbehov som følger av klimaomstilling og tiltak for å innfri Norges klimaforpliktelser, og hvilke prosjekter som må realiseres for å sikre dette.
- Gi tydelige råd om konkrete rammebetingelser og insentiver som både bidrar til lønnsomhet og gir raskere prosesser og kortere ledetider i kraft- og nettutbyggingssaker.
- Finne måter å bedre samarbeidet mellom konsesjonsmyndigheten, kommuner og fylkeskommuner, nettselskapene og industriaktører for å gi raskere nettilknytning.

- Sikre god utnyttelse av partenes regionale krefter slik at en sikrer god lokal forståelse for behovet, og grunnlag for å mobilisere nye kraftprosjekter. God dialog med kommunene, blant annet gjennom KS og andre relevante aktører, blir avgjørende

Denne rapporten er satt opp som følger: Kapittel 1 er en introduksjon til kraftsystemet. Her forklares sammenhenger, begreper og datagrunnlaget til analysen. For en leser med god kjennskap til kraftsystemet kan man stå over dette kapittelet. Kapittel 2 tar for seg kraftsystemet for Norge som helhet. Her vil vi se på hvordan kraftproduksjon og forbruk fordeler seg i de ulike regionene. Videre, viser kapittel 3 dagen kraftsituasjon i Agder. Kapittel 4 ser på nettsituasjonen i regionen, basert på både Statnett og de regionale nettselskaperens tall. Kapittel 5 og 6 tar for seg forventet forbruks- og produksjonsutvikling i regionen. Hvor kommer det økte forbruket fra, og hvor mye ny produksjon kommer? Til slutt, går kapittel 7 gjennom barrierer som aktører står ovenfor i regionen, og hvilke tiltak som skal til for å få mer kraft.

1 Introduksjon til kraftsystemet og analysen

Det er en vesentlig forskjell på energiforbruk og forbruk av elektrisk energi. I 2022 var Norges forbruk av elektrisk energi på 140 Terrawattimer (TWh), og det totale energiforbruket var på 284 TWh. Det totale energiforbruket inkluderer både elektrisk energi og energi fra andre kilder som varme, biogass eller fossilt brensel og er blant annet energien vi bruker i bygninger, i transport, i industrien og til utvinning av olje og gass. Fra 1990 og frem til i dag har energiforbruket økt med mer enn 30 prosent. Andelen elektrisk energi har vært stabil på rundt halvparten av energiforbruket i alle disse årene (51,7 % i 2022). Store deler av Norges klimagassutslipp kommer fra det resterende energiforbruket, som dekkes i store deler av fossil energi. Av tiltakene for å nå norske klimamål mot 2030, krever 80 prosent tilgang på elektrisk energi, noe som er med på å drive den økende etterspørselen etter nettilknytning. I denne rapporten ser vi kun på den delen av energisystemet som går på elektrisk energi, også kalt kraftsystemet.

For å gi et inntrykk av størrelsesordener det er snakk om i rapporten kan det være nyttig med noen eksempler og begrepsforklaringer. $1\ 000\ 000\ \text{MW} = 1000\ \text{GW} = 1\ \text{TW}$, og det sammen gjelder for $1\ 000\ 000\ \text{MWh} = 1\ 000\ \text{GWh} = 1\ \text{TWh}$. I de neste delene beskrives det mer detaljert hva dette betyr. For ytterligere begrepsdefinisjoner se en energiordliste i slutten av dokumentet.

Hva er 1 MW?

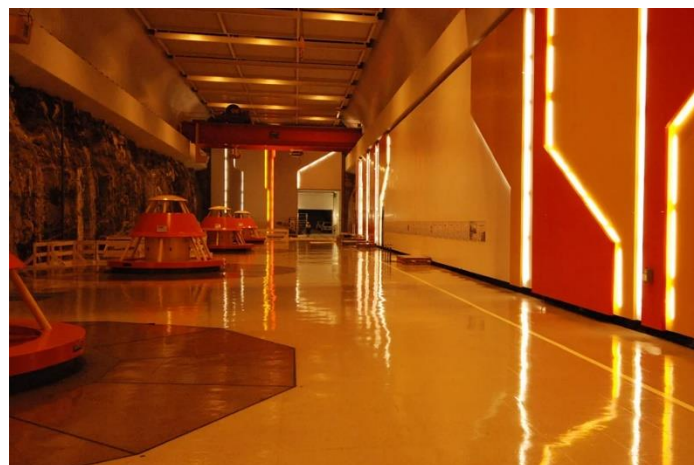
Hestekraft er en gammel måleenhet for effekt. Forvirrende nok ble begrepet hestekraft først benyttet av den britiske oppfinneren James Watt, som også har gitt navnet sitt til den moderne måleenhet for effekt - Watt. 1 hestekraft beskriver arbeidet én hest er i stand til å utføre per tidsenhet. James Watt estimerte at en hest var i stand til å løfte 75 kg én meter opp per sekund. Det tilsvarer ca. 750 Watt. James Watt mente derfor at en maskin som kan levere 1 MW kan erstatte 1340 hester. I dag brukes hestekraft bl.a. til å betegne motorytelse. For eksempel kan en Tesla Model S Plaid, levere 1020 hestekrefter, det vil si ca. 0.75 MW. En Nissan Leaf, 2024 modell, kan levere 147 hestekrefter, det vil si ca. 0.1

MW. Kapasiteten til kraftverk måles også i MW. Figur 1 viser et typisk småkraftverk på 1 MW. Dette kraftverket kan, etter James Watt definisjon, erstatte 1340 hester, forsyne litt over én Tesla Model S Plaid med strøm, eller ca. 10 Nissan Leaf, 2024 modell, elbiler.



Figur 1 Grønningseelva kraftverk i Levanger kommune er et typisk småkraftverk med installert effekt rett under 1 MW. Kraftverket har en forventet årsproduksjon på 2.8 GWh.

Hva er 1 GW?



Figur 2 Tonstad kraftverk i Sirdal kommune er Norges største kraftverk (målt etter årsproduksjon), med installert effekt rett under 1 GW. Kraftverket har en forventet årsproduksjon på 4 TWh. Foto: Sira-Kvina Kraftselskap.

Norge har 1749 vannkraftverk. Til sammen har de 1000 minste kraftverkene 1 GW installert effekt. Dette er småkraftverk som gjennomsnittlig hver er på størrelse med Grønningselva kraftverk. Figur 2 viser Tonstad kraftverk. Tonstad er Norges største kraftverk målt etter forventet årsproduksjon. Tonstad kraftverk alene har en installert effekt på litt under 1 GW. Kun ett annet kraftverk, Kvilldal, har større installert effekt. Til sammen kan disse to kraftverkene levere 2.2 GW som tilsvarer ca. 10% av historisk makslast i Norge. Første utbyggingsfase for havvindområde Sørlige Nordsjø II vil maksimalt gi 1.5 GW ny installert effekt, som innebærer en utbygging med mellom 100 og 150 vindturbiner.

Hva er sammenhengen mellom effekt (W) og energi (Wh)?

Når Grønningselva kraftverk går for fullt kan kraftverket forsyne en Tesla Model S Plaid med strøm. Men ingen kraftverk kan produsere for fullt til enhver tid. Faktisk produksjon er begrenset av tilsiget i elvene, vindstyrken, eller solforholdene. Heldigvis forbraker heller ikke Tesla Model S Plaid 1020 hestekrefter til enhver tid. Sammenhengen mellom energi og effekt for både kraftverk og forbruksobjekter kalles *brukstid*. Grønningselva kraftverk produserer i løpet av et år 2.8 GWh. Hvis derimot Grønningselva hadde levert full effekt gjennom hele året hadde den produsert ca. 8.7 GWh. Brukstiden for Grønningselva kraftverk er dermed $2.8 / 8.7 \text{ GWh} = 2\,810$ timer av totalt 8 736 timer i året. Brukstiden til en elbil avhenger både av hvor langt bilen kjøres i løpet av et år og effektiviteten til bilen. Hvis vi antar at Tesla Model S Plaid forbraker 20.0 kWh/100 km og kjøres 10 000 km per år, har bilen et årsforbruk på 2 MWh. Det gir en årlig brukstid på 2.7 timer. Det betyr ikke at bilen kun blir brukt 2.7 timer over et helt år. Normalforbruket til bilen over et helt år vil være lik forbruket til bilen hvis den leverer maksimal ytelse i 2.7 timer.

Hvor mye strøm bruker vi i Norge?

Forbruksrekorden i Norge ble satt 12. februar 2021 mellom kl. 9 og 10. Totalforbruket i den timen, totalt i hele Norge var 25.23 GWh, det vil si gjennomsnittlig 25.23 GW mellom kl. 9 og 10. Totalt i løpet av hele 2021 ble det forbrukt 139.5 TWh i Norge. Hvis Norge hadde forbrukt like mye gjennom hele året som mellom kl. 9 og 10 den 12. februar hadde totalt årsforbruk blitt 220 TWh. I en gjennomsnittlig time i Norge i 2021 brukte vi altså 63% av maksforbruket fra 12. februar. Hvis forbruket

fra 12. februar hadde vedvart hadde vi med samme energimengde kunne forsynt Norge i 5500 timer. For å forsyne Norge med nok *energi* i 2021 ville vi trengt 34 kraftverk ala Tonstad kraftverk, eller 43 kraftverk ala Kvilldal. Hvis Tonstad og Kvilldal produserte på fullt mellom kl. 9 og 10 ville vi trengt 26 kraftverk ala Tonstad, eller kun 20 kraftverk ala Kvilldal. Kvilldal har lavere brukstid enn Tonstad og er dermed bedre egnet til å forsyne Norge under effekttoppene.

Hvor mye energi kan vi få fra sol, vind og vann?

Ulike produksjonsteknologier har ulik brukstid, også kalt kapasitetsfaktor. Brukstid for solkraft faller med økende breddegrad. De fleste steder i Norge gir en brukstid under 1000 timer for solkraft. Brukstid for vindkraft er avhengig både av lokale vindforhold og dimensjonering av vindparken. Havvind har ofte vesentlig høyere brukstid enn landvind. Brukstid for vindkraft ligger mellom 2 000 til 4 500 timer. Brukstid for vannkraft avhenger av vannføringen i vassdraget, dimensjonering av anlegget, samt mulighet for magasinering av vann. Brukstid kan variere fra 1000 til 8000 timer. Dette betyr altså at 1 MW installert kapasitet kan gi store forskjeller i årlig produksjon mellom de ulike produksjonskildene. For eksempel 100 MW installert effekt solkraft gir 100 GWh, mens 100 MW installert effekt i landbasert vind gir ca 300-400 GWh. I Norge har vi totalt en installert effekt på 40 GW, eller 40 000 MW, og vi produserer i et normalår ca. 154,8 TWh.

Hvor mye forbraker ulike forbrukskategorier?

I løpet av et år forbraker medianhusholdningen i Norge 16 MWh elektrisitet. Grønningselva kraftverk på 1 MW installert effekt produserer omtrent 2 500-3 000 MWh årlig, og kan dermed forsyne omtrent 175 husholdninger med strøm hvert år. Et datasenter forbraker strøm stort sett alle timer i løpet av et år, og kan ha uttak i alt fra 0,25-1 000 MW. Et stort datasenter på 500 MW vil tilsvare et forbruk på ca. 4 TWh.

Hvor kommer tallgrunnlaget til analysen fra?

Denne rapporten bygger på datagrunnlag fra flere aktører. For å analysere utvikling i forbruk og produksjon av kraft fremover tas det utgangspunkt i Statnetts tall. Statnett er Norges transmisjonssystemoperatør (TSO) og drifter transmisjonsnettet i Norge. Transmisjonsnettet forbinder forbrukere og produsenter sammen og er hovedveiene i

kraftsystemet. Transmisjonsnettet inkluderer også utenlandskabler og er høyspentlinjer som utgjør til sammen ca. 13 000 km. Store produksjonsanlegg og store forbrukere, som kraftintensiv industri, kan knyttes direkte til transmisjonsnettet.

Videre analyseres tallene fra de regionale nettselskapene. Nettselskap i Norge eier og driver regional- og distribusjonsnettet. Regionalnettet er nivået under transmisjonsnettet, og er bindeleddet med distribusjonsnettet, mens distribusjonsnettet er nettet som forsyner forbrukerne, som husholdninger, industri og tjenesteyting, med strøm. Et nettselskap har konsesjon på et gitt område og plikt til å forsyne alle kundene i sitt konsesjonsområde. Nettselskapene er naturlige monopoler og er regulert av staten.. Tallgrunnlag fra disse aktørene gir et bilde av hvor mye nytt forbruk av kraft som ønsker å knytte seg til nettet, eller hvor mye ny produksjon som ønsker å forsyne mer kraft inn i nettet.

For forbruksutvikling tas det utgangspunkt i dagens makslast i nettet. Som nevnt ovenfor sier den noe er høyest målt forbruk av kraft (strøm) i en time. I denne rapporten oppgis makslast i MW. Makslast er ikke nødvendigvis det samme som nettets kapasitet, som kan være høyere, men det er fremdeles en indikator på hvor mye nettkapasitet vi har i dag. Det er viktig å bemerke at dagens nett er blitt utviklet over 100 år og videre utbygging er tidkrevende. Statnetts makslast for hele landet ligger på 25 GW, eller 25 000 MW.

Når vi ser på produksjonsutvikling, ser vi på installert effekt. Installert effekt er en kraftverkets maksimale effekt. I denne rapporten snakker vi om den aggregerte installerte effekten fra alle kraftverk i hele regionen, og det oppgis i MW. Som nevnt ovenfor vil den faktiske produksjonen variere mye avhengig av hvilken produksjonskilde det er snakk om.

2 Kraftsituasjonen i Norge

2.1 Kraftproduksjon og forbruk i Norge

Norge har et unikt kraftsystem, både i et europeisk og internasjonalt perspektiv. Fire egenskaper gjør det norske kraftsystemet unikt: 1) Høy andel kraftproduksjon fra fornybare energikilder 2) Høy grad av elektrifisering i husholdninger og høyt forbruk fra kraftintensiv industri. 3) Stor magasinkapasitet som muliggjør innfasing av uregulerbare fornybare energikilder. 4) Høy andel små og mellomstore kraftverk, geografisk spredt, men ofte godt samlokalisert med kraftforbruk. Disse egenskapene er oppsummert i Tabell 1.

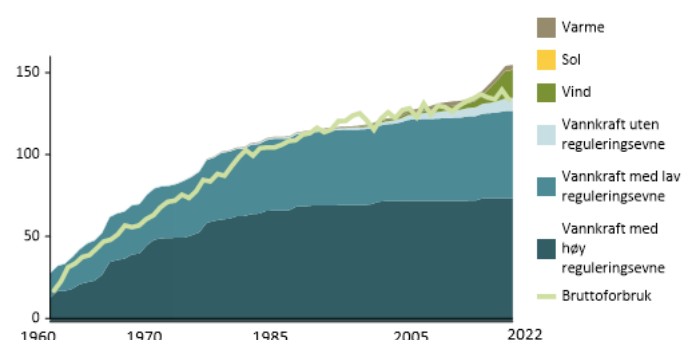
Tabell 1 Nøkkeltall for det norske og det totale europeiske kraftsystemet

	Norge	EU-28
Fornybarandel	98%	39%
Medianforbruk, husholdning	16 MWh	4 MWh
Industriforbruk per BNP	56 MWh/MNOK	5.1 MWh/MNOK
Magasinkapasitet	90 TWh	90 TWh

Historisk har produksjonen av kraft i Norge vært høyere enn forbruket. Figur 3 Middelproduksjon og bruttoforbruk av kraft fra 1960 til 2022 (TWh). viser middelproduksjonen¹ av kraft og bruttoforbruk² tilbake til 1960. Ettersom figuren viser forventet produksjon og faktisk forbruk kan tørrår gi kraftunderskudd som ikke kommer frem i figuren, samtidig som våte år kan gi kraftoverskudd som heller ikke blir vist i figuren. I figuren ser man hvor stor andel av produksjonen som kommer fra vannkraft. I et år med normalt tilsig vil vannkraft stå for 88

prosent av produksjonen. 95 av vannkraftproduksjon har mulighet til å lagre vann over kortere tidsperioder, og 50 prosent har tillegg høy reguleringsevne med

mulighet til å lagre vann over sesonger. I tillegg har vindkraft gradvis økt sin andel de siste årene. I et normalår vil eksisterende vindkraftkapasitet bidra med 11 prosent av total kraftproduksjon. Resten av kraftproduksjonen hentes hovedsakelig fra ulike typer termiske kraftverk (1,8 prosent) og solkraft (0,2 prosent). Samlet ligger kraftproduksjonen i et normalår på rundt 157 TWh.



Figur 3 Middelproduksjon og bruttoforbruk av kraft fra 1960 til 2022 (TWh).

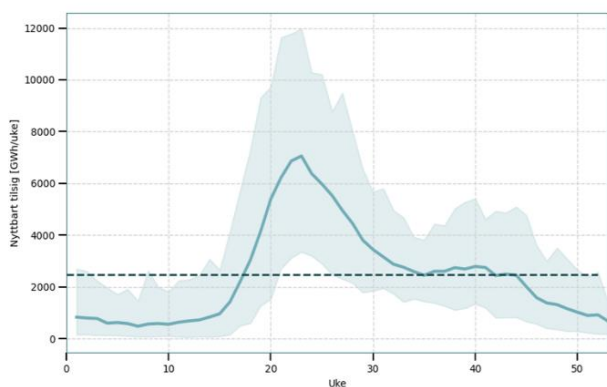
Figur 3 viser totalt nyttbart tilsig til alle norske vannkraftverk [GWh/uke]. Tilsiget er størst under snøsmeltingen på våren, avtar utover høsten, og kan falle til null på vinteren. Vannkraftverk uten reguleringsevne følger tilsiget slavisk gjennom året og fra år til år. Vannkraftverk med lav reguleringsevne har mulighet til å flytte noe av produksjonen til perioder med høyere etterspørsel, men vil fortsatt være begrenset av totaltilsiget over en sesong. Vannkraftverk med høy reguleringsevne har mulighet til å flytte deler av produksjonen til sesonger eller år med høyere etterspørsel. En region med god årlig kraftbalanse, men samtidig få vannkraftverk med høy reguleringsevne, vil bli et underskuddsområde i uker hvor tilsiget er under gjennomsnittet.

Forbruket av kraft var i 2022 på 133 TWh (Statistisk Sentralbyrå, 2023), hvorav 46 prosent gikk til industrien, 22 prosent til

¹ Gjennomsnittlig produksjon gitt væreforholdene i perioden 1991-2020 (NVE, 2022)

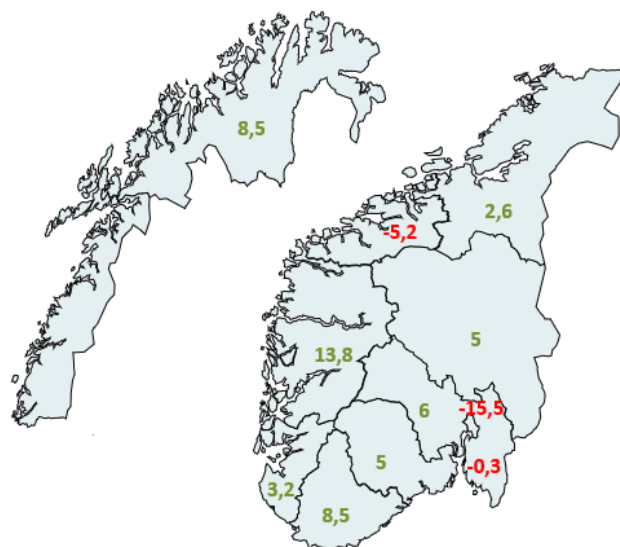
² Summen av produksjon og netto import av kraft.

tjenesteytende næringer og resterende 32 prosent til husholdninger. Industrien har stått for den største delen av forbruksøkningen de siste ti årene. Kraftprisene startet i slutten av 2021 å stige og forbruket falt i 2022 med omtrent 6,4 TWh, der husholdningene stod for hoveddelen av forbruksreduksjonen (SSB, 2023). Andelen kraftforbruk fra husholdninger var dermed noe mindre enn normalt i 2022, som trolig skyldes stigende kraftpriser (SSB, 2023).



Figur 4 Nyttbart tilsig totalt i Norge per uke. Ukentlig Median (heltrukken linje), nedre og øvre kvartil (skravert området), og årlig middelproduksjon (stiplet linje).

Figur 5 gir en oversikt over behov for kraftimport og -eksport i et normalår i ti regioner: Nord-Norge, Trøndelag, Møre og Romsdal, Vestland, Rogaland, Agder, Vestfold og Telemark, Buskerud, Oslo og Akershus, Østfold og Østfold. De fleste regionene har i dag et kraftoverskudd, indikert i grønt. Vestland, etterfulgt av Nord-Norge og Agder, har det høyeste kraftoverskuddet. Kun tre regioner har et kraftunderskudd i et normalår, indikert med rød skrift i figuren. Oslo og Akershus, landets mest folkerike region, har det største underskuddet, der forbruk hos husholdninger er betydelig.



Figur 5 Kraftoverskudd (grønt, TWh) og kraftunderskudd (rødt, TWh) i hver region.

2.2 Utsikter for kraftbalansen i Norge

Den nåværende situasjonen, med et stabilt kraftoverskudd, er imidlertid ikke forventet å vedvare. I august 2023 presenterte NVE sin analyse av kortsiktig kraftbalanse mot 2028 (NVE, 2023). Selv om NVE forventer en positiv kraftbalanse i perioden, anslår de også at produksjonsveksten vil være begrenset, med en økning på bare 5 TWh fra 2021 til 2028, drevet av vind- og solkraft. Samtidig forventes et raskere økende forbruk, med en økning på 18 TWh i samme periode. Økt elektrifisering av petroleumsindustrien og transportsystemet, samt etablering av batterifabrikker og datasentre, vil bidra til denne økningen. Basert på høy forbruksvekst og lav produksjonsvekst i analysen, forventes Norge å ha et kraftoverskudd på 4 TWh om fem år. NVE påpeker samtidig betydelig usikkerhet knyttet til forbruksveksten og utbyggingstakten av solkraft, og det er mulig at kraftbalansen kan nærme seg null innen 2030.

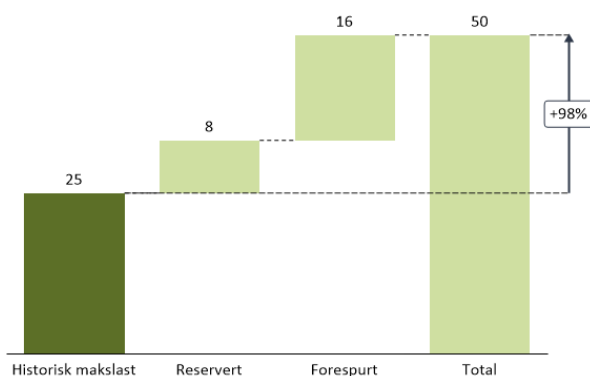
Statnett presenterte i september 2023 sin kortsiktige kraftmarkedsanalyse som estimerer en svekket kraftbalanse som i 2028 forventes å være null. I likhet med NVE peker analysen på at kraftbalansen hovedsakelig vil bli bestemt av veksttaket i kraftforbruket. Det er knyttet stor usikkerhet til hvordan forbruket vil utvikle seg frem mot 2028 og Statnetts scenario for lav og høy forbruksvekst gir et spenn i kraftbalansen på 12 til -7 TWh i 2028. For produksjonsveksten er derimot utfallsrommet mye mindre frem mot 2028, som følge av lange

ledetider for ny produksjon. Ettersom produksjonen er væravhengig, kan den variere betydelig fra år til år. Tørre år kan gi en negativ kraftbalanse, selv i et scenario med lav forbruksutvikling.

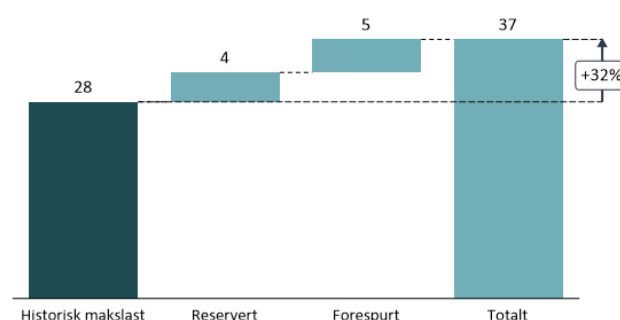
2.3 Tilknytningsforespørsler hos Statnett

Statnett, som er ansvarlig for drift og utvikling av det norske kraftnettet, må godkjenne tilknytninger over 1 MW. Statnett har dermed en oversikt over alle tilknytningsforespørsler av en viss størrelse og modenhet, som kan gi en indikasjon på fremtidens kraftsystem.

I Figur 6 og Figur 7 vises historisk makslast av forbruk og produksjon sammen med tilknytningsforespørslene som ligger hos Statnett. Tilknytningsforespørslene³ er det delt opp i «reservert» og «forespurt», som skiller på om forespørselen har fått reservert plass i eksisterende eller planlagt nett, eller ikke. På forbrukssiden utgjør samlet etterspurt kapasitet rundt 25 GW, som nesten er like mye som dagens makslast. Rundt en tredjedel av disse forespørslene har allerede fått reservert kapasitet. På produksjonssiden har Statnett mottatt forespørsler for totalt nesten 9 GW. Kun litt under halvparten av dette har fått reservert kapasitet, hvilket blant annet inkluderer havvind fra Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord.



Figur 6: Historisk makslast og tilknytningsforespørsler til Statnett fra forbrukere (GW).



Figur 7: Historisk makslast og tilknytningsforespørsler til Statnett fra produsenter (GW).

Etterspurt kapasitet dreier seg hovedsakelig om installert effekt, og det er viktig å merke seg at den totale installerte kapasiteten sannsynligvis ikke vil bli maksimalt utnyttet på samme tidspunkt. En summering av historisk makslast og etterspurt effekt blir av den grunn trolig ikke fremtidig makslast, selv om alt som er etterspurt blir realisert. Til tross for at figurene ikke viser fremtidig makslast indikerer tilknytningsforespørslene, i tråd med Statnetts langsiktige markedsanalyse og NVEs kortsiktige analyse, at det historiske kraftoverskuddet i Norge vil avta og muligens snu til kraftunderskudd.

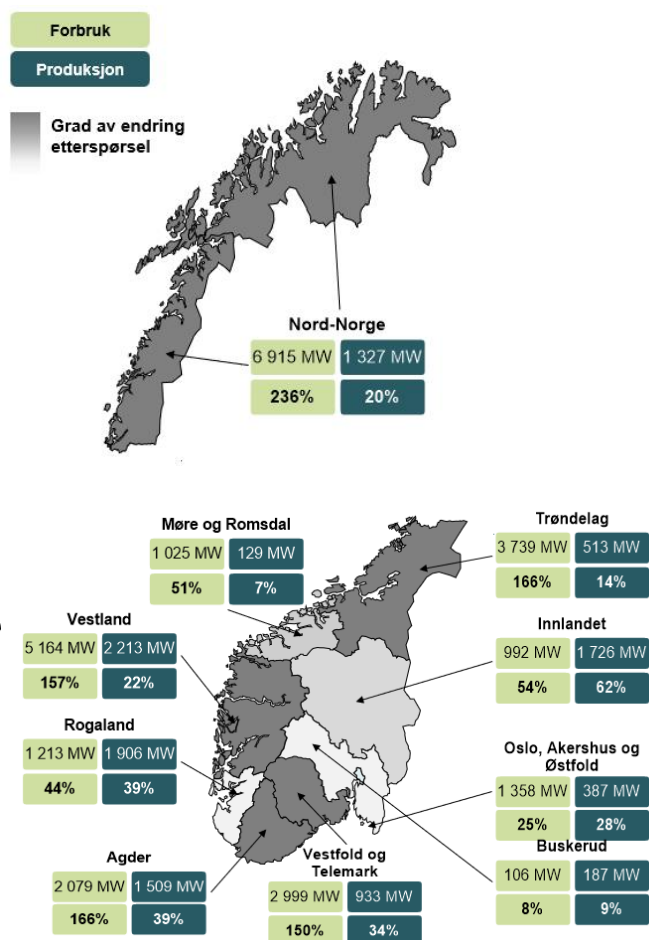
2.4 Forbruks- og produksjonsutvikling i Norge

I Figur 8 ser man hvordan tilknytningsforespørslene fordeler seg i Norge. Fargegraderingen av regionene indikerer størrelsen på tilknytningsforespørslene, sett mot dagens makslast for forbruk og installert effekt for produksjon. Felles for de mørkeste regionene, altså regionene med høyest forespurt kapasitet, er at forespørslene fra forbruk er større enn dagens makslast. Det vil si at om alle som ønsket tilknytning ble tilknyttet og brukte den tilknyttede kapasiteten sin fullt ut til enhver tid, vil makslasten i nettet mer enn dobles. Et annet fellestrekk for disse

³ Statnetts tilknytningsforespørsler per 28. juni 2023

regionene er at forespørslene etter kapasitet fra produsenter er langt lavere enn for forbrukere.

At alle som blir tilknyttet nettet utnytter kapasiteten sin fullt ut til enhver tid er derimot lite sannsynlig. I figuren kan man se at det i de fleste regionene vil gi en svært stor økning i forbruk dersom alle forespørslene får tilknytning. På produksjonssiden vil veksten derimot være mer moderat i de fleste regionene.

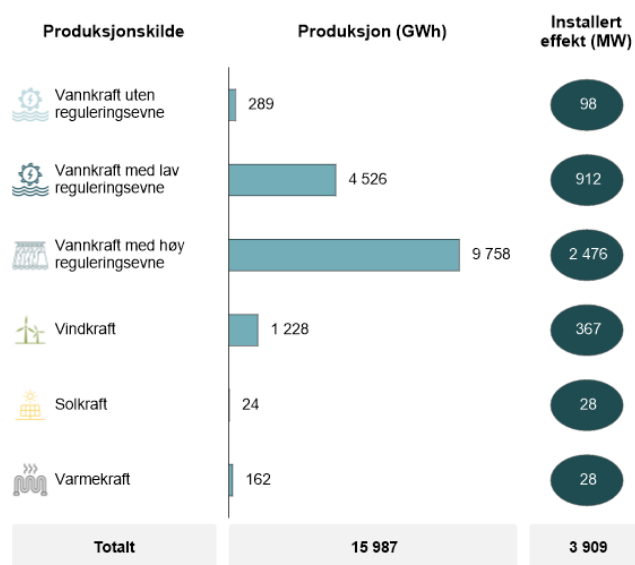


Figur 8 Etterspørsel hos Statnett fordelt per region, for produksjon og forbruk

3 Kraftsituasjonen i Agder

3.1 Kraftproduksjon i Agder

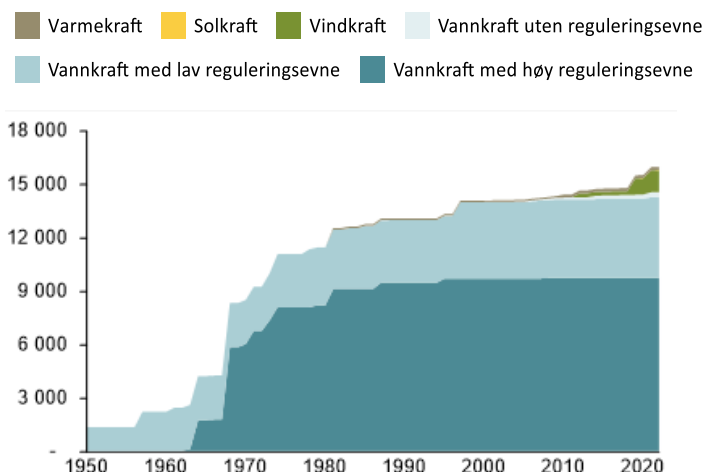
Dagens produksjonskapasitet i Agder gir en forventet årsproduksjon på omtrent 16 000 GWh. I Figur 9 kan man se at kraftproduksjonen er i hovedsak fordelt mellom 91 prosent vannkraft (NVE, 2023) og 8 prosent vindkraft (NVE, 2023). Det skilles også mellom vannkraft med høy, lav eller ingen reguleringsevne. Spesielt for Agder er en høy andel produksjon fra vannkraftverk med høy reguleringsevne, som utgjør omtrent to tredjedeler av regionens vannkraft. Dette gir en høy grad av regulerbarhet i kraftsystemet i Agder.



Figur 9 Oversikt over middelproduksjon og installert effekt i Agder

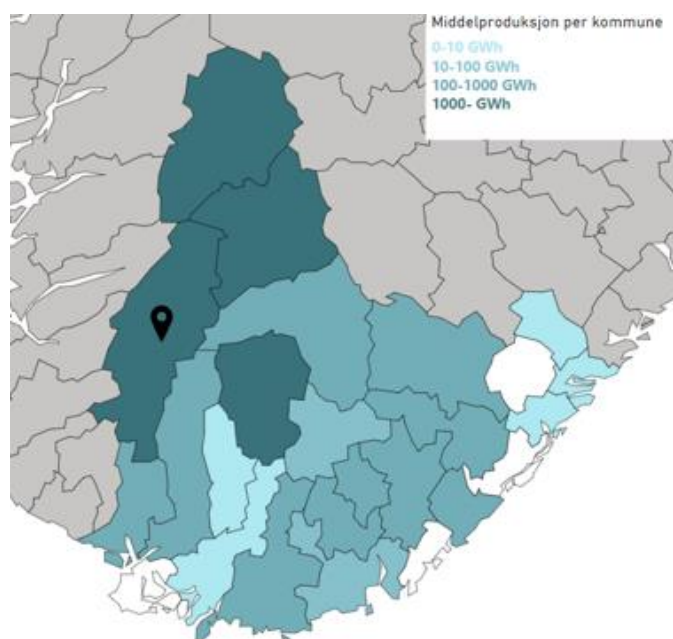


Figur 10 viser forventet årsproduksjonen i Agder for perioden 1950 til 2022. Figuren viser at det var en høy utbygningstakt innen vannkraft fra 1960- til 1980-tallet. Siden 1980-tallet har utviklingen av ny produksjon vært noe mer moderat. I de senere årene har det kommet noe vindkraft inn i produksjonsmiksen. Regionens vindkraftproduksjon har siden 2018 økt med 1 000 GWh.



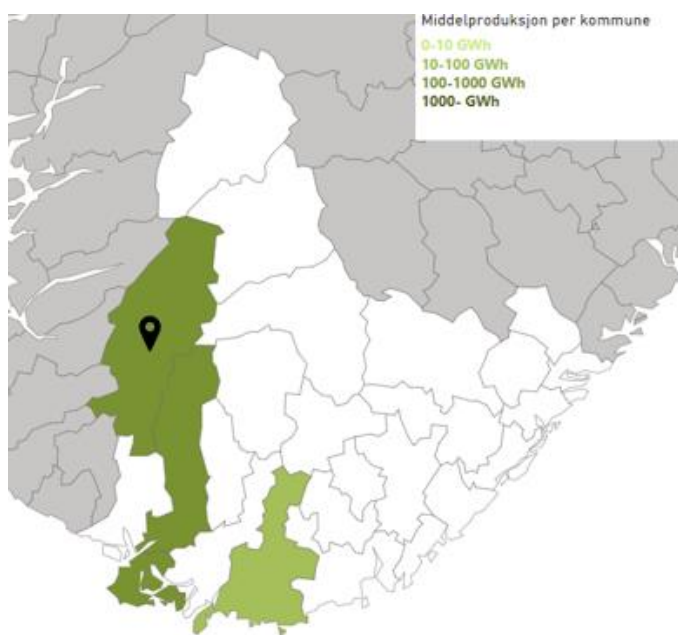
Figur 10 Utvikling i kraftproduksjon i Agder (GWh).

Kraftproduksjonen i Agder er fordelt på flere kommuner. Figur 11 viser at fire kommuner har en forventet årsproduksjon fra vannkraft på over 1 000 GWh. Sirdal har høyest vannkraftproduksjon, med 5 262 GWh per år, noe som er nest høyest i Norge. Etter Sirdal følger Valle (1 646 GWh per år), Åseral (1 296 GWh per år) og Bykle (1 002 GWh per år).



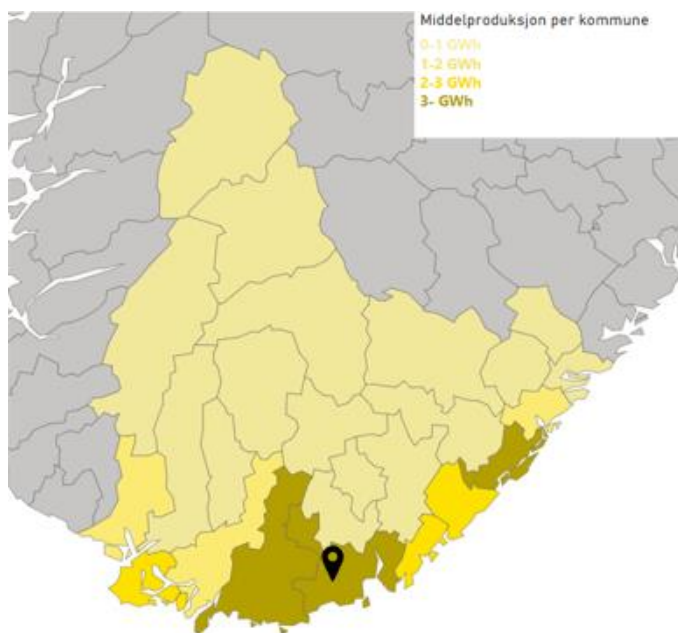
Figur 11 Produksjon av vannkraft for kommuner i Agder.

Figur 12 viser at det er fire kommuner i Agder med vindkraft. Av disse kommunene har Sirdal, Kvinesdal og Farsund høyest årlig produksjon, med henholdsvis 670, 312 og 220 GWh produksjon i et normalår.



Figur 12 Produksjon av vindkraft for kommuner i Agder.

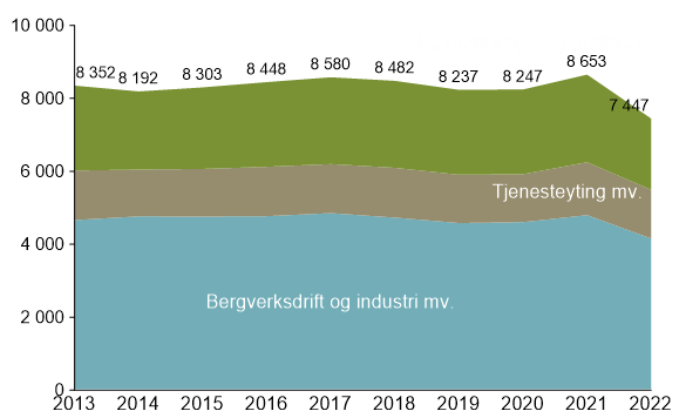
I alle kommunene er det installert noe solkraft, som vist i Figur 13 (NVE, 2023). Mest er det i Kristiansand, som samlet har en estimert årlig solkraftproduksjon på 8 GWh. Deretter kommer Arendal med 3,5 GWh. Volumene er imidlertid små sammenlignet med forventet årsproduksjon fra vannkraft.



Figur 13 Produksjon av solkraft for kommuner i Agder.

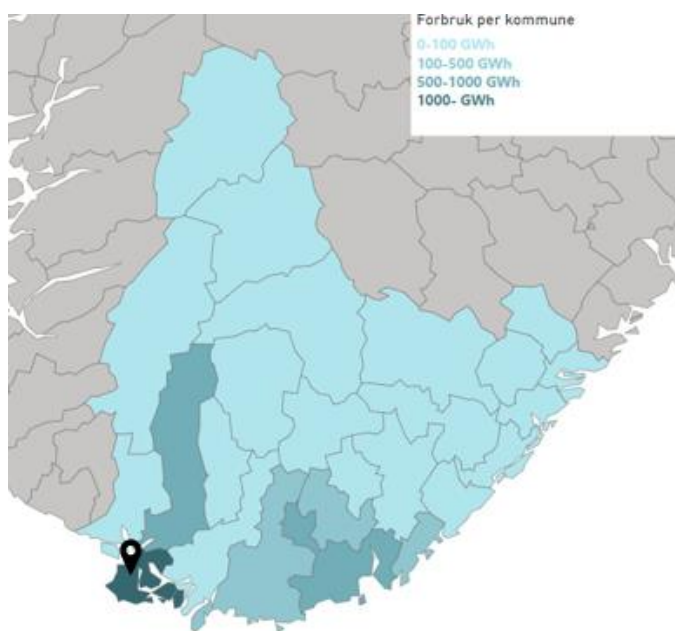
3.2 Kraftforbruk i Agder

I 2022 hadde Agder et kraftforbruk på 7 447 GWh (Statistisk Sentralbyrå, 2023). Fordelt mellom husholdninger og jordbruk med totalt 26 prosent, tjenesteyting med 18 prosent, og industri med 56 prosent. Figur 14 viser kraftforbruket i Agder i perioden fra 2013 til 2022. I figuren kan vi se at forbruket i perioden har vært stabilt fra år til år, men at det fra 2021 til 2022 falt med omtrent 1 200 GWh.



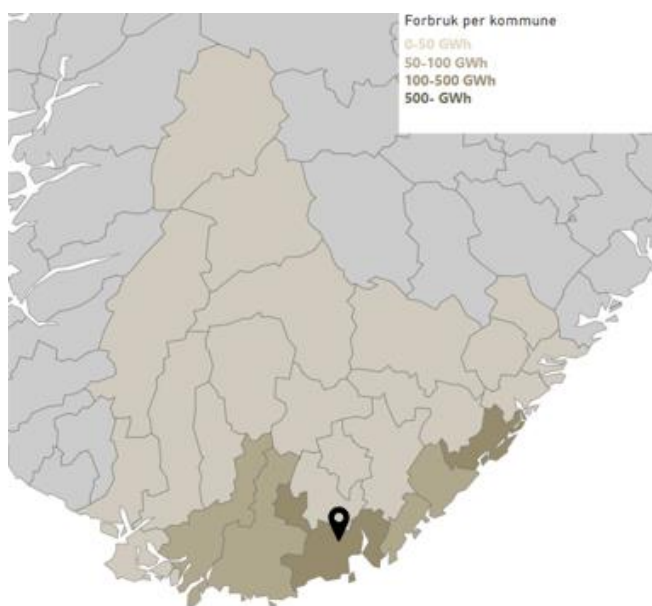
Figur 14 Utvikling i kraftforbruk i Agder (GWh).

Figur 15 gir en oversikt over industrielt kraftforbruk per kommune i 2022. Kun én kommune hadde industriforbruk over 1 000 GWh, nemlig Farsund (1 934 GWh). Etter Farsund var kommunene med høyest forbruk fra industri Kristiansand (842 GWh) og Kvinesdal (727 GWh).



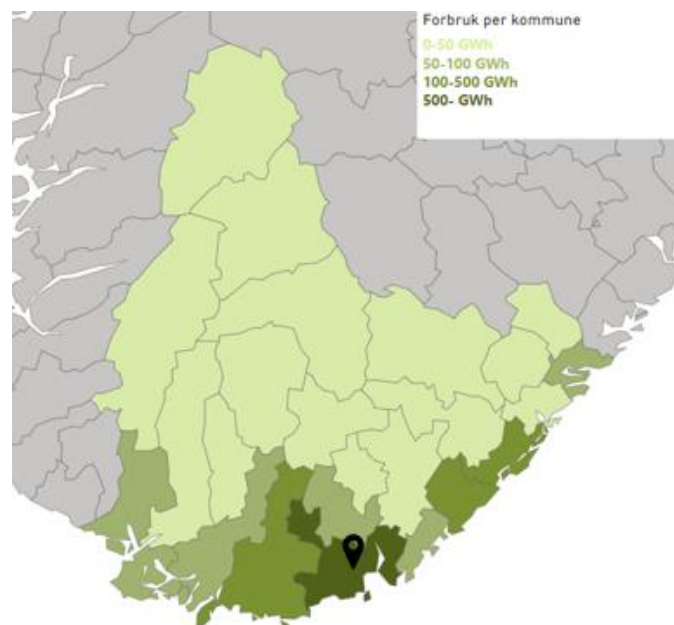
Figur 15 Kraftforbruk fra industri for kommuner i Agder

Kategorien «tjenesteyting» omfatter forbruk fra transport og lagring, bygg og anleggsvirksomhet og annen tjenesteyting. Figur 16 viser at det i 2022 var to kommuner med forbruk over 100 GWh fra tjenesteyting. Kommunene med høyest forbruk innen denne kategorien var: Kristiansand (498 GWh) og Arendal (195 GWh).



Figur 16: Kraftforbruk fra tjenesteyting for kommuner i Agder.

Figur 17 viser forbruk fra husholdninger og jordbruk i 2022. Kristiansand hadde det høyeste forbruket innen kategorien, med 605 GWh. Etter Kristiansand fulgte Arendal og Lindesnes med henholdsvis 278 og 152 GWh.



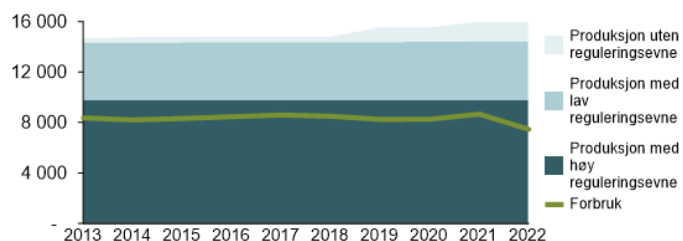
Figur 17: Kraftforbruk fra husholdninger og jordbruk for kommuner i Agder

3.3 Kraftimport og -eksportbehov

Vi har sammenlignet forventet årsproduksjon med årlig kraftforbruk. Differansen gir et bilde på importbehovet eller eksportmulighetene til og fra regionen. Kraftproduksjonen vil imidlertid variere fra år til år. Forventet årsproduksjon er basert på midlet tilsigsdata fra perioden 1991-2020 (NVE, 2022). I tillegg vil kraftproduksjonen og kraftforbruket variere innad i året. Et typisk tilsigsmønster er vist tidligere i Figur 4. Vannkraft med høy reguleringssevne kan i høy grad tilpasse seg forbruket gjennom året og vil dermed redusere import- og eksportbehovet gjennom året.

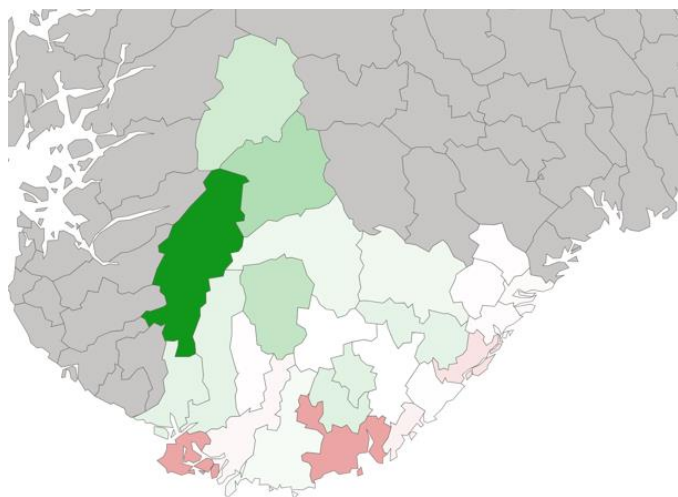
Figur 18 viser utviklingen av forventet årsproduksjon, fordelt etter reguleringssevne, og historisk kraftforbruk i Agder for perioden 2013 til 2022. Gjennom hele perioden fra 2013 til 2022 har middelproduksjonen vært høyere enn forbruket og i 2022 var differansen mellom middelproduksjon og forbruk omtrent 8 500 GWh. Spesielt for Agder er at middelproduksjonen fra kilder med høy reguleringsgrad i perioden alltid har vært høyere enn

forbruket, hvilket gjør regionen mindre avhengig av været for å unngå en situasjon der man er avhengig av import.



Figur 18 Utvikling i middelproduksjon og forbruk av kraft i Agder (GWh).

Figur 19 gir en oversikt over differansen mellom forventet årsproduksjon og forbruk i 2022 per kommune. Grønne kommuner betyr at middelproduksjonen i kommunen var høyere enn forbruket i 2022, mens røde kommuner betyr at forbruket i 2022 var høyere enn middelproduksjonen. Styrken i fargen indikerer størrelsen på differansen. I Agder er det både kommuner med stort overskudd og med stort underskudd. Kommunene med størst absolutt differansen i 2022 var, i synkende rekkefølge, Sirdal (+5 845 GWh), Kristiansand (-1 842 GWh), Farsund (-1 818 GWh), Valle (+1 616 GWh), og Åseral (+1 269 GWh).



Figur 19 Kraftoverskudd (grønt) og kraftunderskudd (rødt) for kommuner i Agder.

4 Nettsituasjonen i Agder

Norge er delt inn i 17 utredningsområder for regional- og distribusjonsnett i kraftsystemet. I tillegg er transmisjonsnettet definert som et eget utredningsområde. For hver region har NVE utpekt en utredningsansvarlig. Den utredningsansvarlige har ansvar for å koordinere arbeidet med de langsiktige kraftsystemutredningene. Utredningen resulterer i en rapport som publiseres annet hvert år. Rapporten gir oversikt over utviklingen i kraftforbruket, kraftproduksjonen og nettet. Den utredningsansvarlige er som regel det største nettselskapet som opererer og eier en stor andel av regionalnettet i området. Utredningsområdene kan avvike fra regiongrensene. En region kan dermed bestå av en eller flere utredningsområder, og et utredningsområde kan være fordelt over flere regioner. Agder er omfattet av et utredningsområde, der Glitre er utredningsansvarlig.

4.1 Tilknytningssaker hos Glitre

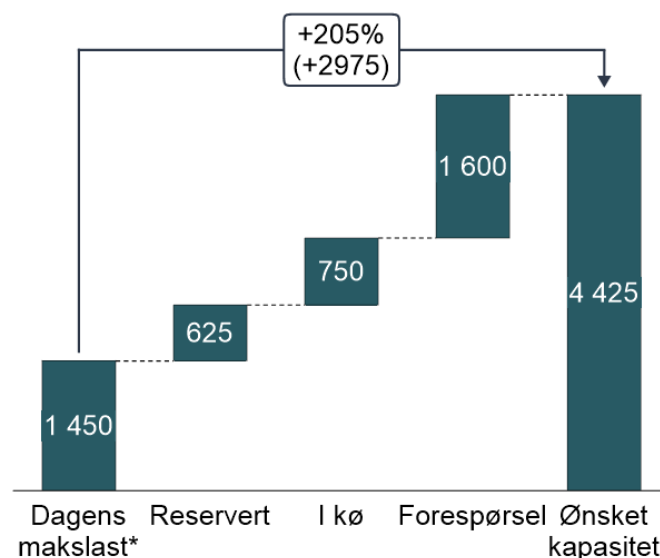
Tilknytningssaker fra nettselskapene i regionen er kartlagt basert på informasjon mottatt fra utredningsansvarlig, Glitre. Både dagens situasjon og forespørsler om nye nettilknytninger har blitt kartlagt. Hver tilknytningsforespørsel har blitt tilordnet en av fire kategorier. Kategoriene gir en gradering av modenheten til tilknytningsforespørselene. Følgende fire kategorier er benyttet:

- Reservert og tildelt: Kunden er vurdert som moden har fått tildelt kapasitet i eksisterende nett eller reservert kapasitet i planlagt nett.
- I kø – moden: Kunden er vurdert som moden, men det er ikke ledig kapasitet i eksisterende eller planlagt nett. Kunden stilles i kø.
- Forespørsel – ikke moden: Kunden vurderes som «ikke moden» og vil ikke bli vurdert videre før de kan vise til modenhet etter retningslinjene. Dette kan

skyldes forskjellige faktorer som mangel på regulert areal, finansiering, fremdriftsplan eller effektprofil.

- Veiledning: Kunden har ikke sendt inn en søknad til nettselskapet, men kontaktet nettselskapet om en eventuell søknad.

Glitre har 300 større saker om nettilknytning i deres utredningsområde i Agder. Av disse sakene er 33 prosent fra aktører på forbrukersiden, mens 67 prosent er fra aktører som ønsker å tilknytte kraftproduksjon.



Figur 20 Dagens makslast og tilknytningsforespørsler hos Glitre (MW)

Dagens makslast i Glitres område er 1 450 MW⁴. Makslasten representerer det høyeste målte forbruket i regionen i løpet av én time. Derfor er makslasten ikke nødvendigvis lik nettets kapasitet, som kan være lik eller høyere enn makslasten. En ren sammenligning mellom dagens makslast og den etterspurte kapasiteten gir derfor ikke en helt presis beskrivelse av fremtidig

⁴ *Baseres på høyest målt effektforbruk i hver transformatorstasjon. Dette er ikke nødvendigvis det samme som nettets kapasitet, som vil være høyere eller lik topplasten

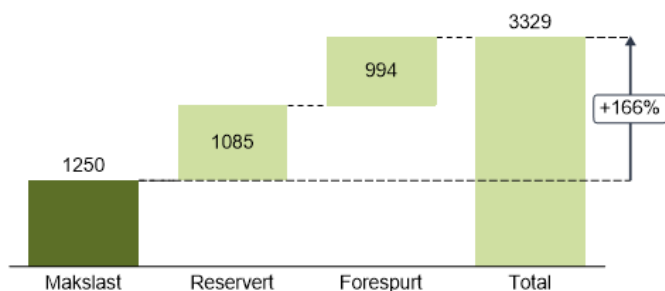
nettbehov, men en indikasjon på forholdet mellom nåværende situasjonen og fremtidige behov.

I Glitres utredningsområde i Agder har 625 MW fått reservert og tildelt kapasitet i dagens eller planlagt nett. Dette utgjør rett over 21 prosent av den totale etterspurte kapasiteten, mens rett under 79 prosent enda venter på plass i nettet. Av etterspurt kapasitet som ikke har fått plass, er 1 600 MW vurdert som ikke modne for Glitre.

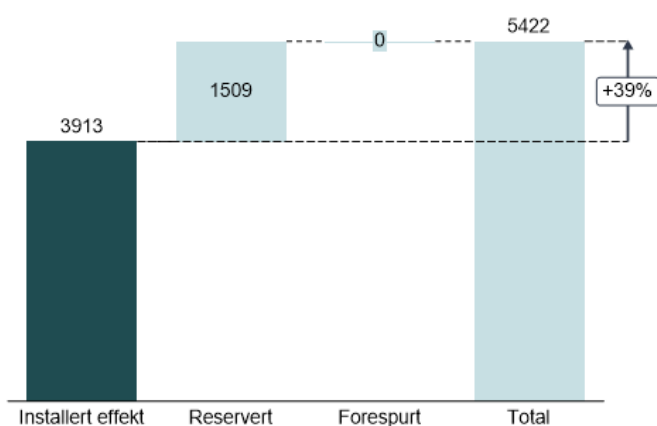
Dersom man summerer den totale etterspurte kapasiteten og legger den oppå dagens makslast, tilsvarer det totalt 4 425 MW ønsket kapasitet, som er en økning på 205 prosent for ønsket kapasitet.

4.2 Tilknytningsaker hos Statnett

Statnett har mottatt forespørsler om tilknytning på totalt 3 588 MW ny kapasitet, fordelt mellom 2 079 MW nytt forbruk og 1 509 MW ny produksjon, illustrert i Figur 21 og Figur 22. Av totalt etterspurt kapasitet har 1 085 MW nytt forbruk og 1 509 MW ny produksjon fått plass i nettet med planlagte tiltak. Resterende forespørsler på 994 MW nytt forbruk har ikke fått plass i eksisterende nett eller etter planlagte tiltak i nettet.



Figur 21: Tilknytningsforespørsler for forbruk hos Statnett i Agder (MW).



Figur 22: Tilknytningsforespørsler for produksjon hos Statnett i Agder (MW).

Det er betydelig høyere økning i etterspørsel etter nettkapasitet til forbruk enn produksjon. Statnett opplever en økning på 166 prosent av dagens makslast til forbruk, mens produksjonssiden utgjør en økning på 39 prosent av dagens installerte effekt.

4.3 Avvik mellom forespørsler til Statnett og regionale nettselskap

Det er betydelig avvik mellom tilknytningsaker rapportert til Statnett og det regionale selskapet Glitre. Totalt reservert og forespurt kapasitet avviker med 613 MW. Det er for øvrig viktig å bemerke at ser man i de ulike kategoriene kan avviket virke å være enda høyere. Statnett har reservert kapasitet til produksjon på 1509 MW, mens Glitre kun har 75 MW reservert til produksjon. Videre har Glitre 900 MW i forespurt kapasitet, hvor Statnett har 0. Avviket kan skyldes:

- **Informasjonssymmetri – forsinket innmelding til Statnett:** I noen tilfeller kan det være et etterslep på tid hvor nettselskap melder inn til Statnett med noen måneders mellomrom. Rapporten viser et momentant bilde og kan da ikke oppdage slike etterslep
- **Informasjonsflyt:** Aktører som melder inn behov vil starte kontakten tidlig med nettselskapet i regionen det gjelder. Før saken er offisielt innmeldt og reservert, vil ikke nødvendigvis nettselskapet melde dette inn til Statnett
- **Forespørsler direkte til Statnett:** Noen få aktører knytter seg direkte på transmisjonsnettet. Disse sakene vil ikke vises i de regionale nettselskapenes tall og kan skape avvik.

I Agder er det en stor skjevhet i innmeldinger til Statnett og nettselskapene – Glitre. Ettersom Statnett melder om større etterspørsel av kapasitet til både forbruk og produksjon enn nettselskapene, ligger trolig skjevheten i at det er flere aktører som har opprettet direkte kontakt med Statnett. Disse sakene vil ikke vises i nettselskapenes tall og kan derfor skape avvik i tallene mellom nettselskap og Statnett.

4.4 Statnetts områdeplan

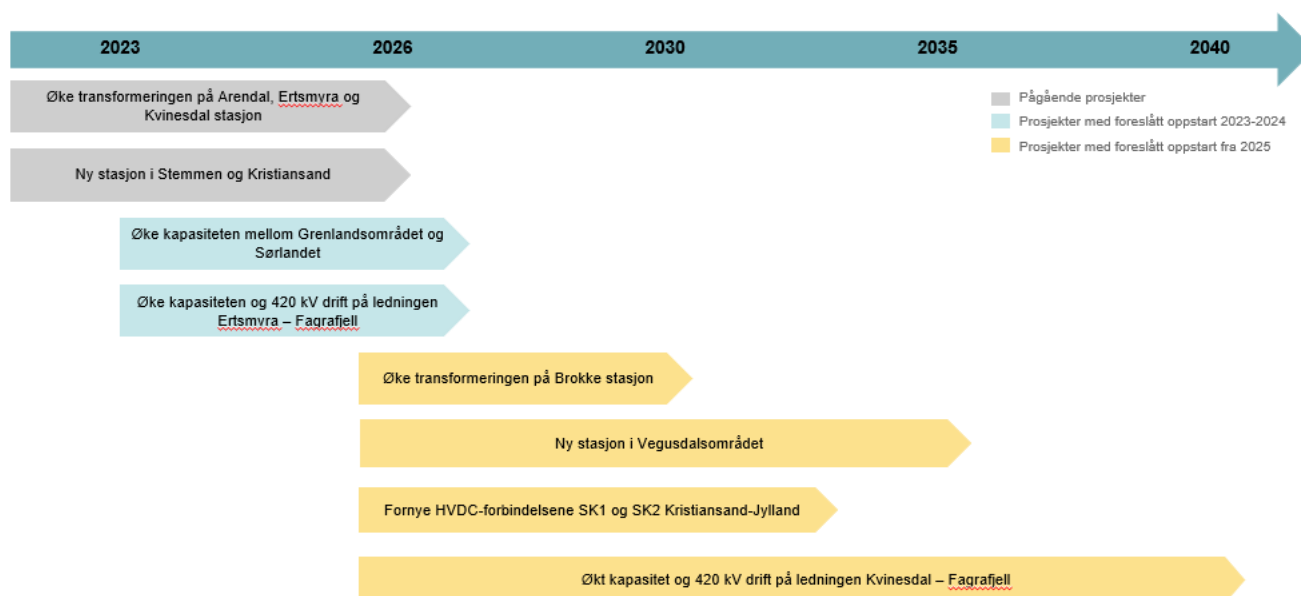
Statnett har etablert ti områder som de annethvert år utvikler en områdeplan for (Statnett, 2023). Områdeplanen har som mål å gi Statnett og deres samarbeidspartnere en tydeligere og mer

forutsigbar nettutvikling og mer effektiv prosjektgjennomføring. I rapporten per område gir Statnett en oversikt over dagens kraftsystem, et målnett som legger til rette for nullutslipp i 2050 og pågående og planlagte tiltak i nettet.

Agder er en del av Statnetts områdeplan – *Sør- Rogaland og Agder*. Mesteparten av forbruket er konsentrert langs kysten mens produksjonen hovedsakelig er plassert innlands. Transmisjonsnettet i området er sammensatt av flere transportkanaler som tar imot produksjon, forsyner forbruk og knytter mellomlandsforbindelsene i de sørlige delene av Agder sammen med resten av det norske kraftsystemet. Etterspørsel etter kraft til ny industri og elektrifisering av eksisterende industri har gitt knapphet på nettkapasitet. Det er behov for å forsterke deler av ledningsnettet og øke transformator kapasiteten til

regionalnett. Statnett opplever i dag at vedlikehold som krever utkobling av enkelte anlegg fører til redusert kapasitet på mellomlandsforbindelsene. Transmisjonsnettet er preget av stor og skiftende kraftflyt i nord-sør og østlig retning. Det er derfor behov for å styrke forbindelsen mellom Sørlandet og Østlandet i fremtiden på grunn av planlagt økt tilknytning av havvind og økt forbruk. Transmisjonsnettet i Agder er relativt nytt og drives for det meste av 420 kV ledninger, noe som er et godt utgangspunkt for å håndtere vekst i både forbruk og produksjon ifølge Statnett.

For å sikre kapasitet til forbruksvekst i Agder har Statnett iverksatt og planlagt en rekke tiltak, som er oppsummert i Figur 23. Tiltakene dreier seg om oppgradering og utbygging av ledninger og stasjoner.

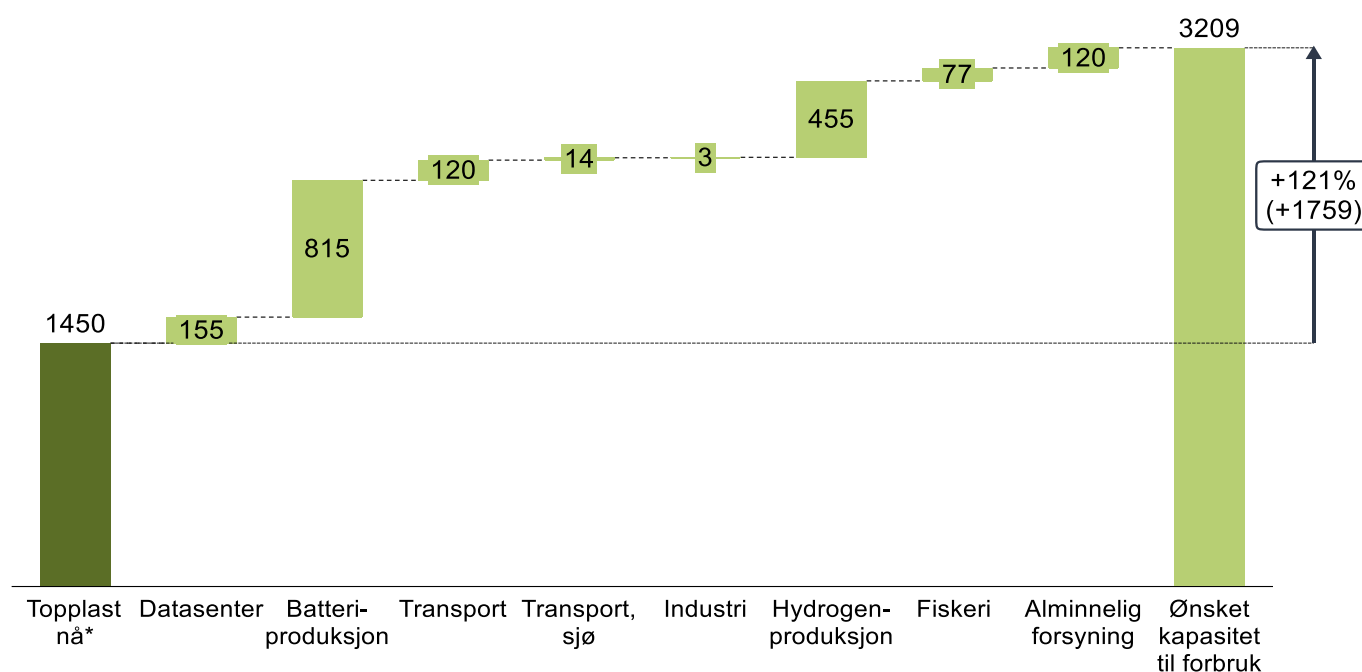


Figur 23: Planlagte og pågående prosjekter i transmisjonsnettet i Agder.

5 Forbruksutvikling

5.1 Forbruksutvikling i Glitres tilknytningssaker

I Glitres utredningsområde for Agder er det stor etterspørsel etter kapasitet til forbruk, med en total etterspørsel på 1 759 MW. Dagens makslast er rundt 956 MW⁵. Figur 24 viser hvordan kapasiteten som er forespurt til nytt forbruk fordeler seg på ulike forbrukskategorier.



Figur 24 Tilknytningsforespørsler for forbruk hos Glitre i Agder, fordelt på forbrukskategori (MW).

5.2 Forbruksutvikling i Statnetts tilknytningssaker

Hos Statnett er det en etterspørsel på 2 079 MW til forbruk i Agder, noe som tilsvarer en økning på 166 prosent av dagens

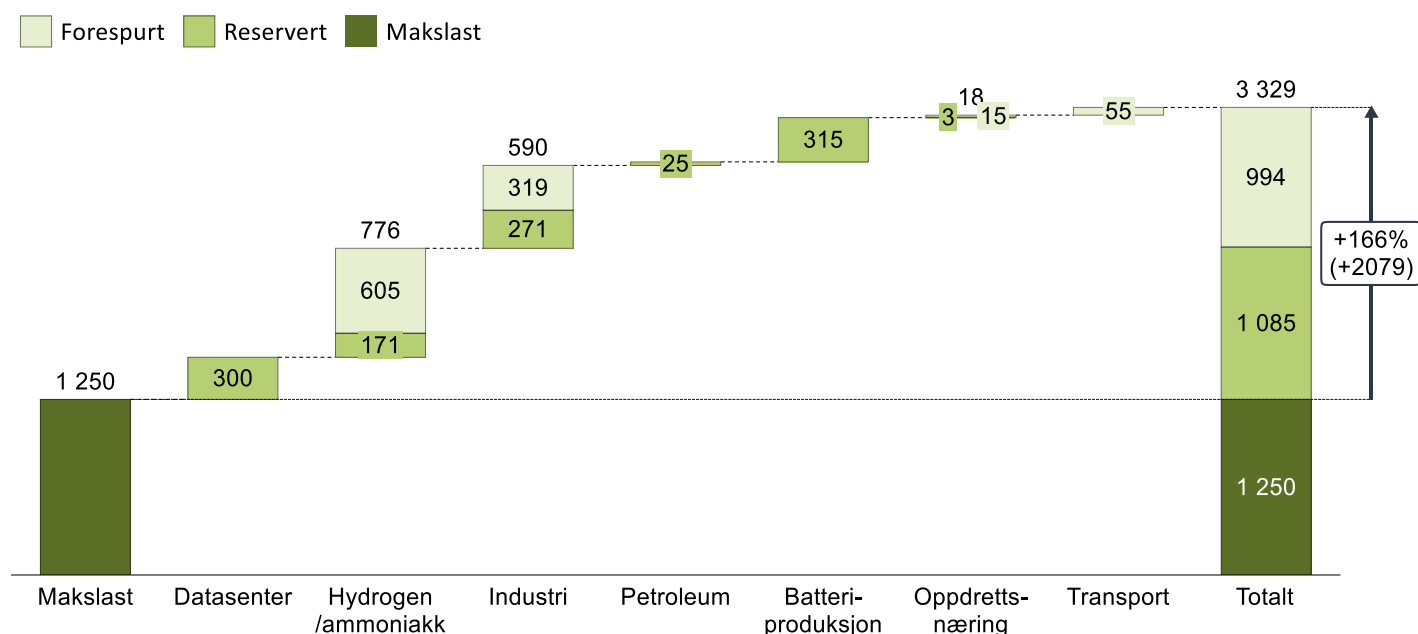
nett. Figur 25 viser etterspørsel etter kapasitet fra de ulike forbrukerne i Agder. Kun 1 085 MW av dette er reservert, mens det ikke er plass til den resterende etterspurte kapasiteten på 994 MW med pågående og planlagte tiltak i nettet. Den største etterspørselen kommer fra hydrogenproduksjon, med et

⁵ *Baseres på høyest målt forbruk i en time. Dette er ikke nødvendigvis det samme som nettets kapasitet, som vil være høyere eller lik topplasten

kapasitetsønske på 776 MW. Etterfulgt av industrien, sannsynligvis med et formål om elektrifisering.

Dersom det antas at hele etterspørselen på 2 079 MW får tilgang til nettet, og at det nye forbruket har en gjennomsnittlig brukstid på 4000-5500 timer i året kan det tilsvare et økt årlig forbruk på 8-11 TWh. Dette er en kraftig økning fra nåværende

forbruk i regionen, som var på 7,5 TWh i 2022. Det er viktig å bemerke at dette er et grovt estimat, og vil variere mye ut fra hvilke kundegrupper som får tilknytning, og hvilken brukstid de har.



Figur 25 Tilknytningsforespørsler for forbruk hos Statnett i Agder fordelt på forbrukskategori (MW).

5.3 Ytterligere behov for kraft enn det som er meldt inn til nettselskapene i Agder

Innspill fra forbrukere og andre aktører i Agder viser at det er ytterligere behov for kraft enn det som er meldt inn til nettselskapene. Utover tallene som er innmeldt til Statnett og nettselskapene har prosjektet avdekket en del forbruk som ønsker tilknytning til nettet uten å ha meldt inn behovet. Det kan være flere grunner til at disse sakene enda ikke er meldt inn, og disse sakene er kjennetegnet av følgende kategorier:

- **Fremdeles til utredning og ikke modent til å meldes inn:** Prosjekter i tidlig fase som er under utredning og dermed ikke er modent nok til å melde inn behovet. Nye forretningsområder for gjenvinning eller effektivisering som vil kreve et kraftbehov
- **Får beskjed om at det er fullt i nettet:** Aktørene som ønsker å koble seg til nettet blir møtt med beskjeden om at det er fullt og ikke plass til tilkobling.

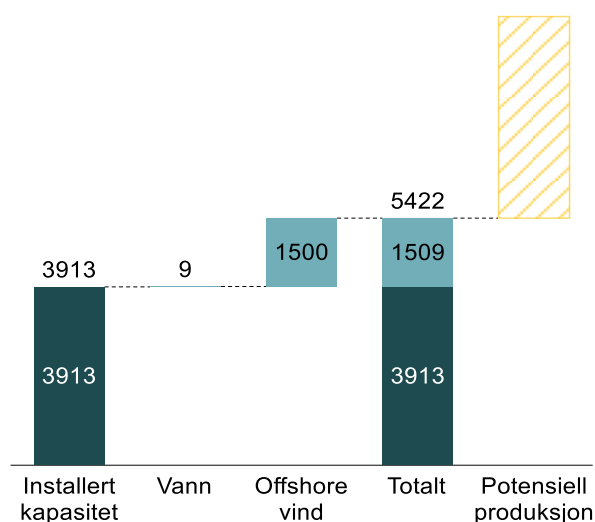
Usikkerheten rundt når det eventuelt blir plass gjør at flere ikke melder sitt behov, da de er usikre på om de vil gjøre den nødvendige investeringen

- **Aktører vet ikke at behovskapasitet må meldes inn:** Man har ikke vært klar over at behovet for tilkobling til nettet bør meldes inn tidlig og at det i flere områder kan ta lang tid å bli tilkoblet. Prosjekter har ikke blitt meldt inn da det har vært en forventning om at man vil få tilkobling når man ønsker det

6 Produksjonsutvikling

I Agder er det forespurt kapasitet på 1 509 MW til produksjon. Etterspørselen hos Statnett til produksjon er vist i Figur 26. Offshore vind på 1500 MW av den reserverte kapasiteten kommer av at kablene fra havvindprosjektet Sørlig Nordsjø II er planlagt ilandført i Agder. Når produksjonen på Sørlig Nordsjø II vil starte er uklart, og søknadsfristen for å delta i konkurransen om tildeling av areal er blitt utsatt (OED, 2023). Ser man bort fra kapasiteten som er reservert til Sørliche Nordsjø II er det kun 9 MW produksjon som har fått plass i planlagt eller eksisterende nett

Dersom det antas at hele etterspørselen fra produsenter på 1 509 MW får tilgang til nettet, og at det antas brukstid per teknologi som beskrevet i kapittel 1, vil det gi en økt årlig produksjon på om lag en 7 TWh. Dette er en stor økning fra årlig produksjon i regionen, som er 16 TWh. Som tidligere nevnt, dekkes den nye produksjonen i stor grad av kablene fra havvindsatsningen Sørliche Nordsjø II, og det er nesten ingen ny produksjon utover det. Det er også viktig å bemerke at dette er et grovt estimat, og vil variere mye utfra hvilke prosjekter som får tilknytning og som blir investert i.

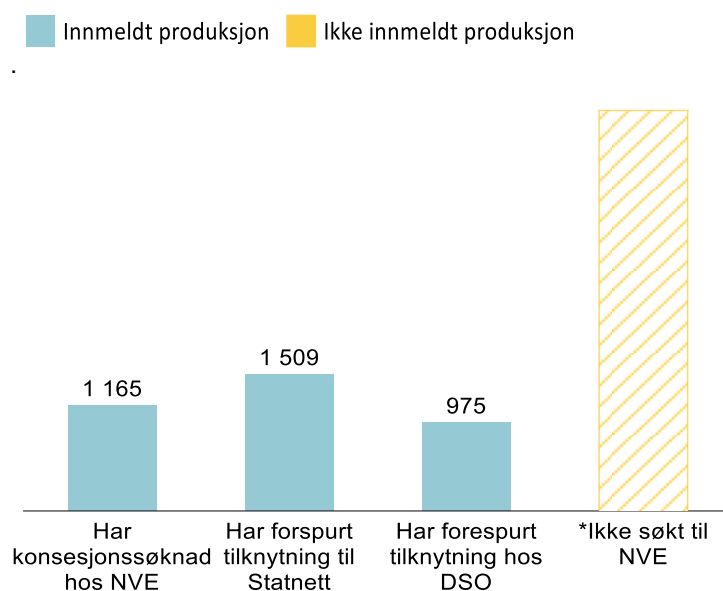


Figur 26 Tilknytningsaker hos Statnett til produksjon (MW).

I tillegg til det som er meldt inn til Statnett, har prosjektet fått innspill fra produsenter over prosjekter som er under utvikling i ulike stadier av modenhet, vist som gult, skravert område i Figur 27. Kartleggingen for Agder viser at det er interesse for å bygge ut prosjekter for både vind, vann og sol, og utgjør i

størrelsesorden 4 000 MW. Det skraverte området vil ikke vise et eksakt tall for hvor mye som vil bygges ut, men det sier noe om omfanget på potensialet og interessen for utbygging i regionen.

Vi har ikke fått svar fra alle produsenter og det er viktig å påpeke at listen ikke er uttømmende, men viser at det er mer potensial og engasjement for utbygging av ny kraft i regionen enn tallene fra nettselskapene viser. Usikkerheten i tallene er illustrert sammen med tallene som er rapportert til de ulike kildene i Figur 27. Selv om det er stor usikkerhet i tallene ser vi likevel at interessen for å bygge ut produksjon i Agder er stor, og det er meldt inn svært mye kapasitet sammenlignet med andre regioner i Norge.



Figur 27 Innmeldt kapasitet og mulig kapasitet som ikke er meldt inn (MW).

7 Tiltak

Agder er en region med kraftoverskudd i løpet av året, og utviklingen de siste 10 årene viser en tydelig sammenheng mellom økt kraftproduksjon og vekst innen industri og næring. Ser vi fremover er det likevel begrenset med konkrete og modne produksjonsplaner utover havvind i Sørlige Nordsjø, som er forespurt eller meldt inn, men et stort behov for kraft til nye forbrukspunkter. Nettselskapene mottar svært mange forespørsler for tilknytning av forbruk, og særlig for Agder er det svært mye forbruk som ønsker tilknytning sammenlignet med produksjon. Da veldig lite har plass i dagens nett eller med planlagte tiltak i nettet, er det behov for mer produksjon internt i Agder og flere tiltak i nettet hvis planene skal realiseres. I tillegg til økt behov for kraft i regionen, har Agder et stort potensial for energieffektivisering, og utnyttelse av alternative energikilder slik som spillvarme eller geotermisk varme for å avlaste strømmettet. Dette er viktige bidrag for å sikre at regionen har nok kraft til å kutte klimagassutslipp og samtidig bevare og skape nye arbeidsplasser.

For å sikre nok krafttilgang må Agder:

1. Arbeide for at fylket har energisituasjonen høyt på agendaen – etablere energiplaner – hva skal til i Agder for at vi har tilstrekkelig kraft og effekt til å videreutvikle fylket, og hva kan fylkeskommunen gjøre?
2. Få energispørsmålet opp på agendaen i kommuner – hvordan kan de tilrettelegge bedre, hvilke tiltak kan de gjøre? Arealkartlegging og prioritering av egnede arealer i fylket som helhet og kommunene. Økt samhandling mellom offentlige aktører (høringer, planer, beslutninger). Jobbe parallelt og ikke sekvensielt – se det store bilde i beslutningene og ikke kun enkelt elementer
3. Kommunene har en viktig rolle for å tilrettelegge og sette krav til bruk av fjernvarme. Utnytte spillvarme i størst mulig grad, flere store industribedrifter med betydelig mengde spillvarme i regionen
4. Utnytte termisk varme i størst mulig grad for å frigjøre kraft til andre formål. Agder har stort forbruk fra husholdninger, der oppvarming gjerne tar en stor del av forbruket. Kommunene har en viktig rolle for å

tilrettelegge og sette krav til bruk av fjernvarme. Spillvarme bør utnyttes i størst mulig grad.

5. Arbeide med å skape forståelse og aksept for behovet av ny vannkraft, vindkraft, sol og nettanlegg i Agder. Nøkkelen for å oppnå forståelse og aksept vil være ved å initiere gode dialoger rundt behov for ny fornybar kraftproduksjon. På den måten kan man sikre at kommuner forstår behovet og er positive til utredninger og konsesjonsbehandlinger av kraftproduksjon og nettanlegg. Samtidig vil det være viktig å øke kompetansen i kommunene for behandling av energianlegg i søknadsprosesser og i reguleringsplaner.
6. Energieffektivisere og arbeide med smarte løsninger for forbruk og utnyttelse av strømmettet. Bedre utnyttelse av kraften i Agder vil kunne bidra til nye tilknytninger som ellers ikke har «plass» i nettet i dag

Energiordliste

- **SI-prefiksene k, M, G og T** sier noe om antall:
 - **k** = kilo = 1000
 - **M** = mega = 1 000 000 = 1000 k
 - **G** = giga = 1 000 000 000 = 1000 M
 - **T** = tera = 1 000 000 000 000 = 1000 G
- **Effekt** er et mål på omsetning av energi per tid. Høyere effekt betyr at arbeid utføres på kortere tid. Forbruket av strøm i ett enkelt øyeblikk kalles effektforbruk. Effekt måles i Watt (W).
- **Energi** er evnen til å utføre arbeid. Det finnes mange former for energi, som f.eks. potensiell energi, termisk energi og elektrisk energi. En energikilde leverer energi i en form som er *nyttbar* for mennesket. Energi i kraftsystemsammenheng måles ofte i Watt-timer (Wh).
- **Effektbalanse** er forholdet mellom tilgang og bruk av kraft på ett bestemt tidspunkt. Ved negativ balanse er bruken av kraft høyere, mens ved positiv balanse er tilgangen høyere. Effekttaket vil variere med temperatur. Effektforbruk skiller seg fra energiforbruk i tidsperspektivet: Elektrisitetsforbruk er en form for energiforbruk over tid, effektforbruk er strømforbruk i et enkelt øyeblikk.
- **Energibalansen** i en kommune eller region er forholdet mellom den samlede produksjonen av energi og forbruket av energi.
- **Installert kapasitet** er kraftverkets maksimale effekt.
- **Makslast** er høyest målt forbruk i en time. Dette er ikke nødvendigvis det samme som nettets kapasitet, som vil være høyere eller lik makslasten.
- **Transmisjonsnett** forbinder forbrukere og produsenter sammen og er hovedveiene i kraftsystemet. I Norge opereres transmisjonsnett av Statnett. Transmisjonsnett inkluderer også utenlandskabler. Det er i hovedsak 300 eller 420 kV spenning på kraftledningene i transmisjonsnett, men det finnes også kabler med 132 kV spenning. Transmisjonsnett utgjør ca. 13 000 km. Store produksjonsanlegg og store forbrukere, som kraftintensiv industri, kan knyttes til transmisjonsnett.
- **Regionalnett** er nivået under transmisjonsnett, og er bindeleddet med distribusjonsnett. Normale spenningsnivåer her er 132 kV og 66 kV, og regionalnett utgjør ca. 19 000 km. Store eller mindre produksjonsanlegg samt store forbrukere kan knyttes til regionalnett.
- **Distribusjonsnett** er nettet som forsyner forbrukerne, som husholdninger, industri og tjenesteyting, med strøm. Dette nettnivået inkluderer spenningsnivåer fra 22 kV (høyspent) ned til og med 230 V (lavspent). Skillet mellom høyspent og lavspent distribusjonsnett går ved 1 k. Distribusjonsnett strekker seg over ca. 320 000 km. Mindre produksjonsanlegg og alminnelig forbruk, som småindustri, tjenesteyting og husholdninger, tilknyttes gjerne distribusjonsnett.
- **Statnett** er Norges transmisjonssystemoperatør (TSO) og drifter transmisjonsnett i Norge.
- **NVE** er Norges vassdrags- og energidirektorat og forvalter landets vann- og energiresurser. De er underlagt Olje- og energidepartementet og har ansvar for å forvalte vann- og energiresursene til hele landet. NVE skal sikre samlet og miljøvennlig forvaltning av vassdrag, fremme effektiv kraftomsetning og bidra til effektiv energibruk.
- **RME** (Reguleringsmyndigheten for energi) er en egen enhet i NVE, som regulerer nettselskapene.
- **Nettselskap** i Norge eier og driver kraftledningene. De har et naturlig monopol, da det er unødvendig å bygge flere ledninger for å føre strøm til samme sted. Et nettselskap har konsesjon på et gitt område og plikt til å forsyne alle kundene i sitt konsesjonsområde, og deres virksomhet reguleres av staten.

8 Referanser

- NVE. (2022). *Mildere årsproduksjon*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/fakta/2022/fakta2022_06.pdf
- NVE. (2022). *Ny mildere årsproduksjon*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/fakta/2022/fakta2022_06.pdf
- NVE. (2023). *Data for utbygde vindkraftverk i Norge*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/>
- NVE. (2023, august 14). *Kortsiktig kraftmarkedsanalyse*. Hentet fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/nves-analyse-lite-sannsynlig-med-kraftunderskudd-de-naermeste-aarene/>
- NVE. (2023). *Oversikt over solkraft i Norge*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/solkraft/oversikt-over-solkraft-i-norge/>
- NVE. (2023). *Termisk kraft*. (NVE) Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/termisk-energi/termisk-kraft/>
- NVE. (2023). *Vannkraftdatabase*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/vannkraftdatabase/>
- OED. (2023). *Utsetter søknadsfristen for Sørlige Nordsjø II og Utsira Nord*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/utsetter-soknadsfristen-for-prekvalifisering-og-tildeling-av-areal-for-havvind/id2990579/>
- SSB. (2023). *Betydelig nedgang i strømforbruket i 2022*. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/betydelig-nedgang-i-stromforbruket-i-2022>
- SSB. (2023, mai 30). *Markent fell i husholdningenes strømforbruk 2022*. Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/markant-fall-i-husholdningenes-stromforbruk-i-2022>
- Statistisk Sentralbyrå. (2023). *Nettoforbruk av elektrisk kraft*. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/10314/tableViewLayout1/>
- Statnett. (2023). *Områdeplaner*. Hentet fra <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/planer-og-analyser/omradeplaner/>

