





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.

INNHold

Om Kraftløftet	4
1 Introduksjon til kraftsystemet og analysen	6
2 Kraftsituasjonen i Norge	9
2.1 Kraftproduksjon og forbruk i Norge	9
2.2 Utsikter for kraftbalansen i Norge.....	10
2.3 Tilknytningsforespørsler hos Statnett.....	11
2.4 Forbruks- og produksjonsutvikling i Norge.....	11
3 Kraftsituasjonen i Østfold.....	13
3.1 Kraftproduksjon i Østfold.....	13
3.2 Kraftforbruk i Østfold	14
3.3 Kraftimport og -eksport behov.....	15
3.4 Nettsituasjonen i Østfold	16
3.4.1 Tilknytningssaker hos nettselskapene i Oslo, Akershus og Østfold	16
3.4.2 Tilknytningssaker hos Statnett	17
3.4.3 Avvik mellom forespørsler til Statnett og regionalt nettselskap	18
3.4.4 Statnett sin områdeplan	18
4 Forbruksutvikling.....	20
4.1 Forbruksutvikling (Elvia).....	20
4.2 Statnett tilknytningssaker	20
4.3 Ytterligere behov for kraft enn det som er meldt inn til nettselskapene i Oslo, Akershus og Østfold	20
5 Produksjonsutvikling	22
5.1 Usikkerhet i tallene for ny produksjonskapasitet	22
6 Case	23
6.1 Nedre Glomma og Øra.....	23
6.2 Østfold Energi	23
7 Tiltak	25
8 Energiordliste.....	26
9 Referanser	27

Sammendrag og konklusjoner

Østfold har allerede et kraftunderskudd i dag, som vil forverre seg fremover dersom det ikke bygges ut mer kraft og nett i regionen. Vi er ikke rustet til å møte klimaomstillingen og gripe mulighetene for nye grønne satsinger i industrien og næringslivet. Uten et kraftløft som øker tilgangen til fornybar energi, risikerer Østfold å tape både konkurranseevne og nye grønne arbeidsplasser.

Østfold fylke, og alle vi som bor og lever her, står foran en stor omstilling. Stortinget har vedtatt at de nasjonale klimagassutslippene skal halveres til 2030, og innen 2050 skal gjenværende utslipp balanseres med karbonopptak og -fjerning (=netto null). Fylket og kommunene i Østfold har liknende, ambisiøse klimamål. Vi må omstille næringslivet og industrien, samt opprettholde- og skape nye arbeidsplasser. Samtidig skal vi ivareta naturen, det biologiske mangfoldet, demokratiet og menneskerettighetene. Uten økt tilgang på fornybar kraft og bedre nettkapasitet i Østfold, vil arbeidsplassene, klimaomstillingen og konkurransekraften settes i spill.

Dagens kraftproduksjon i Østfold gir en forventet årsproduksjon på 5 TWh, og består primært av vannkraft (95%) og vindkraft (4%). Vannkraften i Østfold har lav reguleringssevne som betyr at produksjonskapasiteten er ujevn gjennom året. Fylket er derfor avhengig av import fra andre deler av Norge og Sverige, i perioder med lav produksjon og høyt forbruk, særlig om vinteren. I 2022 hadde Østfold et kraftforbruk på 5,5 TWh fordelt mellom husholdninger og jordbruk med totalt 37 prosent, tjenesteyting med 20 prosent, og industri med 43 prosent. Kraftunderskuddet i Østfold er på om lag 0,5 TWh i året, som dekkes opp av produksjon andre steder i landet, og gjennom import fra Sverige.

En region med et stort potensial

Østfold har et variert næringsliv som spenner fra landbruk til prosessindustri, og er tradisjonelt et industrifylke. Fylket har også utviklet ny industri og fremstår som en spydspiss i Norge innenfor blant annet sirkulærøkonomi og ny teknologi (kunstig intelligens). Andre styrker er nærhet til mange markeder og god industrikompetanse.

Fylket har et sterkt utgangspunkt for en videreutvikling inn i en lavutslippsfremtid på tvers av samfunnssektorer. Manglende tilgang til fornybar kraft vil hindre utvikling av industri og næringsliv, og gjøre det vanskelig å opprettholde konkurransedyktige kraftpriser og et verdensledende karbonavtrykk for produkt og tjenester. I ytterste konsekvens kan bedrifter låst til fossil energi se seg nødt til å legge ned. Østfold merker allerede konsekvensene av en svekket vertskapsattraktivitet på grunn av manglende tilgang på kraft. Nye industrielle muligheter, og derved nye arbeidsplasser, kan gå tapt.

Kraftgapet er en stor barriere

I september 2023 presenterte Statnett sin kraftmarkedsanalyse for Norge som estimerer en svekket kraftbalanse som forventes å gå fra overskudd i dag til null i 2028. I likhet med både Statnett og NVE sine analyser peker også denne rapporten på at kraftbalansen hovedsakelig vil bli bestemt av veksttakten i kraftforbruket.

På forbrukssiden har det vist seg vanskelig å skille ut presise tall bare for Østfold. Denne rapporten viser derfor tall for Oslo, Akershus og Østfold samlet, hvor det er en etterspørsel til nettkapasitet fra forbrukssiden som tilsvarer en økning på omtrent 25 prosent av dagens forbruk, omtrent like mye som dagens kraftproduksjonskapasitet. I Østfold, Oslo/Akershus og Buskerud samlet sett har kun 13 prosent av ønsket forespørsel fått plass i eksisterende eller fremtidig nett. Vi har brukt 100 år på å bygge dagens nett, og meldingen fra nettselskapene er at nettet i vårt område nærmer seg fullt. Skal vi elektrifisere industrien og skape nye grønne arbeidsplasser i fylket må vi altså de neste årene forsterke og bygge ut et nett som tåler mer enn en dobling av dagens behov for elektrisk effekt.

På produksjonssiden er det kun søkt om en økning på 14 prosent fra dagens installerte effekt. Differansen mellom forespurt forbruk og planlagt ny produksjon viser dermed et stort gap. En del av dette kan dekkes inn gjennom energieffektivisering, men hoveddelen må komme fra ny fornybar kraftproduksjon.

Energieffektivisering

Som en del av Kraftløftet har LO og NHO i samarbeid med våre forbund og landsforeninger 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 utløse potensialet. Strategien anbefaler et nasjonalt mål om energieffektivisering på 11-15 TWh. Antas det at målet fordeles jevnt over landet, bør Østfold minimum ha som ambisjon å dekke 1 TWh av det nasjonale målet om energieffektivisering.

Svakt nett og dårlig kapasitet

Kraftnettet i Østfold er for svakt, og er per i dag fullt for prosjekter med stort kraftbehov. Det bør derfor søkes nye løsninger for å utnytte kapasiteten bedre i dagens nett gjennom bruk av ny teknologi og smarte løsninger. I tillegg må utbygging av nettet skje i raskere tempo enn i dag. Uten sikker tilgang til kraft vil bedrifter velge å etablere seg andre steder med bedre kraftforsyning, og Østfold vil tape arbeidsplasser og næringsliv.

Samtidig er det viktig at utbygging av ny kraft og nett må skje på en mest mulig skånsom og bærekraftig måte for hindre store tap av natur, biomangfold og areal. Elvia jobber for å utbedre kapasiteten i nettet, men med dagens ledetider på 5-10 år tar det for lang tid å bedre situasjonen. Nettselskapene er strengt regulert, med den føringen at de ikke skal bygge nett før det er et garantert behov, noe som gjør at utbyggingen havner på etterskudd. Flere større nettprosjekter har ført til omfattende utredninger før beslutning kan tas, og slik forlenget saksbehandlingen.

Alle mann på dekk

Kraftløftet i Østfold tar utgangspunkt i trepartssamarbeidet i den norske modellen der arbeidstagere, arbeidsgivere og myndigheter samarbeider tett. Med et godt topartssamarbeidet mellom ledelse og tillitsvalgte på den enkelte arbeidsplass skal vi sammen finne løsninger som sikrer bedriftene og trykker arbeidsplassene. Da trenger vi at både bedriftene, kommunene, fylkeskommunen og andre aktørene i Østfold samarbeider og finner de gode løsningene sammen.

Vi må lykkes med et mer fleksibelt og smart forbruk, og med løsninger for energilagring som reduserer behovet for nettutbygging. Vi må redusere energiforbruket gjennom storstilt energieffektivisering, og gjenbruke energi fra spillvarme i industrien og annen overskuddsenergi, samt jobbe for å bevare dagens gode løsninger. Vi vil trenge hele verktøykassen, og ta i bruk alle kilder til fornybar energi som havvind, landvind, nærvind, sol på tak og solparker, bølgekraft, termisk energi og oppgradering og utvidelse av vannkraften. Dessuten må vi bygge ut og styrke kraftnettet for å sikre en robust kraftforsyning i Østfold.

Tiltak for å oppnå kraftløft i Østfold

Arbeidsgruppen anbefaler:

1. Styrking av energieffektiviseringstiltak bredt i næringslivet, offentlige virksomheter og i husholdningene. Frigitt kraft kan da benyttes andre steder.
2. Økt utnyttelse av dagens nett med bruk av teknologi og smarte løsninger, samt rask realisering av avtaler med «tilknytning på vilkår».
3. Jobbe for raskere utbygging av kraftnettet i Østfold, på alle nettnivå.
4. Østfold-kommunene må koble aktører og tilrettelegge for at egnede arealer kan tas i bruk for utbygging av ny kraftproduksjon, både solkraft og vindkraft, og mulig økt utnyttelse og utvidelse av vannkraften.
5. Jobbe for å bevare dagens effektive energiutnyttelse av avfallsforbrenning.

6. Fornybar energi (eksempelvis biogass), fornybar termisk energi og overskuddsenergi må utnyttes i større grad for å framskynde grønn omstilling og avlaste kraftsystemet.
7. Jobbe for økt samarbeid og engasjement samt forståelse for energispørsmål hos innbyggerne, administrasjon og politikere i kommuner og fylke. Bidra til gode planer og prosesser for å få gode og mest mulig effektive behandlinger av tiltak for nett og produksjon. Forslag: Etablere arbeidsutvalg med utgangspunkt i trepartssamarbeidet i kommunene som gjerne bygger videre på eksisterende initiativ.

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 dette kapittelet hoppes over. 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 Østfold. Kapittel 4 ser på nettsituasjonen i regionen, basert på både Statnett og de regionale nettselskaperes 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? Kapittel 7 tar så for seg noen dypdykk fra regionen, som viser relevante caser innen produksjon eller forbruk. Til slutt, går kapittel 8 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.

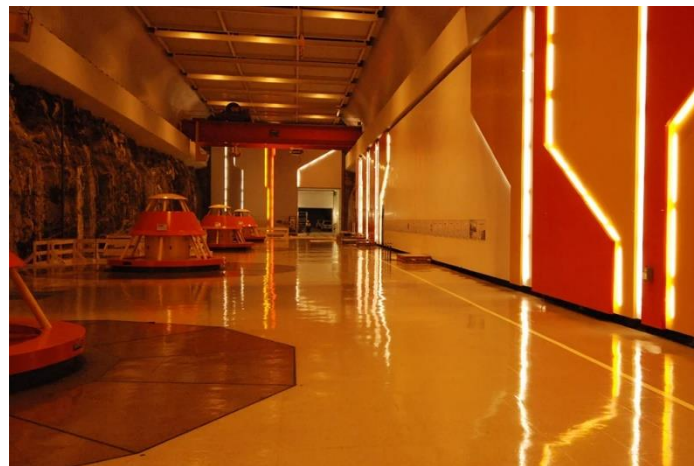
Hva er 1 MW?

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



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.

Hva er 1 GW?

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 forbruker 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 forbruker 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 faktisk 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 forbruker ulike forbrukskategorier?

I løpet av et år forbruker 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 forbruker 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.

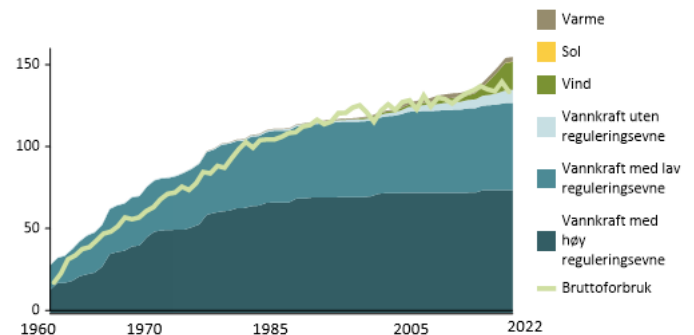
Tabell 1 Nøkkeltall for det norske og det totale europeiske kraftsystemet

	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 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.



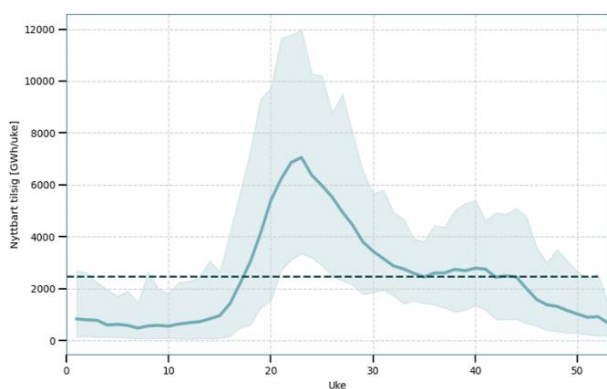
Figur 3 Middelproduksjon og bruttoforbruk av kraft fra 1960 til 2022 (TWh).

Figur 4 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 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).

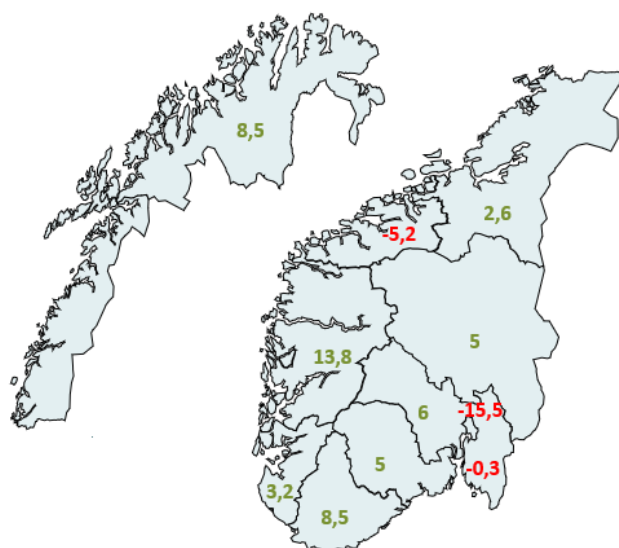
¹ Gjennomsnittlig produksjon gitt væreforholdene i perioden 1991-2020 (NVE, 2022)

² Summen av produksjon og netto import av kraft.



Figur 4 Nyttbart tilsig totalt i Norge per uke. Ukentlig Median (heltrukken linje), nedre og øvre kvartil (skravert område), 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 batterifabriker 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.

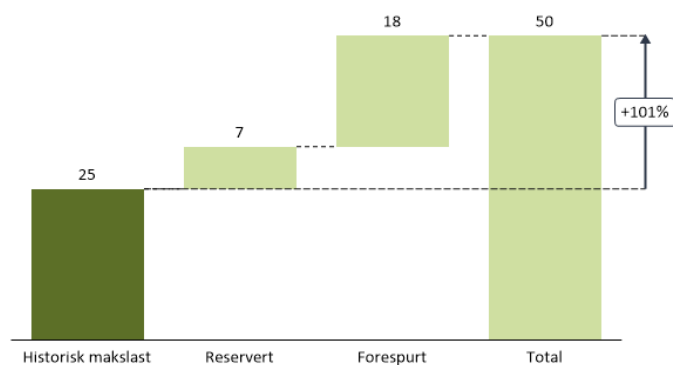
Statnett presenterte i september 2023 sin kortsiktige kraftmarkedsanalyse som estimerer en svekket kraftbalanse som i 2028 forventes å være null. I likhet med NVE peker analysen på at kraftbalansen hovedsakelig vil bli bestemt av veksttaket i kraftforbruket. Det er knyttet stor usikkerhet til hvordan 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.

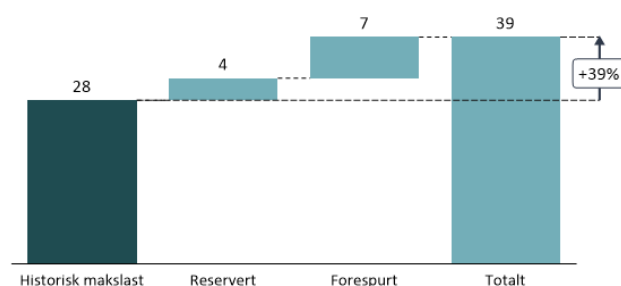
2.3 Tilknytningsforespørsler hos Statnett

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 tilknytningsforespørlene som ligger hos Statnett. Tilknytningsforespørlene³ 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 rett over 25 GW, som er noe mer enn dagens makslast. Litt mindre enn én tredjedel av disse forespørlene har allerede fått reservert kapasitet. På produksjonssiden har Statnett mottatt forespørsler for totalt nesten 11 GW. Litt mer enn én tredjedel av dette har fått reservert kapasitet, hvilket blant annet inkluderer havvind fra Sørilige 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 tilknytningsforespørlene, i tråd med Statnetts langsiktige markedsanalyse og NVEs kortsiktige analyse, at det historiske kraftoverskuddet i Norge vil avta og muligens snu til kraftunderskudd.

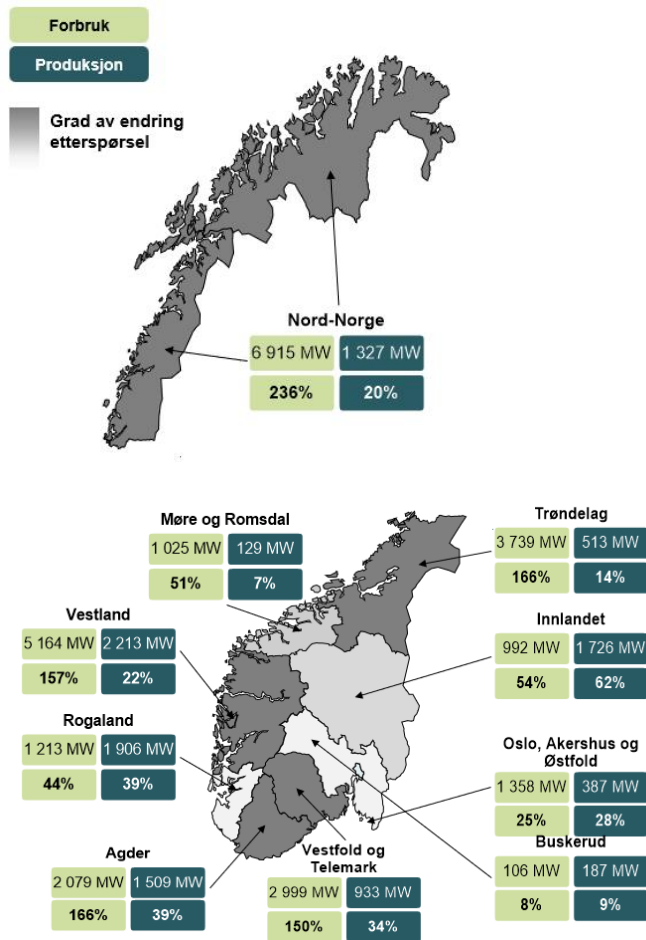
2.4 Forbruks- og produksjonsutvikling i Norge

I Figur 8 ser man hvordan tilknytningsforespørlene fordeler seg i Norge. Fargegraderingen av regionene indikerer størrelsen på tilknytningsforespørlene, sett mot dagens makslast for forbruk og installert effekt for produksjon. Felles for de mørkeste regionene, altså regionene med høyest forespurt kapasitet, er at forespørlene 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 doubles. Et annet fellestrekk for disse regionene er at forespørlene 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

³ Statnetts tilknytningsforespørsler per 29. september 2023

i de fleste regionene vil gi en svært stor økning i forbruk dersom alle forespørselene får tilknytning. På produksjonssiden vil veksten derimot være mer moderat i de fleste regionene.

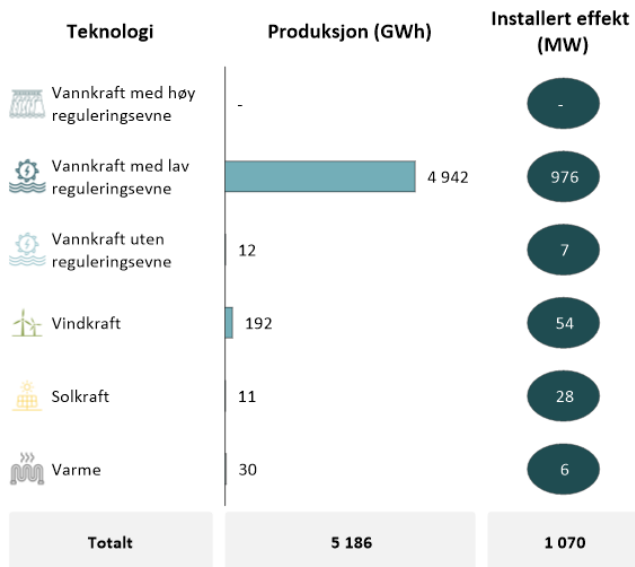


Figur 8 Etterspørsel hos Statnett fordelt per region, for produksjon og forbruk

3 Kraftsituasjonen i Østfold

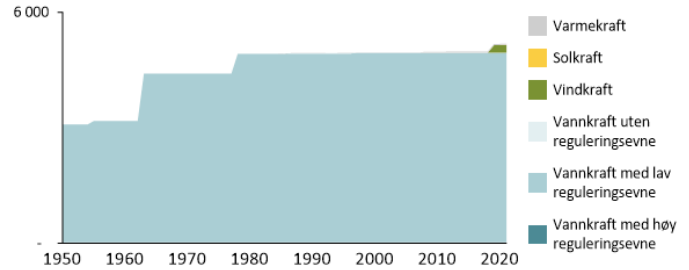
3.1 Kraftproduksjon i Østfold

Dagens produksjonskapasitet i Østfold gir en forventet årsproduksjon på 5 TWh. Kraftproduksjonen er fordelt mellom 95 prosent vannkraft (NVE, 2023) 4 prosent vindkraft (NVE, 2023), og sol og varme i underkant av 1 prosent. Det skiller også mellom vannkraft med høy, lav eller ingen reguleringsevne. Spesielt for Østfold er en høy andel produksjon fra vannkraftverk med lav reguleringsevne. Nærmest all vannkraftproduksjon har lav reguleringsevne. Kraftverk med lav reguleringsevne har kun mulighet til å lagre vann over kortere tidsperioder som dager eller uker. Stor andel kraftproduksjon fra kraftverk med lav eller ingen reguleringsevne gir en mer væravhengig kraftproduksjon. Kraftproduksjonen er variabel både over kortere tidsperioder og over sesonger. Væravhengigheten kan gjøre at man i år med høyt tilsig vil ha et produksjonsoverskudd på årsbasis, men likevel ha kortere perioder med stort importbehov. I tillegg kan spesielt tørre år gi vesentlig lavere årsproduksjon og økt importbehov for året som helhet.



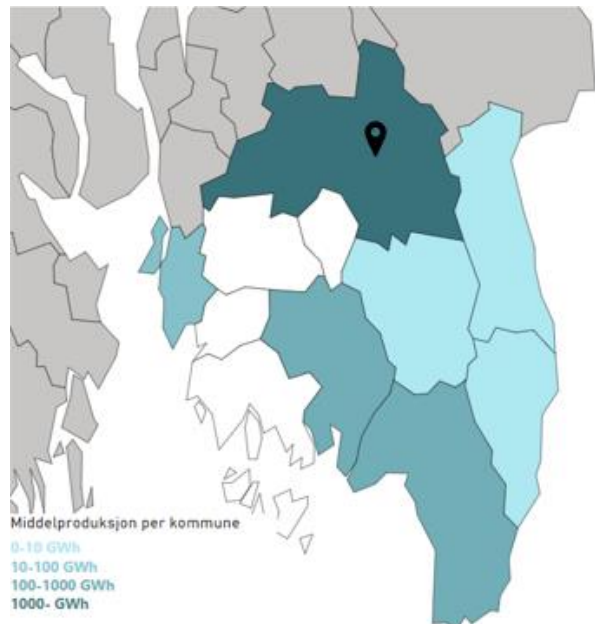
Figur 9: Oversikt over middelproduksjon og installert effekt i Østfold.

Figur 10 viser historisk årsproduksjonen i Østfold for perioden 1950 til 2022. Figuren viser at det ikke finnes vannkraft med høy reguleringsevne i regionen. For perioden 1960-2019 kom så å si all ny produksjonskapasitet fra vannkraft med lav reguleringsevne. Etter 2019 har også vindkraft blitt en del av produksjonsmiksen i regionen.



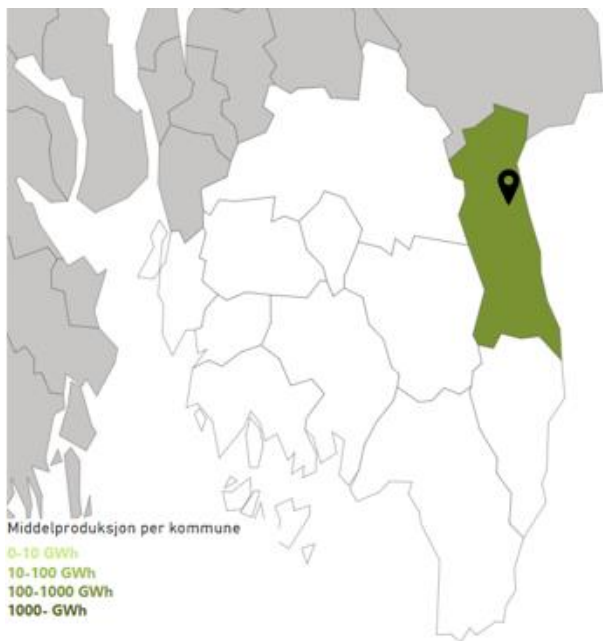
Figur 10: Utvikling i kraftproduksjon i Østfold (GWh).

Kraftproduksjonen i Østfold er sentrert på noen kommuner. Figur 11 viser at 3 kommuner har en forventet årsproduksjon fra vannkraft på over 100 GWh. Indre Østfold er kommunen med høyest vannkraftproduksjon, med 3 851 GWh i året, etterfulgt av Sarpsborg og Halden med henholdsvis 944 og 130 GWh.



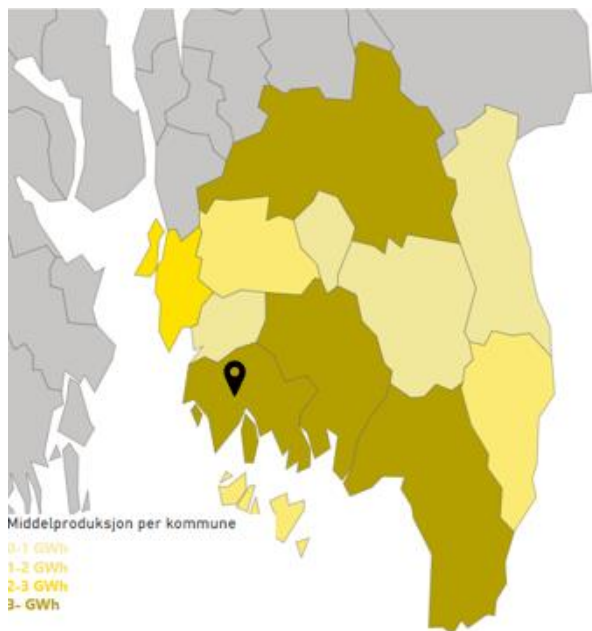
Figur 11: Produksjon av vannkraft per kommune i Østfold.

Figur 12 viser at det er én kommune i Østfold som har vindkraftverk. Marker har ett vindkraftverk som årlig er forventet å produsere 192 GWh.



Figur 12: Produksjon av vindkraft per kommune i Østfold.

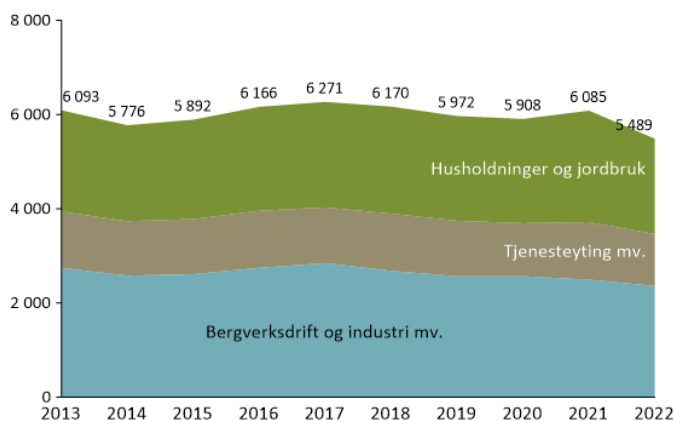
I alle kommunene er det installert noe solkraft (NVE, 2023). Aller mest er det i Fredrikstad, som samlet har en estimert årlig solkraftproduksjon på 7,82 GWh. Deretter kommer Sarpsborg og Halden, med henholdsvis 3.96 og 3.52 GWh. Volumene er imidlertid svært små sammenlignet med forventet årsproduksjon fra vannkraft og vindkraft.



Figur 13: Produksjon av solkraft per kommune i Østfold.

3.2 Kraftforbruk i Østfold

I 2022 hadde Østfold et kraftforbruk på 5 489 GWh (Statistisk Sentralbyrå, 2023). Fordelt mellom husholdninger og jordbruk med totalt 37 prosent, tjenesteyting med 20 prosent, og industri med 43 prosent. Figur 14 viser kraftforbruket i Østfold i perioden fra 2013 til 2022. Figuren viser at Østfold har hatt en relativt flat forbruksutvikling siden 2013. Husholdninger og jordbruk har noe høyere variasjon fra år til år enn industrien. I tillegg til kraft benyttes en betydelig andel termisk energi til husholdninger og tjenesteytende sektor (fjernvarme og -kjøling fra ulike kilder), samt i industrien, som gass og damp produsert fra samfunnsnyttig avfallsforbrenning.



Figur 14: Utvikling i kraftforbruket i Østfold

Figur 15 gir en oversikt over industrielt kraftforbruk per kommune i 2022. To kommuner hadde industriforbruk over 500 GWh: Halden (942 GWh) og Sarpsborg (817 GWh).



Figur 15: Kraftforbruk fra industri per kommune

Kategorien «tjenesteyting» omfatter forbruk fra transport og lagring, bygg og anleggsvirksomhet og annen tjenesteyting. Figur 16 viser at det i 2022 var fem kommuner med forbruk over 100 GWh fra tjenesteyting: Fredrikstad, Moss, Sarpsborg, Indre Østfold og Halden. Fredrikstad hadde det høyeste forbruket på 281 GWh.



Figur 16: Kraftforbruk fra tjenesteyting per kommune

Figur 17 viser forbruk fra husholdninger og jordbruk. Fredrikstad hadde det høyeste forbruk innen kategorien, med 528 GWh. Etter Fredrikstad følger Sarpsborg, Moss og Indre Østfold med henholdsvis 364, 324 og 308 GWh.

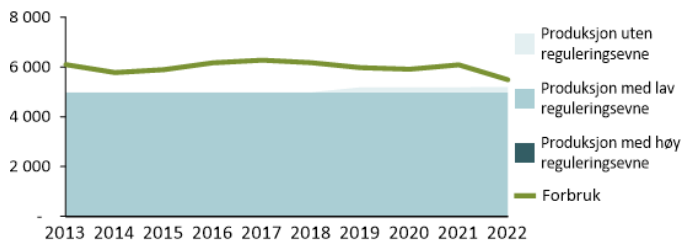


Figur 17: Kraftforbruk fra husholdninger og jordbruk per kommune

3.3 Kraftimport og -eksport behov

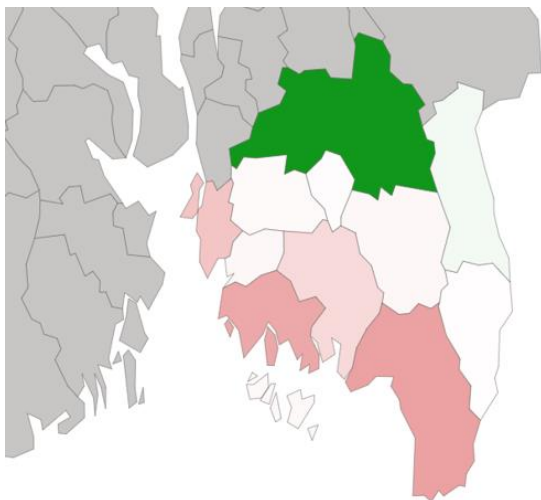
Vi har sammenlignet forventet årsproduksjon med årlig kraftforbruk. Differansen gir et bilde på importbehovet eller eksportmulighetene. Kraftproduksjon vil imidlertid variere fra år til år. Forventet årsproduksjon er basert på midlet tilsigsdata fra perioden 1991-2020 (NVE, 2022). I tillegg vil kraftproduksjonen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

Figur 18 viser utviklingen av forventet årsproduksjon, fordelt etter reguleringsevne, og historisk kraftforbruk i Østfold for perioden 2013 til 2022. Gjennom hele perioden fra 2013 til 2022 har forbruket være høyere enn middelproduksjonen og i 2022 var differansen mellom middelproduksjon og forbruk -0.3 TWh. Produksjon fra kraftverk med lav reguleringsevne kan gi produksjonsoverskudd i perioder av året, men på årsbasis vil regionen ofte importere kraft for å dekke forbruket.



Figur 18: Utvikling i middelproduksjon og forbruk av kraft i Østfold (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 Østfold var det noen få store differanser mellom middelproduksjon og forbruk. Største differansen var i Indre Østfold, der middelproduksjonen var 3 254 GWh høyere enn forbruket. Av kommunene med størst differanse har fire av de fem øverste en negativ differanse. Etter Indre Østfold er kommunene med størst differanse Halden, Fredrikstad, Moss og Sarpsborg, som har en differanse på henholdsvis -1 137, -1 048, -697 og -448 GWh.



Figur 19: Kraftoversikt per kommune i Østfold

3.4 Nettsituasjonen i Østfold

Norge er delt inn i 17 utredningsområder. I tillegg er transmisjonsnettet definert som et eget utredningsområde. For hver region har NVE utpekt en utredningsansvarlig konsesjonær. Utredningsansvarlig konsesjonær har ansvar for å koordinere arbeidet med langsiktig kraftsystemutredninger.

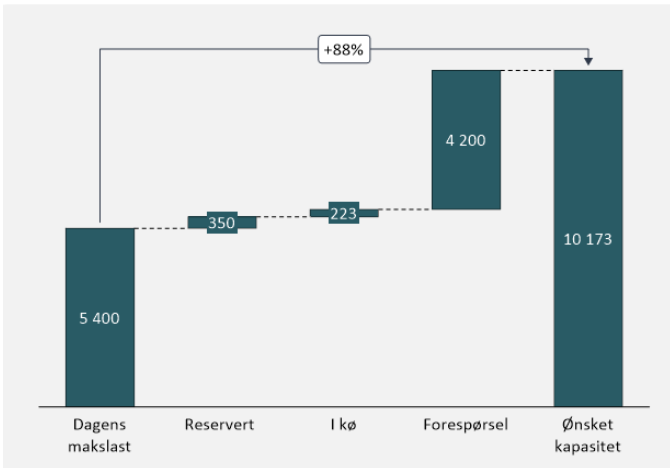
Utredningen resulterer i en rapport som publiseres annen hvert år. Rapporten gir oversikt over utvikling i kraftforbruk, kraftproduksjon og nett i et utredningsområde. Utredningsansvarlig konsesjonær er som regel et dominerende nettselskap som opererer og eier en stor andel av regionalnettet i området. Utredningsområdene kan avvike fra regiongrensene. En region kan dermed bestå av en eller flere utredningsområder. Og et utredningsområde kan være fordelt over flere regioner. Østfold er omfattet av kun utredningsområdet Oslo, Akershus og Østfold, der Elvia er utredningsansvarlig

3.4.1 Tilknytningssaker hos nettselskapene i Oslo, Akershus og Østfold

Tilknytningssaker fra nettselskapene i regionen er kartlagt basert på informasjon mottatt fra utredningsansvarlig – Elvia. 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.

Elvia opplyser at de har 130 større saker om nettilknytning og over deres utredningsområde i Oslo, Akershus og Østfold. Av disse sakene er 54 prosent fra aktører på forbrukersiden, mens 46 prosent er fra aktører som ønsker å tilknytte kraftproduksjon.



Figur 20: Dagens makslast og tilknytningsforespørsler hos Elvia

Dagens makslast i Oslo, Akershus og Østfold er omtrent 5 400 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 nettbehov, men en indikasjon på forholdet mellom nåværende situasjonen og fremtidige behov.

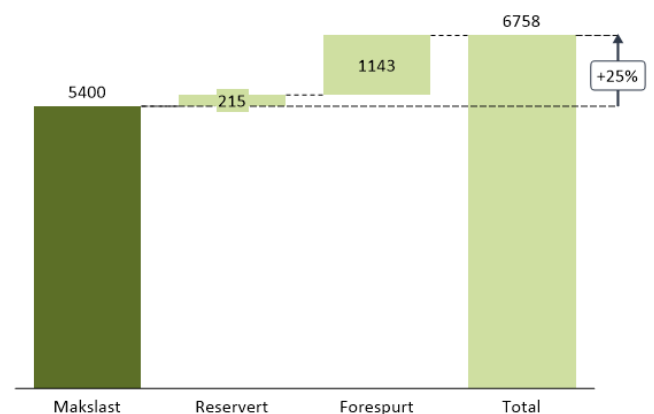
I Elvia sitt utredningsområde i Oslo, Akershus og Østfold har 350 MW har fått reservert og tildelt kapasitet i dagens eller planlagt nett. Dette utgjør rett over 7 prosent av den totale etterspurte kapasiteten, mens over 93 prosent enda venter på plass nettet. Av etterspurt kapasitet som ikke har fått plass, er 445 MW vurdert som modne for hele Elvia sitt forsyningsområde, som inkluderer deres andre utredningsområde *Innlandet*. Det er uklart hvordan disse tilknytningsforespørslelene fordeler seg i Elvia sine utredningsområder. For illustrasjonens del er kapasiteten i denne kategorien fordelt likt mellom utredningsområdene. Elvia har i Oslo, Akershus og Østfold også fått henvendelser om

tilknytning av ytterligere 4 200 MW, men disse tilknytningene er ikke enda vurdert som modne.

Dersom man summerer den totale etterspurte kapasiteten og legger den oppå dagens makslast, blir det tydelig at den ønskede kapasiteten nesten vil dobles fra dagens makslast til 10 173 MW. Som diskutert i kapittel 2.3 dreier etterspurt kapasitet seg i stor grad om installert effekt, som vil si at en summering av historisk makslast og etterspurt effekt trolig ikke vil bli fremtidig makslast, selv om alt som er etterspurt blir realisert. Denne markante økningen understreker likevel den betydelige etterspørselen etter nettkapasitet i Oslo, Akershus og Østfold og i Elvia sitt utredningsområde.

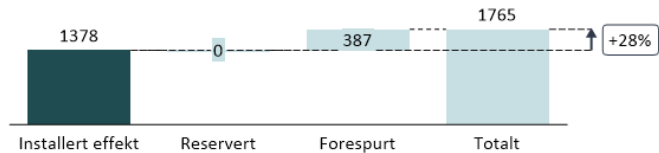
3.4.2 Tilknytningsaker hos Statnett

Figur 21 og Figur 22 viser status for forespørsler meldt til Statnett for henholdsvis nytt forbruk og ny produksjon pr. september 2023. Tilknytningsaker for forbruk meldt til Statnett tilsvarer 25 prosent økning fra dagens makslast. På produksjonssiden er veksten svært lav. Tilknytningsaker for produksjon meldt til Statnett vil kun øke total installert effekt med rundt 28 prosent. Videre er alt av denne kapasiteten forespurt, men ikke reservert.



Figur 21: Tilknytningsforespørsler for forbruk hos Statnett i Oslo, Akershus og Østfold (MW)

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



Figur 22: Tilknytningsforespørsler for produksjon hos Statnett i Oslo, Akershus og Østfold (MW)

3.4.3 Avvik mellom forespørsler til Statnett og regionalt nettselskap

I noen regioner er det betydelige forskjeller i tallene for tilknytningssaker hos Statnett og hos regionalt nettselskap, og det vil variere fra region til region hva som er bakgrunnen for avviket.

- **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 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. Det samme kan gjelde lokalt distribusjonsnett til regionalnett, der disse er ulike aktører.
- **Forespørsler direkte til Statnett:** Noen få aktører knytter seg direkte på transmisjonsnettet. Disse sakene vil ikke vises i de regionale nettselskapers tall og kan skape avvik.

I Oslo, Akershus og Østfold er det en stor skjevhet i innmeldinger til Statnett og Elvia, og vi ser et spesielt stort avvik mellom hva som er meldt inn av ny produksjon. Statnett rapporterer forespørsler på 387 MW, og Elvia på 3000 MW. I tillegg står 150 MW i kø i hele Elvia sitt utredningsområde, altså i Innlandet, Oslo, Akershus og Østfold. I dette tilfellet er det mest sannsynlig tidlig fase prosjekter som har opprettet kontakt med Elvia men som ikke har meldt inn behov til Statnett enda. Elvia melder inn prosjekter til Statnett etter de har vurdert

modenheten av prosjektet. Trolig er mange av disse prosjektene er ikke vurdert som tilstrekkelig modne til å bli meldt inn til Statnett.

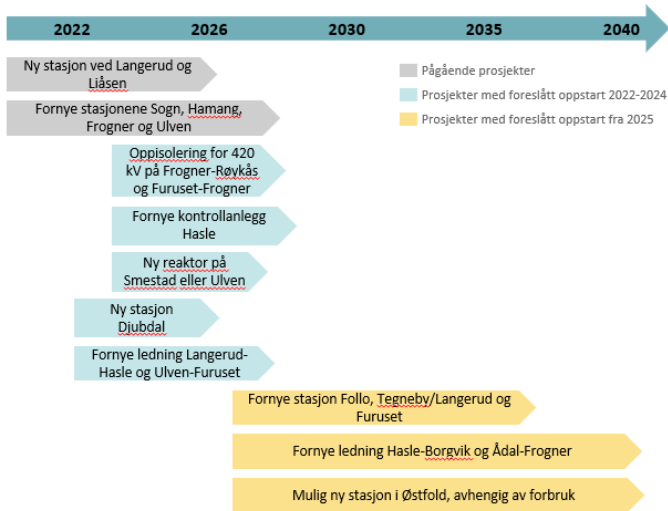
3.4.4 Statnett sin områdeplan

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

I Oslo, Akershus og Østfold peker Statnett på at store deler av forbruket er knyttet til alminnelig forsyning, som gjerne er temperaturfølsomt. I dagens situasjon er det høyeste målte forbruket på 5 500 MW, men det er forventet at svært kald vinter kan presse dagens makslast opp mot 6 000 MW. I en slik situasjon vil forbruket i stor grad forsynes av vannkraftverk i Hallingdal, Sørlandet, Vestland og Telemark, og nettet vil være i stand til å forsyne et forbruk på 6 300-6 800 MW innenfor N-1. Denne begrensingen settes i hovedsak av overføringskapasiteten inn til området fra NO2 og NO5 (Oslo, Akershus og Østfold ligger i NO1), og deretter ledningen mellom Hamang og Bærum.

Som mange andre steder i Norge ser Statnett en stor økning i tilknytningsforespørsler som gir et behov for økt kapasitet i nettet. Samtidig som mye ny produksjon vil tilknytte seg, ser man at produksjonsplanene vil ha et lavt bidrag i timene med høyest forbruk. Nettet i området er allerede høyt utnyttet og det er svært lite kapasitet til nytt forbruk, utover det som allerede har fått reservert kapasitet.

For å sikre kapasitet til forbruksvekst i Oslo, Akershus og Østfold 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.

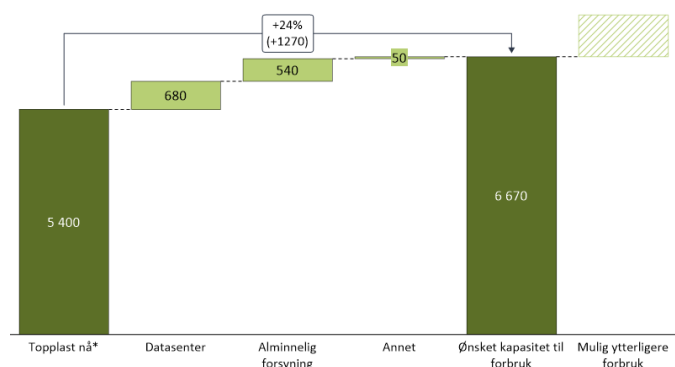


Figur 23: Planlagte og pågående prosjekter i transmisjonsnettet i Oslo, Akershus og Østfold

4 Forbruksutvikling

4.1 Forbruksutvikling (Elvia)

I Elvia sitt utredningsområde for Oslo, Akershus og Østfold er det stor etterspørsel etter kapasitet til forbruk. Dagens makslast er rundt 5 400 MW. Figur 24 viser hvordan kapasiteten som er forespurt til nytt forbruk fordeler seg på ulike forbrukskategorier.

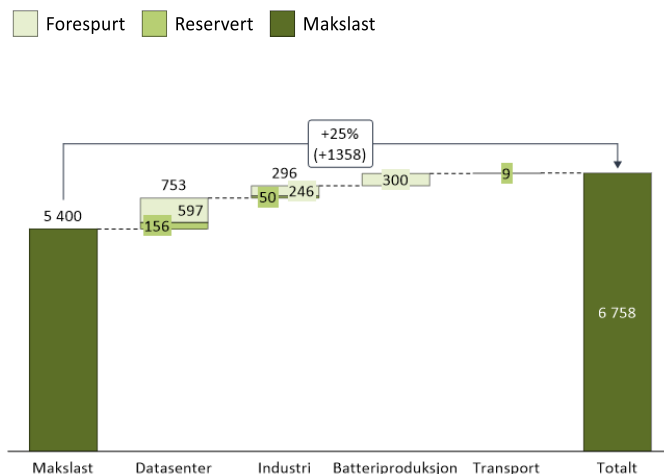


Figur 24: Tilknytningsforespørsler for forbruk hos Elvia i Oslo, Akershus og Østfold, fordelt på forbrukskategori (MW)

Kapasitet til datasenter utgjør 680 MW av forespørslene som har blitt utredet, som er over halvparten av totalt forespurt kapasitet på 1 270 MW. Det er en økning på 24 % fra dagens makslast til ønsket kapasitet til forbruk. I tillegg er det i prosjektet identifisert en rekke ytterligere aktører som ønsker kapasitet til forbruk som ikke er meldt inn til nettselskapet, illustrert i skravert område.

4.2 Statnett tilknytningssaker

Videre ser man en tilsvarende økning i forespørslene etter kapasitet til forbruk i Oslo, Akershus og Østfold til Statnett. Figur 25 viser etterspørsel etter kapasitet fra ulike forbruksgrupper i Oslo, Akershus og Østfold.



Figur 25: Tilknytningsforespørsler for forbruk hos Statnett i Oslo, Akershus og Østfold fordelt på forbrukskategori (MW)

Det er en økning på 25% fra dagens makslast til totalt forespurt kapasitet, noe som tilsvarer en økning på 1 358 MW. Antar man en gjennomsnittlig brukstid på 5 000 timer til forbruk (se forklaring kapittel 1) tilsvarer etterspørselen et økt forbruk på 6.79 TWh i året. 6.79 TWh tilsvarer en økning fra dagens forbruk på omtrent 30 prosent. Kun 206 MW av dette er reservert, mens det ikke er plass til den resterende etterspurte kapasiteten med pågående og planlagte tiltak i nettet.

Det er avvik i tallene som er rapportert til Elvia og til Statnett, både totalt volum som er etterspurt og fordelingen mellom forbrukskategorier. Som beskrevet i kapittel 3.4.3 kan det være flere grunner til at vi ser avvik mellom Statnett og Elvia sitt bilde på fremtidig behov.

I likhet med tilknytningsforespørslene hos Elvia, står datasenter også for en betydelig del av forespørslene til Statnett, der det er forespurt 753 MW hos Statnett og 680 hos Elvia. En av de store forskjellene i tallene er at Statnett har mottatt en forespørsel fra en batterifabrikk som ønsker å tilknytte seg med 300 MW.

4.3 Ytterligere behov for kraft enn det som er meldt inn til nettselskapene i Oslo, Akershus og Østfold

Innspill fra forbrukere og andre aktører i Oslo, Akershus og Østfold 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

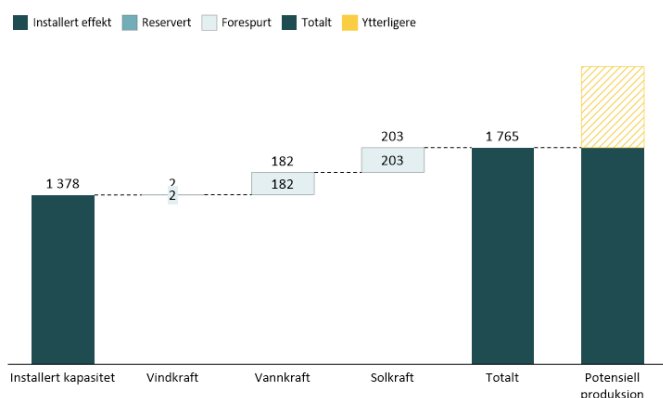
behovet. Det kan være flere grunner til at disse sakene enda ikke er meldt inn, og disse sakene er kjennetegnet av følgende kategorier:

- **Eksisterende industri som ønsker å redusere utslipp:** 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
- **Utbygging av ladeinfrastruktur:** Utbygging av ladestruktur for hurtiglading av biler og tungtransport, hvor behovet fremover er uklart
- **Investeringer fra utenlandske selskaper i regionen:** Flere mulige prosjekter som mangler forutsigbarhet om nett - som ikke melder inn behovet siden de er i tidlig fase og vurderer flere lokasjoner

5 Produksjonsutvikling

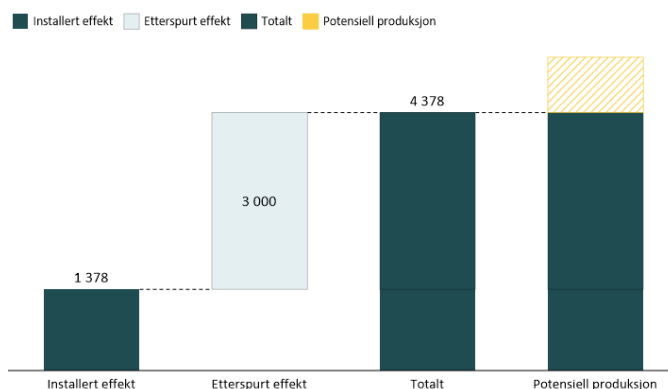
I Oslo, Akershus og Østfold er det forespurt kapasitet hos Statnett på 387 MW til produksjon, hovedsakelig til solkraft. De fleste prosjektene er i en tidlig fase og har dermed ikke fått reservert kapasitet enda. Fordelingen på produksjonskategori og modenhetsstadium er vist i Figur 26. Dersom man antar 5 000 brukstimer for vannkraft, 3 000 for vindkraft og 1 000 for solkraft (se forklaring i kapittel 1) vil den etterspurte kapasiteten samlet gi en økt årlig produksjon på 1.2 TWh. Dette tilsvarer omtrent 19 prosent økning fra dagens kraftproduksjon.

I tillegg til det som er meldt inn til Statnett, har prosjektet fått inn input fra produsenter over prosjekter som er under utvikling i ulike stadier av modenhet, vist som gult, skravert område i Figur 26. Kartleggingen for Oslo, Akershus og Østfold viser at det er interesse for å bygge ut prosjekter for både vind, vann og sol. 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 potensiale og engasjement for utbygging av ny kraft i regionen enn tallene fra nettselskapene kan vise.



Figur 26: Tilknytningssaker hos Statnett til produksjon (MW). Potensiell produksjon er inkludert ytterligere prosjekter som enda ikke er meldt til NVE eller Statnett, men som aktører ser på.

Elvia har et annet bilde av mulig ny produksjon som kan komme inn i Oslo, Akershus og Østfold – og ser en mulig firedobling av dagens installerte kapasitet og et mye høyere potensial enn Statnett. Dette ser vi i Figur 27, hvor innmeldt produksjon er på 3 000 MW. Elvia forventer altså en stor økning i produksjon basert på innmeldte prosjekter.

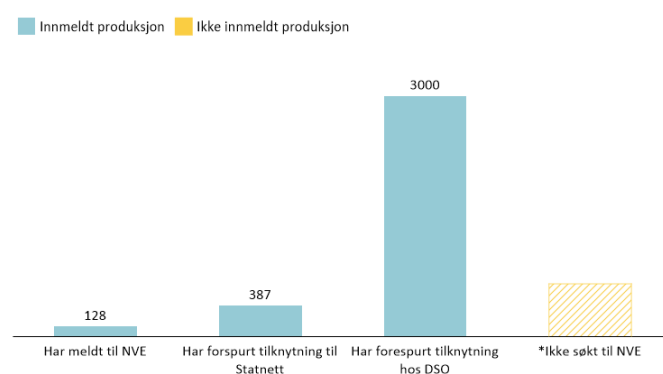


Figur 27: Tilknytningssaker hos Elvia (Oslo, Akershus og Østfold) til produksjon (MW). Potensiell produksjon er inkludert ytterligere prosjekter som enda ikke er meldt til NVE eller Statnett, men som aktører ser på

5.1 Usikkerhet i tallene for ny produksjonskapasitet

Det er stor usikkerhet i hvor mye produksjonskapasitet som kan komme mot 2030, og det er et stort avvik mellom hva som er rapportert av ny produksjon hos Elvia, Statnett og NVE.

I tillegg har THEMA fått innspill på prosjekter som ikke er meldt inn til NVE og sannsynligvis ikke til Elvia eller Statnett. Dette er både sol, vann og vind, og utgjør i størrelsesorden 500 MW. Usikkerheten er illustrert i tallene som er rapportert til de ulike kildene i Figur 28.



Figur 28: Innmeldt kapasitet og mulig kapasitet som ikke er meldt inn (MW).

Selv om det er stor usikkerhet i tallene ser vi likevel at interessen for å bygge ut produksjon i Oslo, Akershus og Østfold er stor, det er meldt inn svært mye kapasitet sammenlignet med andre regioner i Norge.

6 Case

6.1 Nedre Glomma og Øra

Nedre Glomma er en region bestående av Sarpsborg, Fredrikstad og Hvaler kommuner. Regionen har flere næringsområder og store industriaktører som Borregaard.

Øra industriområde i Fredrikstad inkluderer Kronos Titan, Denofa, Gyproc mfl., totalt ca. 145 bedrifter.

Problemstillinger

- Industriområdene i Nedre Glomma er lokalisert til dels langt unna sentralnettet, og forsyningen til og innad i området har flere flaskehals
- Området består av mange industribedrifter som bruker naturgass og annen fossil. I tillegg benyttes damp fra avfallsforbrenning som trenger kraft til karbonfangst.
- Høye CO₂-kostnader driver elektrifiseringen. Vil bety en utslippsreduksjon på størrelsesorden 200 000 tonn CO₂-ekvivalenter hvis man lykkes.
- Sammen med ny næring og annen grønn omstilling vil dette kreve et elektrisk effektbehov på **110-557 MW innen 2030** ved elektrifisering i Nedre Glomma.
- Det er regulerte områder til industri/næring som står tomme og ønsker å få tiltrekke bedrifter – men mangler nett. Viken Park har reservert **25 MW** – men interesserte bedrifter vil potensielt kreve mer enn dette.

Barrierer

- Tidslinjen for økt kapasitet i området er for lang – oppgradering til høyere spenningsnivå vil ikke være realistisk innen 2030 med dagens ledetider. Likevel haster det for flere bedrifter i området grunnet økte CO₂-kostnader. Det er ingen prioritering av utvidelse av dagens nett sammenlignet med å bygge ut nytt nett.
- «Høna og egget»-situasjon – beslutning om elektrifisering kan ikke tas før nettilgang er på plass, men bedrifter er ikke vurdert som modne nok før de har en beslutning om elektrifisering. Dette gjelder både for klimaomstilling for eksisterende bedrifter og etablering av nye næringer. Omstilling fra naturgass til kraft krever store investeringer for eksempel i form av ombygginger eller installasjon av elkjel, og

nyetableringer krever også forutsigbarhet i nettilknytning.

- Forskjellsbehandling i avfallsmarkedet kan gi uheldig høyt elektrisitetsbehov eller nedleggelse av bedrifter: Dampleveransene både i Fredrikstad og dels Sarpsborg kan bli for dyr p.g.a. skjevheter mellom land og anlegg i CO₂-kostnader på avfallsforbrenning. Fra et rent kraftperspektiv kan dette innebære et enda høyere effekt- og strømbehov i Nedre Glomma, eller at bedrifter vil måtte legge ned før kraften når fram. Dette gjør også karbonfangst og -lagring svært usikkert (men er medregnet i høyt effektbehov-scenario).

Mulighetsrom:

- At bedriftene får «Tilknytning på vilkår». Bedrifter er klare til å tilby fleksibilitet og inngå denne type tilknytning men vilkårene må være så enkle og forutsigbare at det er mulig å ta investeringsbeslutning.
- At nettselskapene fremskynder allerede planlagte tiltak i nettet.
- Økt utnyttelse av dagens nett både i regi av netteierne og på kundesiden.

6.2 Østfold Energi

Østfold Energi er en fornybarprodusent- og utvikler, og har en portefølje av prosjekter i Indre Sogn, Nordland, Vestland og Østfold, hovedsakelig vannkraftprosjekter.

Østfold Energi jobber med utvikling av flere nye forretningsområder og satser bl.a. på solkraft gjennom Solgrid og Soleie. Solgrid har to konsesjonssøknader til behandling hos NVE, og planlegger å søke om totalt 6-7 bakkemonterte solkraftverk i løpet av året.

Ørje solkraftverk i Marker kommune på 15 MWp, med et område på 280 dekar. Prosjektet har lokal støtte i kommunen. Søknaden ligger hos NVE, men venter på svar om nettilknytning fra nettselskapene. De fikk svar sist fra høsten 2021, og vet ikke hvor saken ligger i prosessen.

Barrierer:

- Nett: Lite gjennomiktig prosess hos nettselskapene. Venter på å bli tatt til behandling i NVE fordi de mangler

en siste vurdering hos Statnett. Denne prosessen har tatt lang tid. Det er usikkerhet rundt nettilgang - utviklere "hiver seg på" for å kapre kapasiteten som finnes, melder inn litt mer enn det som faktisk blir realisert.

- Lokal motstand: Få kommuner er positive til sol i Østfold, selv om noen er mer nyanserte enn andre. Per i dag er det lite insentiver for at kommunene skal godta solprosjekter i sin kommune.
- Kostnader: Det er dyrt å bygge på tak – selv om det generelt er mindre motstand til dette

Mulighetsrom

- Utvikling av solprosjekter sammenheng med vind, lagring eller andre tiltak for å jevne ut effekten, som vil redusere behovet for nett. Dette krever bedre samarbeid på tvers av utviklere
- Store prosjekter som beslaglegger mye areal kan være en utfordring, og det er viktig at lokalsamfunnet får noe igjen for å godta produksjon i sin kommune.
- Det er mindre kommunal motstand mot sol i næringsområder og på tak – men har behov for støtte til dette da dette er vesentlig dyrere

7 Tiltak

Totalt sett dekker produksjonen i Østfold omtrent forbruket løpet av året, men det er behov for mer kraft og mer nett. Potensiell utbygging av kraftproduksjon og behov av kraft til nye forbrukspunkter er stor. Nettselskapene mottar svært mange tilknytningsforespørsler for forbruk og produksjon, og særlig for Østfold er det svært mye produksjon som ønsker tilknytning sammenlignet med forbruk, og veldig lite har plass i dagens nett eller med planlagte tiltak i nettet.

For å sikre nok krafttilgang må Østfold:

1. Styrking av energieffektiviseringstiltak bredt i næringslivet, offentlige virksomheter og i husholdningene. Frigitt kraft kan da benyttes andre steder.
2. Økt utnyttelse av dagens nett med bruk av teknologi og smarte løsninger, samt rask realisering av avtaler med «tilknytning på vilkår».
3. Jobbe for raskere utbygging av kraftnettet i Østfold, på alle nettnivå.
4. Østfold-kommunene må koble aktører og tilrettelegge for at egnede arealer kan tas i bruk for utbygging av ny kraftproduksjon, både solkraft og vindkraft, og mulig økt utnyttelse og utvidelse av vannkraften.
5. Jobbe for å bevare dagens effektive energiutnyttelse av avfallsforbrenning.
6. Fornybar energi (eksempelvis biogass), fornybar termisk energi og overskuddsenergi må utnyttes i større grad for å framskynde grønn omstilling og avlaste kraftsystemet.
7. Jobbe for økt samarbeid og engasjement samt forståelse for energispørsmål hos innbyggerne, administrasjon og politikere i kommuner og fylke. Bidra til gode planer og prosesser for å få gode og mest mulig effektive behandlinger av tiltak for nett og produksjon. Forslag: Etablere arbeidsutvalg med utgangspunkt i trepartssamarbeidet i kommunene som gjerne bygger videre på eksisterende initiativ.

8 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). Prefiksene mega (MW) og giga (GW) benyttes ofte.
- **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). Prefiksene giga (GWh) og tera (TWh) benyttes ofte.
- **Effektbalanse** er differansen mellom produksjon og forbruk på et gitt tidspunkt. Effektbalansen kan både være positiv og negativ. Ofte oppgitt i MW eller GW. Summen av alle effektbalanser over en tidsperiode er energibalansen for perioden
- **Energibalansen** i en kommune eller region er differansen mellom den samlede produksjonen av energi og forbruket av energi over en spesifisert tidsperiode, som oftest over et år. Ofte oppgitt i GWh per år eller TWh per år.
- **Installert kapasitet** er kraftverkets maksimale effekt. Ofte oppgitt i MW.
- **Makslast** er høyest målt forbruk i en time. Dette er ikke nødvendigvis det samme som nettets kapasitet, som vil være høyere eller lik makslasten. Ofte oppgitt i MW.
- **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 kV. 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.

9 Referanser

- NVE. (2022). *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). *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). *Vannkraftdatabase*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/energisystem/vannkraft/vannkraftdatabase/>
- 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>
- SSB. (u.d.). *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. (u.d.). *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/>
- 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/>

