



Forbruksutvikling i Norge 2022-2050

- delrapport til Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050

Statnett

Innhold

- Forord og sammendrag
- Del 1: Viktige faktorer for forbruksutviklingen
- Del 2: Forbruksutviklingen i ulike sektorer
- Del 3: Scenarier for forbruksutviklingen
- Del 4: Effektbehov

Forord

Analysen av framtidig markedsutvikling, nettbehov og driftsutfordringer forutsetter at vi utvikler realistiske prognoser og relevante scenarier for kraftforbruket målt i energi og effekt. I denne delrapporten av Statnetts Langsiktige Markedsanalyse 2022-50, presenterer vi våre oppdaterte forbruksscenarier for Norge.

Elektrifisering for å kutte eksisterende CO₂ utslipp og samtidig mye ny grønn industriproduksjon gir høy vekst i det norske kraftforbruket. Veksten er så høy at det i alle scenarier forutsetter mye ny kraftproduksjon. Tilgangen på mer kraft, og tempo i kraftutbyggingen, bestemmer hvor høyt det framtidige forbruket blir. Gjennom arbeidet med vår langsiktige markedsanalyse vurderer vi derfor utviklingen i forbruket opp mot utviklingen av produksjon, nettkapasitet og andre relevante markedsforhold, både i Norge og våre naboland.

Vi har fire alternative forbruksscenarier og disse gir et underlag for ulike analyseprosesser, nettplaner og Statnetts strategi. Scenarioene i denne rapporten belyser imidlertid ikke utfallsrommet for hvordan forbruksveksten fordeler seg i landet. Dette analyserer vi nærmere gjennom lokale scenarier og sensitiviteter i regionale nettanalyser og områdeplaner. Fordi det både er usikkert hvor høy veksten blir og hvordan den fordeler seg geografisk, planlegger vi for en større vekst i hver region enn hva vi har i vår basisprognose for landet samlet sett. I Statnetts strategi har vi valgt å vektlegge det høye forbruksscenariet som grunnlag for nettutviklingen. Dette scenariet viser et forbruksnivå på opp mot 260 TWh i 2050, som tilsvarer en vekst på 85 % fra dagens forbruksnivå.

Våre forbruksprognoser og scenarier er basert på ulike beregninger, planer og helhetlige vurderinger. For utviklingen innen industri og næringsvirksomhet vektlegger vi informasjon om konkrete prosjekter fra tilknytningssøknadene til nettet. Samtidig begrunner vi prognosene basert på målet om nullutslipp, teknologiutvikling, markedsforhold og tilgangen på ny produksjon. For kategoriene transport og byggforbruk gjør vi mer detaljerte beregninger av energibruken. Til slutt henter vi mye informasjon fra eksterne prognoser og analyser som underlag og for å sammenligne.

Rapporten er laget av Lasse Christiansen, Rolf Korneliussen, Julie Gunnerød og Anders Kringstad – med bidrag fra flere.

Gunnar G. Løvås

Konserndirektør Kraftsystem og marked

Januar 2023

Statnetts markedsanalyser



Utviklingen av kraftsystemet har stor betydning for Statnetts virksomhet. Vi utarbeider derfor en Kortsiktig markedsanalyse (KMA) årlig og en Langsiktig Markedsanalyse (LMA) annethvert år.

Hver markedsanalyse bygger på den forrige og analyseprosessen følger en naturlig sekvens som begynner med KMA, som tar for seg den kommende 5-årsperioden. LMA drøfter deretter hovedtrender og sentrale usikkerhetsmomenter ved markedsutviklingen de kommende 30 årene. Videre gir LMA et viktig underlag til nettanalyser, samt nettutviklingsplanen som utarbeides annethvert år.

Rapporten om forbruksutvikling i Norge er en del av årets LMA, og inneholder våre oppdaterte forbruksscenario for Norge for perioden 2022-2050. Vi gjør imidlertid oppmerksom på at prognosen for kraftproduksjon kan bli noe endret i LMA22 som publiseres senere i Q1 2023.

Sammendrag

Elektrifisering, industrivekst og tilgangen på ny produksjon er de viktigste driverne for veksten i forbruket

Netto nullutslipp av klimagasser i Norge krever utstrakt elektrifisering og vil alene gi anslagsvis 40-60 TWh i økt kraftforbruk, avhengig av energisparing og graden av grønt og blått hydrogen. I tillegg gir den europeiske transformasjonen muligheter for ny industri i Norge. De mange henvendelsene om tilknytning til nettet er en klar indikasjon på dette. Selv om vi forventer mye energisparing blir det uansett en kraftig vekst i det norske kraftforbruket. Spørsmålet er bare hvor høy veksten blir.

Den viktigste faktoren for hvor mye forbruket vokser i Norge fram til 2050, er tilgangen på store nok volumer ny fornybar produksjon til lave nok kostnader. Lavere energibalanse gir høyere priser relativt til andre land, og uten ny produksjon vil dette redusere viljen til å etablere ny industri og dermed begrense veksten i forbruket.

Vi forventer at havvind dekker mye av det økte kraftbehovet i Norge fra 2030 og utover, da bidragene fra solkraft, vannkraft og landvind ikke vil være tilstrekkelige. Siden det er begrenset areal for bunnfast havvind i Norge vil en virkelig høy forbruksvekst forutsette at flytende havvind blir tilstrekkelig konkurransedyktig.

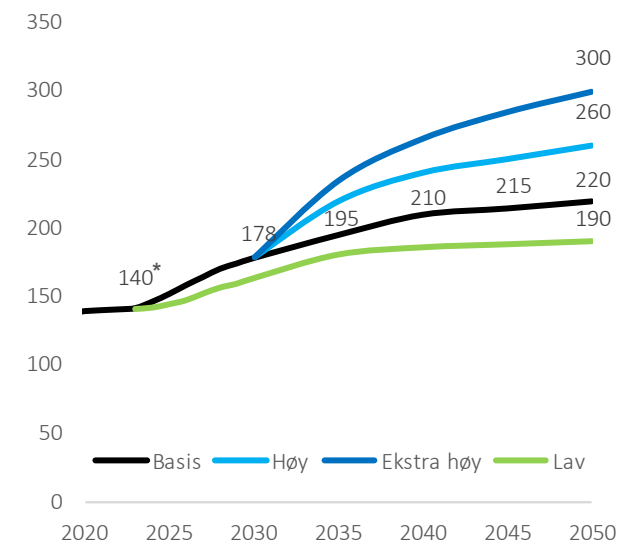
Basis – forbruket øker til 220 TWh drevet av overgang til nullutslipp, grønn industrivekst og mye ny produksjon

I basisscenarioet øker forbruket med ca. 80 TWh til 2050. Dette dekker overgangen til nullutslipp i Norge og en betydelig industrivekst. Siden mye av forbruksveksten kommer med lite fleksibilitet og flat industriprofil, gir den nye basisprognosen også høyere maksimalt effektforbruk.

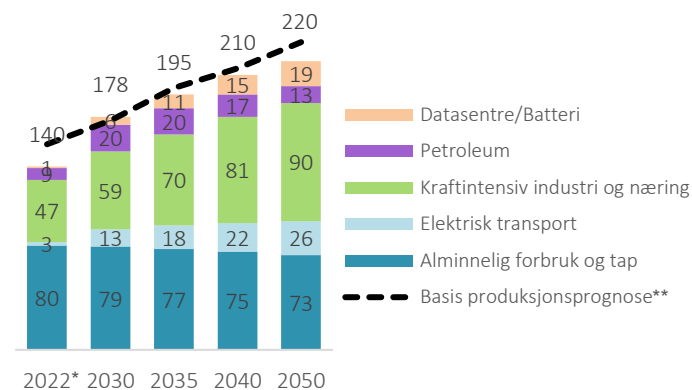
En god del av forbruksøkningen er lite prissensitiv og kommer uavhengig av utviklingen i ny produksjon. Likevel er scenarioet avhengig av at det kommer inn minst 50 TWh ny produksjon, helst innen 2040. Av dette må realistisk sett 30-40 TWh være havvind, og siden dette ikke kommer før på 2030 tallet begrenser dette forbruksveksten de første årene. Samtidig er ikke havvindvolumet i dette scenarioet større enn at det også er realistisk selv om det skulle bli nødvendig med en viss grad av støtte og subsidier.

Basis er vår beste antakelse, basert på en sum av ulike faktorer, og et viktig utgangspunkt når vi lager regionale nettanalyser. Men i alle lokale analyser ser vi på et stort antall sensitiviteter med mer og mindre vekst i forbruk og produksjon. Med de fire forbruksscenarioene til LMA får vi opp et bedre bilde av hvordan et større utfallsrom påvirker utviklingen samlet sett.

Ulike scenario for forbruksutviklingen i Norge (TWh)



Basis for forbruk og produksjon i Norge (TWh)



*Estimert normalårsforbruk: temperaturkorrigeret, og justert for midlertidig og særskilt strømsparing i 2022.

** Prognosen for produksjon: Forbehold om mindre justeringer i LMA22.

Sammendrag

Høy og Ekstra høy vekst – flytende havvind tar av i Norge og møter global etterspørsel fra grønn industri

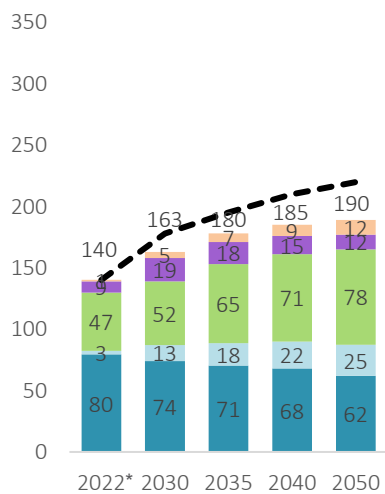
Etterspørselen etter kraft fra internasjonal grønn industri er tilnærmet bunnløs sett fra et norsk perspektiv. Tilgangen på ny kraftproduksjon av ulike typer, vil derfor bestemme forbruksutviklingen. Forutsatt at flytende havvind blir billig nok kan derfor forbruksveksten bli veldig høy. Dette illustrerer vi med scenarioene Høy og Ekstra høy. I begge disse er utviklingen av konkurransedyktig flytende havvind en sentral driver for en mye høyere forbruksvekst fra ny grønn industri. I Ekstra høy antar vi 30 GW havvind til 2050.

I Statnetts strategi vektlegger vi det høye scenarioet (260 TWh) for vår nettplanlegging. Dette er for å få mer fleksibilitet i gjennomføringen. Det er rasjonelt å planlegge nettet for større volumer enn i vårt basisscenario fordi (1) nettet bør ikke være en barriere mot ønsket samfunnsutvikling, (2) vi vet ikke hvor forbruket kommer, (3) det er rasjonelt med en robusthet i nettet, og (4) det er lettere å nedskalere nettplanleggingen, enn motsatt.

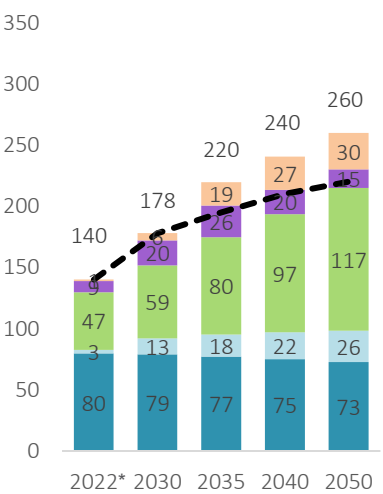
Lav forbruksvekst – mer politisk styring, mye enøk og mindre industri og havvind

I dette scenarioet er veksten i forbruket lavere enn i Basis, drevet av energieffektivisering og knapphet på ny kraft. I sum øker forbruket med 50 TWh til 2050. Scenarioet har knapphet på kraft fordi det bygges ut mindre ny produksjon. Blant annet er det bare halvparten så mye havvind som i Basis. Dette begrenser forbruksveksten. Petroleumsforbruket er lavere og mer ENØK gir en større nedgang i alminnelig forbruk enn i Basis. Det siste innebærer at rehabilitering- og rivningsrater er høyere enn det naturlige nivået. Lav-scenarioet skisserer en vei til netto null utslipp for Norge, men scenarioet forutsetter en mye sterkere politisk styring av forbruksveksten. Dette for å unngå at industriprosjekter som ikke reduserer eksisterende norske utslipp, bruker opp den begrensede mengden tilgjengelig fornybar produksjon. Elektrifisering av eksisterende industri prioriteres ved hjelp av politiske virkemidler foran etablering av ny grønn industri og utvidelser av eksisterende industriproduksjon.

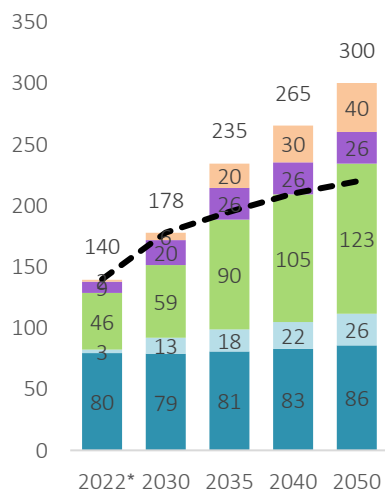
Lav forbruksprognose (TWh)



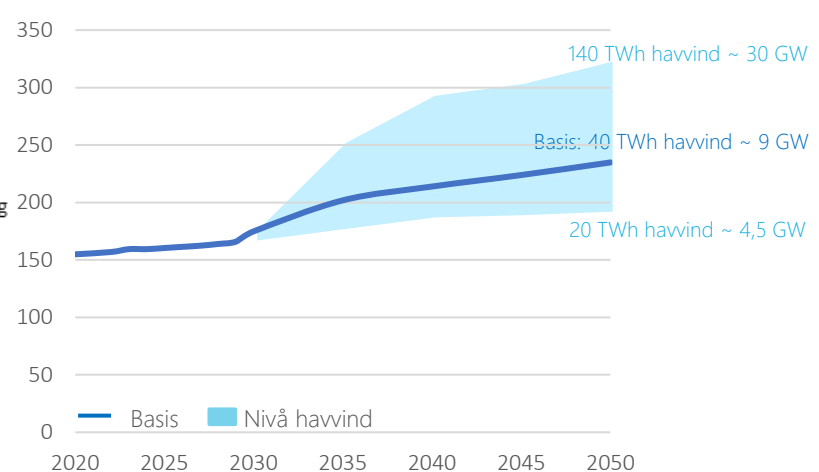
Høy forbruksprognose (TWh)



Ekstra høy forbruksprognose (TWh)



Basis produksjonsprognose** (TWh) og ulike havvindnivå



*Estimert normalårsforbruk: temperaturkorrigeret, og justert for midlertidig og særskilt strømsparing i 2022.

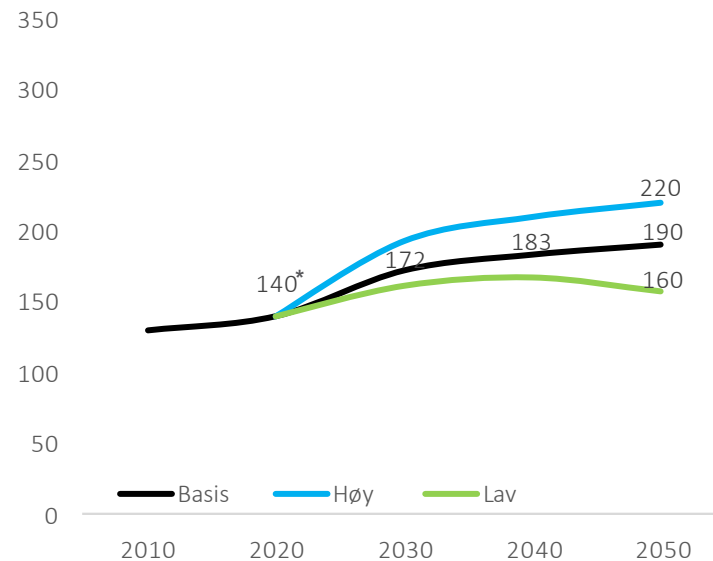
** Prognosen for produksjon: Forbehold om mindre justeringer i LMA22.

Våre nye scenarier viser en høyere oppside enn sist

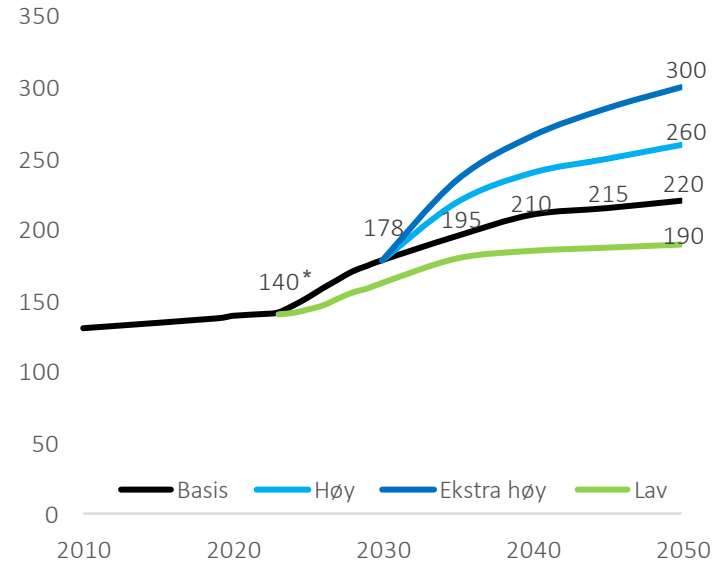
Hovedforskjellen siden vår forrige LMA fra 2020/2021 er at det nå er enda mer tydelig at Norge raskt vil kutte utslippene av klimagasser, og at dette krever mye fornybar kraft. Vi har innstrammede klimamål i Europa og mer konkrete planer for utslippskutt innen industri, næring og petroleum. I tillegg er det stadig en betydelig etterspørsel fra ny, grønn næring og industri, og planene om havvind har blitt mye mer modne. I sum gir dette en høyere vekst i Basis og en mye større vekst i våre to høyeste scenarier:

- Basis er økt med 6 TWh i 2030 og 30 TWh i 2050
- Utfallsrommet i 2050 er endret fra 160-220 TWh til 190-300 TWh kraftforbruk.

LMA20/21: Scenario for norsk forbruksutvikling (TWh)



LMA22: Oppdaterte scenario for norsk forbruksutvikling (TWh)



*Estimert normalårsforbruk: temperaturkorrigert, og justert for midlertidig og særskilt strømsparing i 2022.



Del 1: Viktige faktorer for forbruksutviklingen

I denne delen drøfter og tallfester vi ulike faktorer som påvirker forbruksveksten, og hvordan disse virker sammen.

Det er i hovedsak to drivere som øker forbruket i Norge de neste årene. For det første må Norge raskt kutte eksisterende CO₂ utslipp. Innen energi, industri og transport vil det meste av dette skje ved elektrifisering og dette gir økt kraftforbruk. Den andre hovedfaktoren for økt forbruk er etablering av ny grønn industri og utvidelse av grønn industriproduksjon i eksisterende industri. Dette handler i praksis om at Norge får en større andel av den europeiske og globale grønne industrien.

Mye økt forbruk forutsetter at det kommer inn mye ny fornybar produksjon. Tilgangen på ny produksjon til konkurransedyktige kostnader, og forutsigbarheten for at dette kommer gjennom politiske mål og reguleringer, er derfor også en vesentlig faktor for forbruksveksten i Norge.

Nullutslipp og elektrifisering gir mye større kraftforbruk

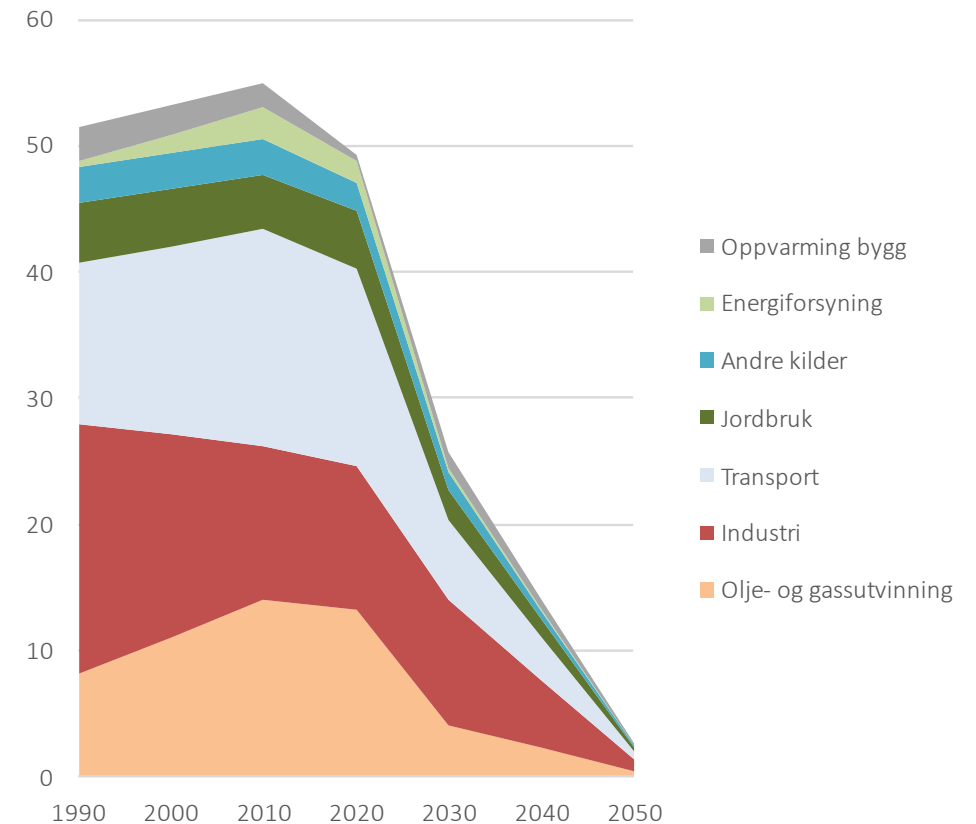
Overgangen til **netto null utslipp** i hele samfunnet innen 2050 er den klart viktigste faktoren for utviklingen i kraftforbruket, både i Norge og resten av Europa. Dette innebærer at store mengder fossil energibruk blir erstattet med fornybar strøm. Denne **elektrifiseringen** av energibruken gir høy vekst i kraftforbruket. Hvor høy veksten blir, avhenger av hvordan elektrifiseringen gjennomføres og hvor mye andre tiltak bidrar til utslippskutt.

Norge har i likhet med EU mål om å kutte klimagassutslippene med 55 % til 2030 og 90-95% til 2050. Dette innebærer en radikal omlegging – særlig i lys av at Norge så langt ikke har kuttet utslipp i vesentlig grad. De norske utslippene har ligget på om lag 50 millioner tonn siden 1990. Av dette står transport, industri og olje- og gassutvinning for ca. 80 %.

I og med at Norge er en del av EUs kvotemarked, er det mulig å utsette deler av de norske utslippskuttene innenfor kvotepliktig sektor i noen år. Men siden utviklingen i EU går så fort, blir det uansett raskt en vesentlig innstramning i kvotemarkedet. For transport-, petroleum- og industrisektoren innebærer dette at det må bli raske og store utslippskutt allerede fram til 2035-40. Og siden det er andre sektorer der det er vanskeligere å få til utslippsfrie løsninger, må trolig utslippene innen både industri, transport og petroleum helt ned til null – gjerne før 2040.

Elektrifisering er hovedtiltaket for å kutte utslippene. Dette skyldes både at fornybar kraft er den enkleste og billigste kilden til utslippsfri energi, og at teknologiutviklingen innen blant annet batterier har gjort det mulig å elektrifisere stadig mer av den fossile energibruken.

Klimagassutslipp til luft i Norge, millioner tonn CO₂-ekvivalenter*



* Perioden 1990-2021 er basert på data fra SSB. Framskrivning er på basert nasjonale mål om utslippskutt på 55 % til 2030 og 90-95% til 2050. For perioden frem til 2030 er det vist lik fordeling på utslippskuttene for alle sektorene.

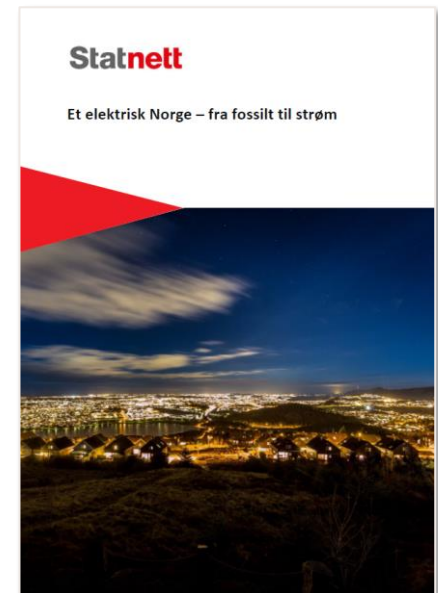
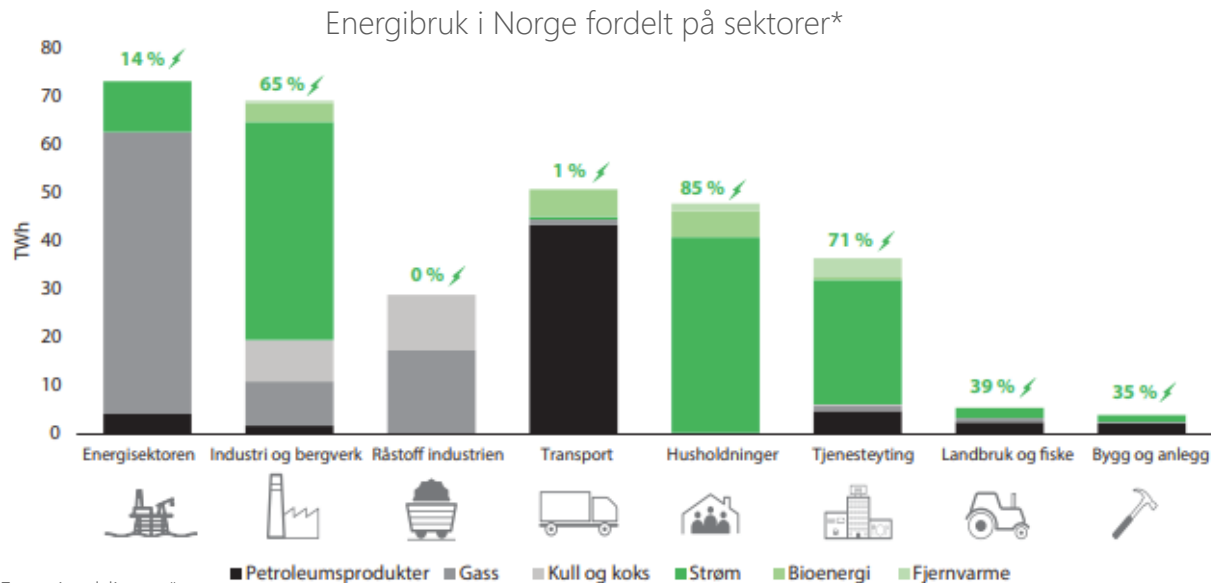
Det trengs mye kraft for å erstatte eksisterende fossil energi

Direkte bruk av elektrisitet for å erstatte fossil energibruk er klart best der det er mulig. Dette gir lave tap og reduserer den samlede energibruken målt i primærenergi**. Men der dette ikke går an, eksempelvis innen ulike industriprosesser og for fly og skip som reiser over lange avstander, vil det ofte være rasjonelt å elektrifisere indirekte gjennom elektrolyse og produksjon av hydrogen, ammoniakk og ulike typer syntetisk drivstoff (e-fuel). Da blir det store energitap, både i produksjon og bruk, og dermed større kraftforbruk.

I rapporten "Et elektrisk Norge – fra fossil til strøm" (2019) viste vi elektrisitetsbehovet ved å erstatte dagens fossile energibruk med elektrisitet. Da konkluderte vi med at en økning i kraftforbruket på 30-50 TWh per år, i hovedsak som direkte elektrifisering, vil erstatte mye av den fossile energien. Vi viste også at om resten blir elektrifisert via hydrogen med elektrolyse, vil det kunne gi opp mot 40 TWh ytterligere kraftforbruk. Total energibruk reduseres da med en tredel.

Vi mener dette estimatet fortsatt står seg godt. Samtidig påvirkes kraftbehovet av flere usikre faktorer som i sum gir et betydelig utfallsrom. En av disse er i hvilken grad den teknologiske utviklingen bidrar til å øke andelen som kan elektrifiseres direkte, og andelen egenprodusert hydrogen.

Videre er det viktig å presisere at dette estimatet kun gjelder kraftbehovet knyttet til å erstatte dagens fossile energibruk. Vekst i transportbehovet og industriproduksjonen kommer i tillegg og kan gi mye større forbruk. Motsatt vil energisparing trekke forbruket ned. Det samme gjelder om mer dekkes ved import av hydrogen.



*Figur fra Meld.St.36 20-21 "Energimeldingen"

**Elektrisitet har høyere virkningsgrad enn fossil energibruk, og det trengs dermed mindre primærenergi (energi fra energikilden) og energibruken blir lavere

ENØK og hydrogen fra naturgass supplerer elektrifisering

Energisparing vil gi et betydelig bidrag

Energisparing demper veksten i forbruket*. Hvor mye er i stor grad avhengig av hvorvidt det lønner seg, hvilke krav myndighetene setter, og hva som er mulig uten at det går utover komfort og det grunnleggende behovet som energibruken dekker.

Vi forventer at det blir vesentlig mer energisparing når Norge nå de neste årene skal oppnå raske og store utslippskutt. Bygningsforbruket går ned etter hvert som eldre bygninger fornyes og etterisoleres og andelen nye bygg basert på nyere TEK standard øker. Med sterkere krav og støtteordninger for å raskere renovere gamle bygninger, vil forbruket reduseres raskere. I tillegg kan det bli økt bruk av andre energiløsninger enn direkte el-oppvarming. Dette vil dempe forbrukstopper om vinteren og gi lavere forbruk i bygg gjennom vinteren.

Mye av energieffektiviseringen vil i tillegg skje gjennom stadig mer effektive industriprosesser og transportløsninger. Teknologiske forbedringer som reduserer strømforbruket i alt fra biler og sykler til lyspærer og husholdningsapparater bidrar også.

Flere faktorer påvirker hvor mye kraft som går til hydrogen

Graden av elektrifisering via hydrogen er en vesentlig faktor for hvor mye fornybar kraft vi trenger. Produksjon, lagring og bruk av hydrogen og e-fuel gir energitap og større forbruk. Dette er godt forklart i Miljødirektoratets nye rapport "Kraftbehov til transport" fra november 2022, der eksempelvis e-fuel i en lastebil anslås å kreve 3,5 ganger så mye fornybar kraft som ved direkte elektrifisering.

Det er i hovedsak teknologi og kostnadsutviklingen innen batterier som avgjør hvor mye som kan og vil bli direkte elektrifisert. Her er det en rask utvikling, og det blir stadig mer tydelig at både langtransport på vei, noen typer skip og noe av flytransporten vil bli elektrifisert direkte.

Mye av utslippskuttene der direkte elektrifisering er vanskelig må uansett skje via hydrogen og ulike typer e-fuel. Spørsmålet da er hvor hydrogenet kommer fra. En realistisk mulighet i Norge er å bruke blått hydrogen – naturgass med CO₂ rensing. De norske gassaktørene har store planer om dette, og bruk av blått hydrogen vil redusere behovet for å produsere hydrogen med elektrolyse og dermed også redusere kraftbehovet. Samtidig er det viktig å understreke at også produksjon av blått hydrogen krever mye kraft.

Deler av hydrogenbehovet kan også dekkes gjennom et internasjonalt marked. Dette gjelder særlig e-fuel fordi dette er enkelt å frakte over lange avstander. En eventuell import av e-fuel fra land med lavere produksjonskostnader for solkraft og landbasert vindkraft enn i Norge vil dempe kraftforbruket i Norge sammenlignet med et scenario der alt norsk utslippsfritt drivstoff produseres basert på norsk fornybar kraftproduksjon – slik det er antatt i den nevnte rapporten om transportforbruket fra Miljødirektoratet. Samtidig er det også mulig at vi får produksjon av hydrogen ved elektrolyse for eksport. Dette vil øke forbruket i Norge enda mer.

I hvilken grad hydrogen produseres i Norge med elektrolyse eller kommer fra blått hydrogen og import er en viktig forskjellen i våre forbruksscenarioer.

*I praksis vil det å montere solceller også bidra til lavere byggforbruk. I våre prognoser regner vi imidlertid bidraget fra solceller som økt produksjon og ikke som en del av energisparingen.

Norges omstilling inngår i den europeiske transformasjonen

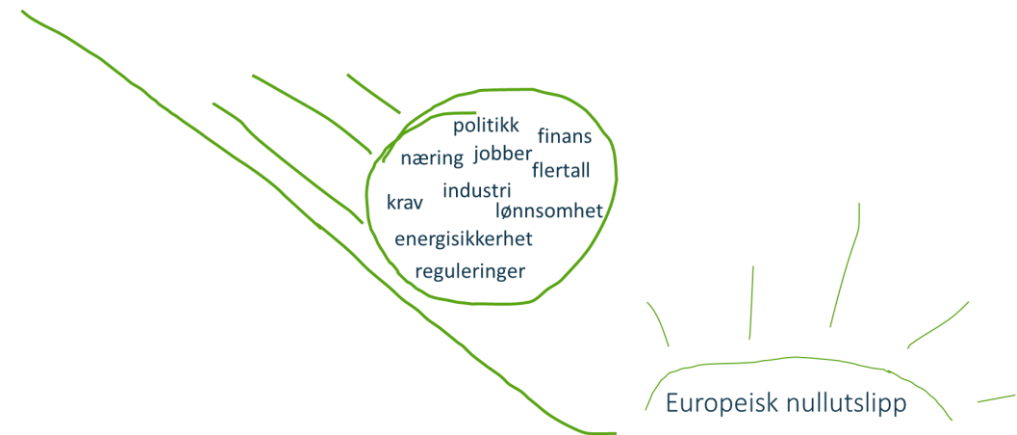
Den pågående omstillingen til nullutslipp i Europa har mye å si for utviklingen i Norge. EU landene og Storbritannia har forpliktende mål om tilnærmet null utslipp i 2050 og har allerede innført og er i ferd videreutvikle en lang rekke direktiver, krav og andre virkemidler som i sum sikrer at dette skjer. Krigen i Ukraina framskynder omstillingen, og allerede midt på 2030 tallet vil kraftsektoren i stor grad være utslippsfri i de viktigste landene. Det meste av energien vil komme fra sol- og vindkraft som bygges ut i stor skala de nærmeste årene.

Den europeiske omstillingen gjør det enda mer realistisk at Norge vil kutte kraftig i utslippene de neste årene. Videre gir den europeiske omstillingen en raskere teknologiutvikling og dermed lavere omstillingskostnader i Norge. Vi blir også påvirket gjennom ulike direktiver og regler for alt fra taksonomi til energisparing og markedsdesign fra EU gjennom EØS-avtalen.

Den største virkningen for norsk forbruk kommer gjennom at **mer av den grønne europeiske industrien legges til Norge**. I vår Langsiktige Markedsanalyse legger vi til grunn en dobling av det samlede europeiske kraftforbruket til 2040-50 fra i dag. Det kan bli mindre med vellykket energieffektivisering, og motsatt – men det blir uansett en voldsomt mye større etterspørsel etter fornybar kraft. Og sett fra et norsk perspektiv blir den store utenlandske etterspørselen tilnærmet uendelig stor. Forutsatt at vi utvikler nok ny produksjon gir dette store muligheter for at Norge får en større andel av den europeiske industrien.

Omstillingen til nullutslipp i Norge skjer ikke isolert, men er en del av den europeiske transformasjonen. Og den er ikke bare drevet av politiske mål og virkemidler, men også av private og offentlige selskapers strategier og valg for å tilpasse og posisjonere seg. Og finanssektorens etterspørsel etter grønne prosjekter. Ofte vil større virksomheter ønske å posisjonere seg for framtidige endringer i politiske rammer og krav, eller gjøre valg for å sikre seg markedsandeler og kommersielle posisjoner. Dette gjør at flere søker å elektrifisere og øke forbruket tidligere enn de strengt tatt må.

Snøballeffekten av at flere faktorer trekker i samme retning forsterker utviklingen mot elektrifisering og høyere forbruk. Teknologiutviklingen, markedet og politiske mål og virkemidler, i Norge og i Europa, forsterker hverandre. I sum gir dette en sterk samlet drivkraft for økt forbruk og produksjon av kraft både i Norge og resten av Europa.



Store volumer planlagt forbruksvekst i industri og næring

I første omgang består forbruksveksten av mye ny virksomhet, nye verdikjeder og i praksis bidrag til utslippskutt i andre land. De siste fire årene har ca. 30 GW forbruk søkt om nettkapasitet, og bare i 2022 fikk vi forespørsel om nesten 10 GW. Til sammen utgjør omsøkt kraftforbruk alene 150 – 200 TWh. Det store omsøkte volumet viser at omstillingen er i gang og gir høy forbruksvekst.

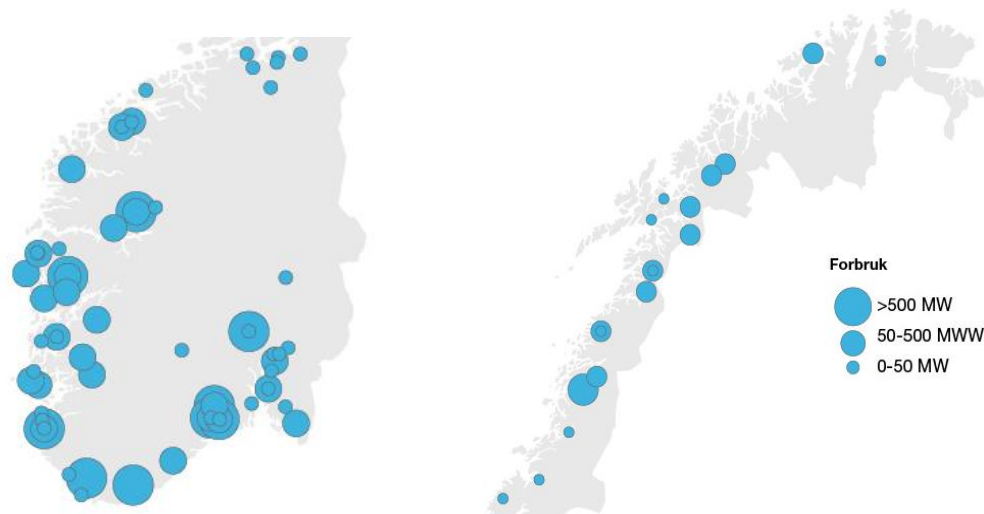
Veksten de kommende årene er i mindre grad relatert til elektrifisering for å få ned de eksisterende utslippene i Norge. Bortsett fra petroleum, er mye av forbruksveksten relatert til ny industri eller utvidelse av dagens virksomhet. Dette viser at den europeiske transformasjonen gir muligheter for mye ny industri og næring i Norge. Mye av økningen i industriaktiviteten handler om å elektrifisere og da i praksis kutte utslipp i andre land. I lys av dette må vi forvente en stor forbruksøkning etter hvert fra aktørene som skal kutte utslipp i eksisterende virksomheter.

Forbruksplanene fordeler seg over hele landet

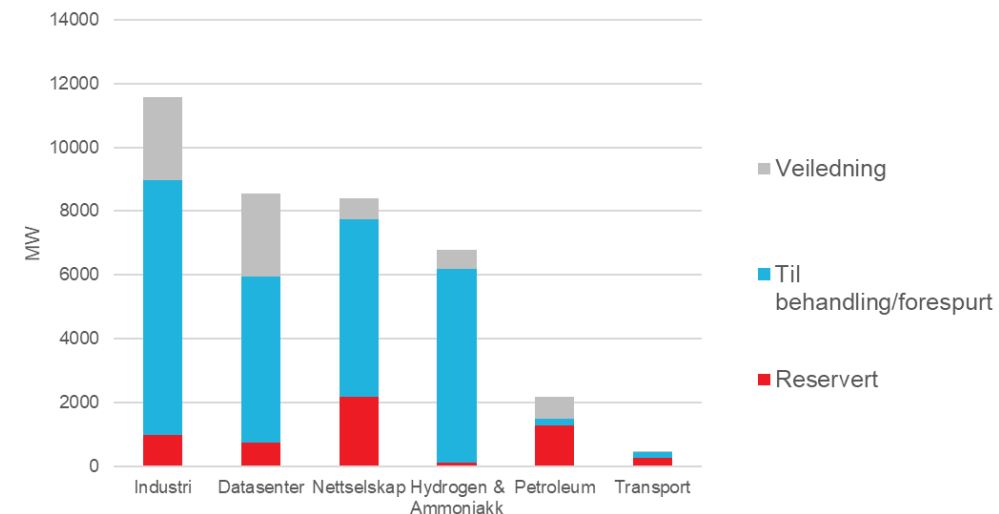
Det er flest og størst planer i Sør-Norge, men også i Nord-Norge ser vi en betydelig vekst. Planene viser en konsentrasjon i nærheten av eksisterende industrier og industriklynger. Størsteparten av volumene er dermed langs kystnære strøk, men også noe i indre deler av Nordland, og Vestfold og Telemark.

Vi vil understreke at søknader om tilknytning ikke er en prognose, men informasjon vi baserer oss på når vi gjør en vurdering av forbruksveksten fremover og fordelingen mellom områder.

Oversikt over lokalisering og volum på tilknytningssaker



Status forbrukshenvendelser (MW) om nettilknytning i transmisjonsnettet pr Q3 2022



Forbruksveksten krever utvikling i nettkapasiteten

Nok kapasitet i nettet er avgjørende for å få forbruksvekst – Statnett har tilknytningsplikt

En høy forbruksvekst forutsetter et godt utbygd kraftnett. Det må både være nok nettkapasitet til å kunne gi tilknytning, og nok nettkapasitet til å utveksle kraft mellom prisområder, slik at prisnivået holdes på et lavt nok nivå lokalt.

Statnett er pliktig til å bygge ut nok kapasitet til å kunne gi tilknytning. Vi bygger også ut for å dempe flaskehalsen og jevne ut kraftpriser. Siden 2010 har vi bygget og oppgradert mer enn 2 000 km ledning. Dette har vært drevet av mye ny utbygging av produksjon, reinvesteringer og forsyningsikkerhet. Nettutbyggingen har også frigjort kapasitet til nytt forbruk.

Kapasiteten i dagens- og planlagt nett er reservert

Selv om det er bygd mye nett de siste årene overstiger aktørens ønske om nettkapasitet hva som er mulig å knytte til på kort sikt. På grunn av begrenset nettkapasitet har ca. 6,5 GW nytt forbruk av 30 GW, fått reservert kapasitet. Dette utgjør likevel opp mot 40 TWh som det i stor grad er grunn til å anta at vil komme. Både fordi dette er forbrukere med modne prosjekter og fordi de i mange tilfeller også betaler en andel av planleggings- og byggekostnadene som må til for å tilknyttes.

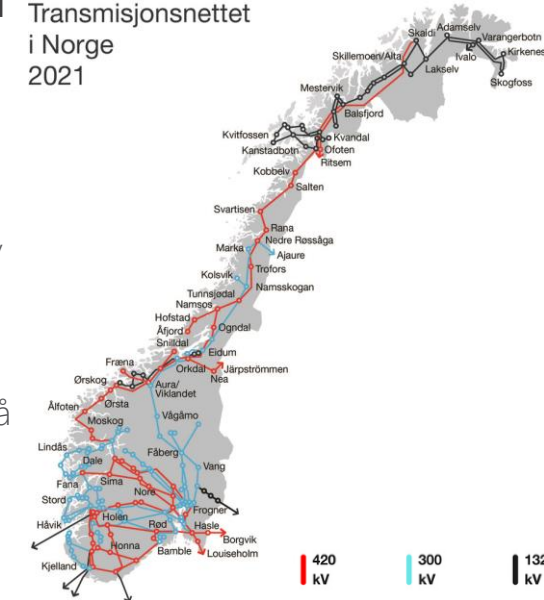
Statnett fortsetter derfor både å øke systemutnyttelsen og nettutbyggingen. Vår [Nettutviklingsplan](#) (NUP) viser fremtidig målnett og de 10 [områdeplanene](#) trinnene på veien dit. Planene skal sikre at nettet kan ivareta forventet forbruksvekst. De første årene er det imidlertid slik at nettkapasiteten kan begrense hvor fort forbruket vokser.

Samlokalisering er viktig for god utnyttelse av nettet og for å få rask forbruksetablering

Det tar lang tid å planlegge og bygge nytt nett. Lokalisering av forbruket er sentralt for nettutviklingen, og store avstander kan gi behov for omfattende nettiltak. Statnett tilstreber en aktiv planrolle ved å veilede aktører slik at nettet blir utnyttet best mulig.

Omstilling og elektrifisering av dagens forbruk er stedbundet, mens en del av det nye forbruket kan i større grad flyttes til steder med eksempelvis bedre tilgang på kraft. Statnett er opptatt av at det fleksible forbruket kommer på gunstige steder i nettet for å muliggjøre en raskere forbruksøkning. Mye av forbruket vi veileder ønsker å komme på etablerte industriplasser med øvrig god infrastruktur. Det er også viktig med en rimelig regional balanse mellom forbruk og produksjon. Vi ser derfor nytt forbruk og ny produksjon i geografisk sammenheng. Dette kan dermed også være med på å løse noe av transport- og nettbehovet.

Transmisjonsnettet
i Norge
2021



Fremtidig målnet



Tilgangen på ny produksjon bestemmer forbruksveksten

Mer kraftproduksjon – og utsiktene til mer kraftproduksjon – er en sentral faktor for veksten i forbruket. For det første er økt fornybar produksjon et premiss for at elektrifisering skal kunne gi reelle utslippsreduksjoner. For det andre er økt produksjon nødvendig for å opprettholde konkurransedyktige kraftpriser i Norge, som igjen påvirker hvor mye forbruket øker.

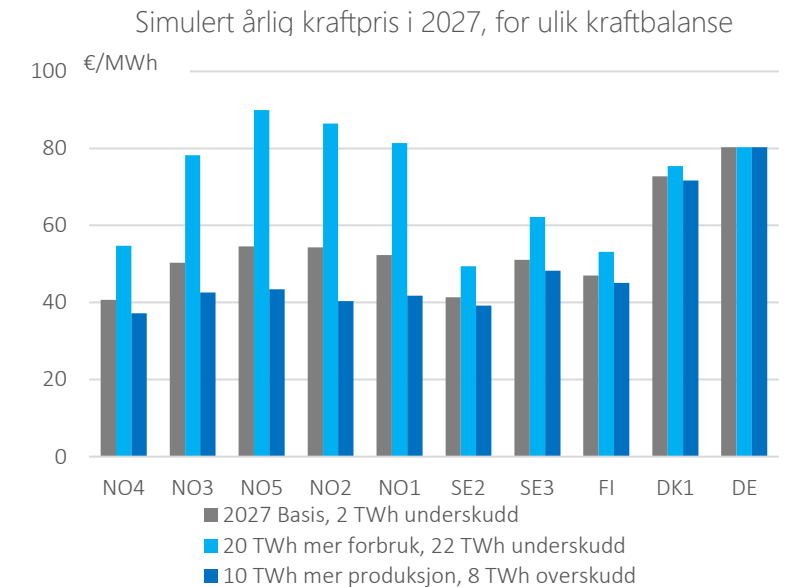
Høyere forbruksvekst enn produksjonsvekst vil innen få år gjøre at dagens overskudd på energibalansen i Norge snur til et underskudd*. Svakere energibalanse øker kraftprisene sammenlignet med andre land. Da vil etter hvert en del av det nye og prissensitive forbruket etablere seg andre steder, om det ikke kommer tilstrekkelige mengder ny produksjon.

For å illustrere poenget har vi simulert vårt 2027 datasett med 20 TWh høyere forbruk enn i (KMA) basisprognosen for 2027 (164 TWh). Dette tilsvarer om vi hadde lagt inn alt forbruket (~ rundt 6500 MW) som har fått reservert nettilknytning av Statnett. Da får vi en sørnorsk snittpris som er langt høyere enn i våre nordiske naboland og høyere enn tysk snittpris.

Vi har ikke nok dataunderlag til å kunne estimere hvor høye kraftpriser vi kan ha i Norge sammenlignet med andre land før forbruksveksten avtar og stopper opp. Det er imidlertid rimelig å anta at om vi får en vedvarende situasjon med så høye priser som i eksempelet med 20 TWh ekstra forbruk, så vil dette føre til at mange bedrifter likevel ikke øker forbruket.

I lys av dette blir tilgangen på ny produksjon til konkurransedyktige kostnader en viktig driver for forbruksveksten.

I desember 2022, etter at vi ferdigstilte vår siste kortsiktige markedsanalyse, publiserte Svenska Kraftnät en tilsvarende analyse og i denne øker forbruket i Sverige mer enn i vår analyse. Hvis forbruksveksten i Sverige blir så høy som SvK viser i denne analysen, vil dette tilnærmet utligne dagens store overskudd på energibalansen i Sverige. Dette vil igjen øke prisene i både Sverige og i Norge og slik forsterke utfordringen ved å få en svakere energibalanse i Norge.



*Statnetts kortsiktige markedsanalyse for 2022-27 viser et underskudd på energibalansen i et normalår i Sør Norge fra 2026 og i hele landet fra 2027

Dagens høye priser faller på sikt – en forutsetning for vekst

Energikrisen i Europa har gjennom 2022 gitt skyhøye kraftpriser

Det er for tiden høy usikkerhet rundt kraftprisene som følge av krigen i Ukraina, men det er en tydelig trend at de gjennomsnittlige kraftprisene i hele Europa blir vesentlig lavere innen få år. Hvor fort dette skjer er avhengig av hvor fort EU-landene klarer å sikre billigere import av LNG og hvordan været utvikler seg. Lavere snittpriser på kraft vil gi grunnlag for vekst i forbruket til en rimeligere kostnad.

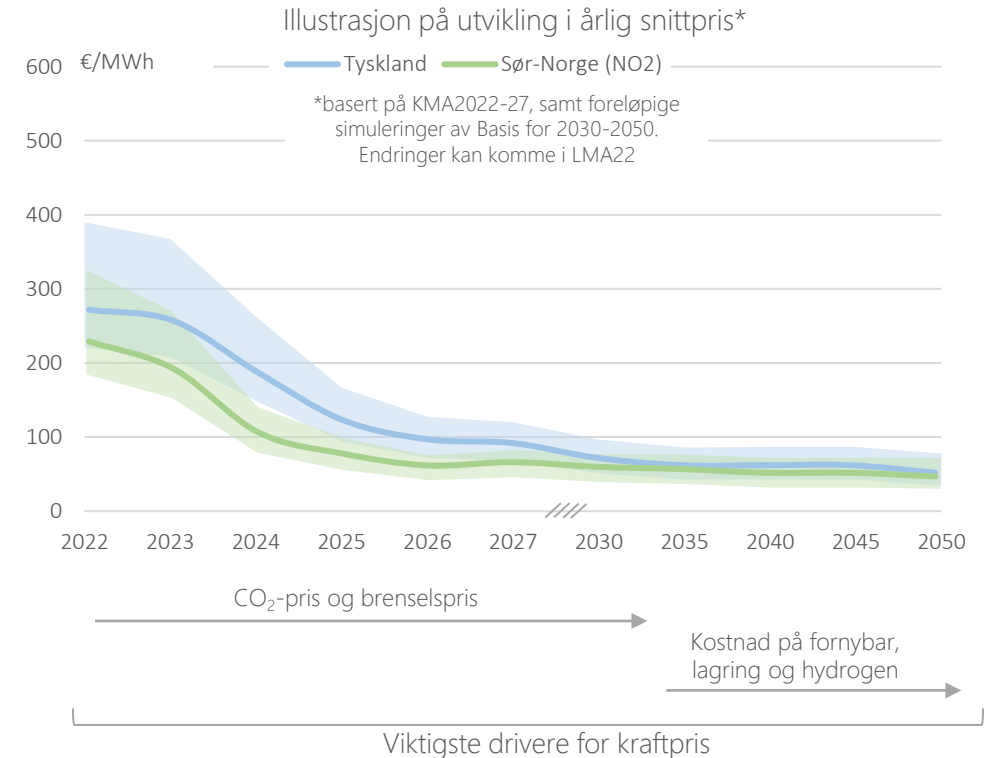
Trolig vil brenselsprisene og kraftprisene falle betydelig i løpet av de neste fem årene, etter hvert som EU og UK lykkes med sparetiltakene på gass og kraft, samt å fremskaffe andre leverandører av gass (LNG). Videre gir det økte tempoet i EU og UKs utbygging av sol og vind, drevet av Repower EU og Fit-for-55, raskt store volum sol og vindkraft. Dette gir flere og flere timer med null i kraftpris, som reduserer gjennomsnittsprisene ytterligere mot 2030.

Norsk og nordisk kraftpris ligger under kraftprisene i EU og UK

Kraftprisene i Norge vil derfor falle etter hvert som prisen på kontinentet og i UK går ned. I tillegg avhenger norsk og nordisk kraftpris av den aktuelle energibalansen i Norge og Norden. Dagens kraftoverskudd i Norden er ventet å vedvare.

I våre foreløpige simuleringer av Basis bidrar det til å holde også norsk kraftpris under kraftprisene på kontinentet og UK i perioden mot 2035. Dette til tross for et midlertidig underskudd på den norske kraftbalansen rundt 2030.

Til 2035 er svært mye av energiomstillingen i det europeiske og nordiske kraftsystemet gjort. Kraftforbruket vil i hovedsak bli forsynt av sol og vindkraft, samt ulike typer fleksibilitet, og det er ingen eller svært få fossile kraftverk igjen. Kraftprisen settes dermed ikke lenger direkte av prisen på gass, kull og CO₂, men vil avhenge av utbyggingskostnadene for sol, vind, lagring og hydrogen over tid.



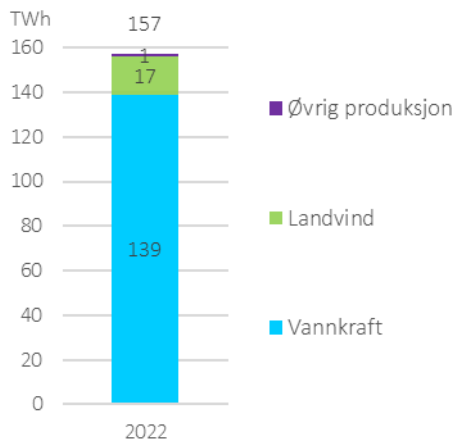
Flytende havvind er avgjørende for de høye scenarioene

Vi legger til grunn en del utbygging av vannkraft og relativt mye solkraft i Norge i våre oppdaterte prognoser for LMA 2022-50. Det kan også bli noe mer vindkraft på land. I sum dekker dette omtrent halvparten av behovet for ny produksjon i vår nye basisprognose for norsk forbruk. Den andre halvdelan legger vi til grunn at kommer fra havvind – som er den teknologien som kan gi de klart største volumene ny produksjon. I våre to høyeste scenarioer er konkurransedyktig havvind avgjørende.

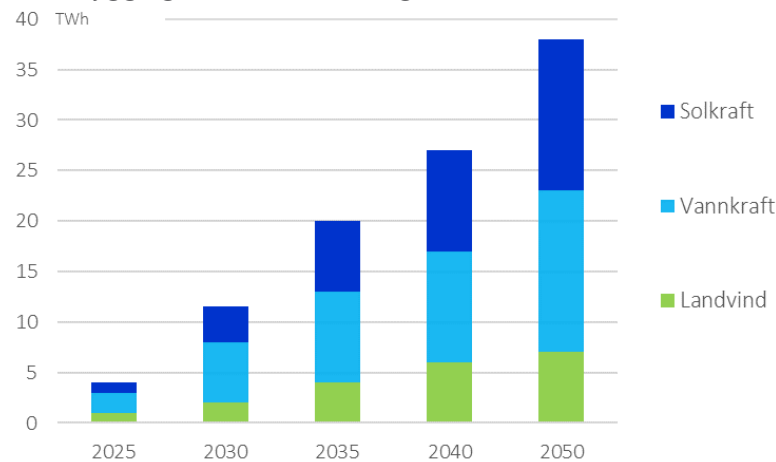
Norge har en målsetning om å åpne områder for en mulig utbygging av 30 GW havvind. En del av dette kan bygges som bunnfaste installasjoner, til relativt konkurransedyktige kostnader allerede i dag. Få områder med tilstrekkelig grunt vann gjør imidlertid at en utbygging utover anslagsvis 8-10 GW trolig må bygges ut som flytende havvind, men her er det stor usikkerhet*. Og for flytende havvind gjenstår det mye mer teknologiutvikling og industrialisering før man eventuelt klarer å få ned kostnadene til et konkurransedyktig nivå.

En del havvind kan trolig bygges med en viss støtte, og norske myndigheter vurderer nå bruk av CFD kontrakter. En storstilt utbygging av havvind i Norge må imidlertid være basert på lønnsomhet uten vesentlige støtteordninger. Kostnadsutviklingen for flytende havvind, relativt til andre produksjonsteknologier i Europa, blir derfor en viktig faktor for forbruksutviklingen. Hvis kostnadene faller til et tilstrekkelig lavt nivå, kan store mengder flytende havvind gi en mye større forbruksvekst i form av økt industriproduksjon og grønt hydrogen. Dette illustrerer vi i våre to høyeste forbruksscenarioer der det høyeste har 30 GW havvind.

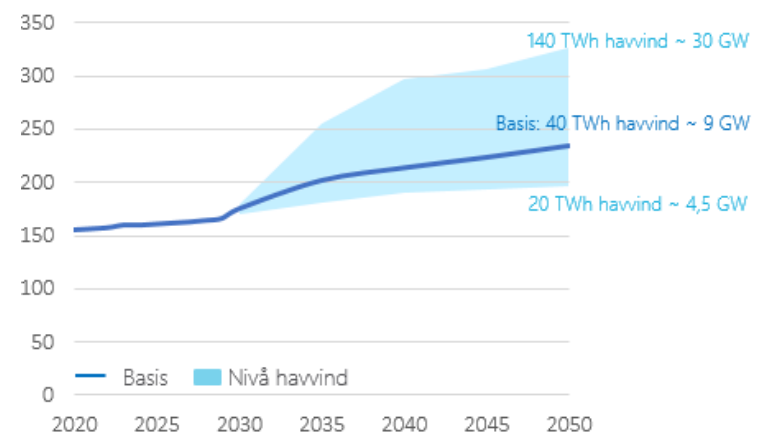
Dagens normalårsproduksjon (TWh)



Utbygging landvind, vann- og solkraft (TWh) i Basis**



Basis produksjonsprognose** (TWh) og ulike nivå havvind



*Sørlige Nordsjø er antydning at kunne gi 6-9 GW om alt blir fullt utnyttet. Hvis flere områder åpnes kan det bli mer.

** Forbehold om mindre justeringer i prognosen av kraftproduksjonen i LMA22

Metode for å etablere forbruksprognoser

Analytisk fremgangsmåte – ulik på kort og lang sikt

I perioden frem til 2030 vektlegger vi nåværende politikk, virkemidler, markedsituasjon og tilgjengelig teknologi. Vi tar også utgangspunkt nettkapasiteten i dagens og planlagt nett. Datagrunnlaget fra tilknytningssøknadene til nettet er også sentralt når vi vurderer hvilket forbruk som kommer i denne perioden. Her legger vi til grunn en konservativ tilnærming, dvs. de sikreste søknadene. Utfordringene rundt energisituasjonen i Europa kan bety en del for starten av perioden, også for forbruksutviklingen.

Det målte forbruket i 2022 er lavere enn hva vi har som startår i vår prognose. Forklaringen er at vi bruker simulerte verdier hvor vi beregner en gjennomsnittlig normalårsforbruk og normalårsproduksjon basert på våre 29 vær- og tilsigsserier. I fjor, hvor temperaturen både var mildere enn normalt kombinert med kraftig sparing og nedgang i kraftforbruket til husholdninger og industri, gjorde at målt forbruk ble lavere enn simulert normalårsforbruk. Fremover er det en usikkerhet i hvor mye som vil være midlertidig eller mer varig nedgang i kraftforbruket.

Videre til 2050 er det mange flere forhold som avgjør hva forbruket blir. Norge er integrert med resten av Europa, og forbruksutviklingen i Norge må derfor sees også ut fra et større geografisk område og kontekst. Prognosen på lang sikt er på et overordnet nivå et resultat av modellsimuleringer og iterasjonsarbeid, måloppnåelse, sektorvurderinger for Norge og Norden og å se forbruksveksten i sammenheng med produksjonsvekst og kraftbalanser.

Vi har i denne rapporten fire scenarier for forbruksutviklingen. Basis er vår beste antakelse i sum av de ulike forholdene. For å belyse utfallsrommet har vi ett scenario for lav forbruksutvikling og to for høy forbruksutvikling. Disse blir beskrevet nærmere senere i rapporten*.

Sammenhengene er mange og komplekse og til å hjelpe oss bruker vi derfor modeller

Kraftsystemet er simulert ved hjelp av våre to system- og markedsmodeller Samnett og BID3. I sum gir disse en tilnærmet minimering av de løpende driftskostnadene for å dekke forbruket time for time i kraftsystemet vi modellerer. Dette er viktig for å sjekke at forbruksøkningen er realistisk ut fra priser, kraftflyt og at kraftsystemet skal fungere i driftstimen. For å få fram effekten av varierende tilsig, temperatur, vind og sol, simulerer vi normalt hvert datasett over 29 historiske værår. Med timesoppløsning gir dette i sum 250 000 tilstander for det europeiske kraftsystemet per simulering.

Vi bruker forbruksprognosemodellen Leopard til å lage en forbruksprognose for alminnelig forbruk, hvor mesteparten er relatert til oppvarmingsbehov i bygg. Modellen tar inn et stort antall parametere som energikrav til boliger og næringsbygg, nybyggingsrate, rehabiliteringsrater, ENØK tiltak og ett sett andre forutsetninger. Basert på dette kan vi simulere framtidig årsforbruk og effektforbruk på nasjonalt og regionalt nivå, og for hver kommune i Norge for alminnelig forbruk. Det hjelper oss holde orden på kompliserte sammenhenger og lage konsistente prognoser for alminnelig forbruk som i dag utgjør den største forbrukskategorien. Mange av forutsetningene er basert på statistikk fra SSB.

Vi henter mye informasjon og data fra andre

I tillegg til egne vurderinger bruker vi mange eksterne kilder underlag. Vi henter mye informasjon og data fra andre myndighetsorganer som eksempelvis NVE og miljødirektoratet, men også stortingsmeldinger og andre offentlige utredninger. Analyser fra private selskaper innenfor utviklingen i kraft- og energisektoren er også viktige kilder. Dette gir oss i sum verdifull kunnskap og forståelse av utviklingen og i tillegg et nyttig sammenligningsgrunnlag.

Grunnforutsetninger i alle våre scenarier

- Norge, og Europa blir tilnærmet utslippsfri i 2050 i tråd med klimamålene.
- Levestandarden og nødvendige energitjenester opprettholdes, men det blir mer sirkulærøkonomi og bærekraft.
- Utslippskutt tas med bruk av elektrisitet der det er mulig - resterende tas med hydrogen(produkter) og rensing (fangst/lagring av CO₂).
- Det er normale makroforhold på lengre sikt, selv om det er stor usikkerhet nå og de neste årene som følge av krigen.
- Markedene er velfungerende, med fri konkurranse og rasjonelle aktører, herunder en tilstrekkelig og nødvendig ressursallokering.
- Det blir en balansert utvikling over tid i produksjon og forbruk, målt i energi og i alle scenarier.
- Nettutviklingen blir slik vi beskriver det i nettviklingsplanen (NUP 2021) og områdeplanene.



Del 2: Forbruksutviklingen i ulike sektorer

Vi har delt opp kraftforbruket i ulike sektorer og viser hvordan disse kan utvikle seg over tid i ulike scenarier. Inndeling vi har valgt skal synliggjøre dette:

- Petroleumsindustri, både on- og offshore
- Landbasert industri inkl. hydrogen og rensing (CCS)
- Øvrig industri og næring
- Transport inkl. hydrogenforbruk og syntetisk drivstoff
- Alminnelig forbruk for øvrig
- Batteri og datasenter
- Samlet fremstilling av hydrogenprodukter & rensing (CCS)

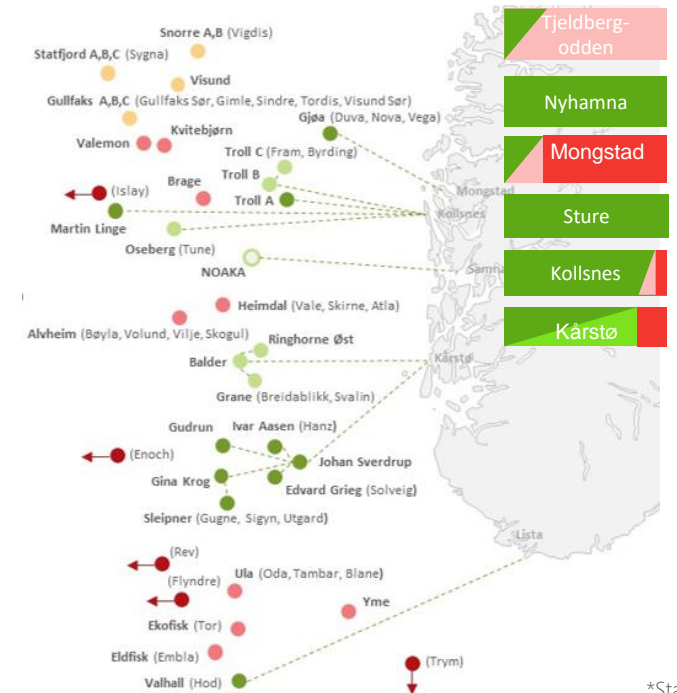
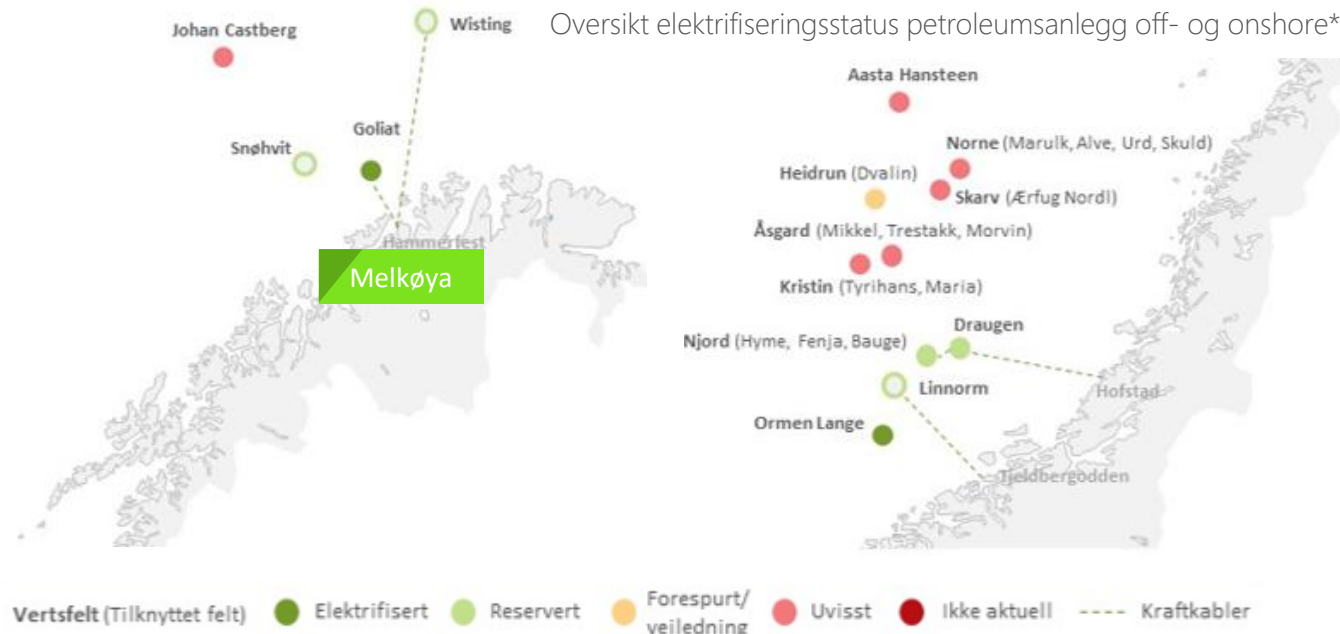
Petroleumssektoren fortsetter elektrifiseringen

I vår analyse omfatter petroleumssektoren alle faste og flyttbare innretninger på norsk sokkel som utvinner olje og gass, samt mottaks- og behandlingsanleggene på land. I tillegg til informasjon fra tilknytningsforespørlene har vi benyttet grunnlagsdata fra oljedirektoratet og også sett på petroleumssektorens egne anslag for kraftforbruk (Offshore Norge), samt rapporter fra miljødirektoratet og NVE (Grønn omstilling, Klimakur, Kraft fra land til norsk sokkel).

Mange offshore felt og landanlegg er allerede elektrifisert, og det er konkrete planer for ytterligere elektrifisering. Det diskuteres i dag om bruk av kraftoverskuddet til å elektrifisere sektoren. Men det er også sterke drivere for at elektrifiseringen fortsetter på norsk sokkel. Bransjen har et eget mål om 50 % utslippskutt fra i dag til 2030 og nullutslipp i 2050. I tillegg har behovet for norsk gass økt i fravær av russisk gass, og flere felt har allerede fått reservert nettkapasitet. I sum gjør dette at vi forventer en betydelig vekst i kraftforbruket til petroleumssektoren.

Det vil imidlertid ikke være aktuelt å direkte elektrifisere alle felt på norsk sokkel. For offshoreanleggene er det flere forhold som påvirker rasjonaliteten for elektrifisering: avstand fra land, mulig vekt- og plassbegrensninger på plattformene og gjenværende levetid. I tillegg er det noen plattformer som i praksis er båter (FPSO) som vanskelig kan elektrifiseres med kabel fra land.

To av syv landanlegg er allerede helelektrifisert. Melkøya forventes å være elektrifisert til 2030, sammen med landanlegget på Kollsnes. På Kårstø er elektrifisering og flere andre utslippsreducerende tiltak under vurdering. Anleggene på Tjeldbergodden og Mongstad vil derimot være mer krevende å elektrifisere direkte, og kraftbehovet på disse vil avhenge av teknologivalg og hva anleggene skal produsere på lengre sikt.



Petroleum – elektrifisering gir vekst frem til 2030-tallet

Dobling av kraftforbruket til petroleumssektoren til 2030

Mange elektrifiseringsprosjekt er modne og har kommet langt i planleggingen. I tillegg har mange fått reservert kapasitet i nettet. Dette gjør veksten i petroleumskonsumet rimelig sikker frem mot 2030. Vi har med et samlet kraftforbruk fra petroleumssektoren på rundt 20 TWh i Basis. Kraftforbruket vil fordele seg noenlunde likt mellom offshore- og landanlegg.

Utfallsrommet er minst de første årene. Nedsiden er begrenset fordi tiltakene har bedriftsøkonomisk lønnsomhet, samt at flere av planene allerede er investeringsbesluttet. Oppsiden til 2030 blir begrenset av nettkapasitet og lange ledetider, både på nett- og petroleumsanlegg.

Utfallsrommet til petroleumskonsumet etter 2030 er ganske stort

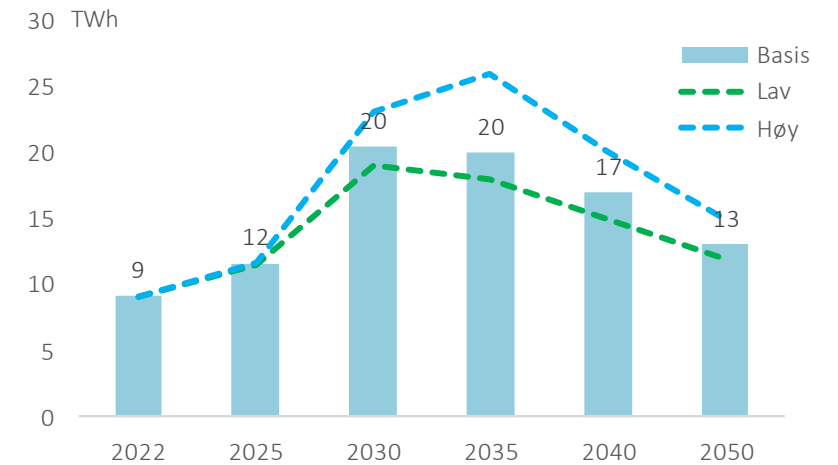
Fra 2030 og utover øker usikkerheten. I hovedsak skyldes dette usikkerhet i ressursgrunnlaget på sokkelen, etterspørsel etter petroleumprodukter, utvikling innen produksjon av blått hydrogen, men også utvikling og sammenkopling av offshoreinstallasjoner med havvind. Derfor har vi skissert tre mulige utviklingsbaner for petroleumskonsumet fra 2030. Vi har ikke lagt til grunn at det gjennomføres nye store feltutbygginger på norsk sokkel utover i tid.

I vår Basis har vi en nedgang i kraftforbruket til petroleumssektoren fra 2035. De fleste aktuelle feltene vil da være elektrifisert, og ressursgrunnlaget på flere av dagens eksisterende olje- og gassfelt vil være små. Dette gir en gradvis nedgang i kraftforbruket. I vårt høy-scenario, som ligger nært framskrivningen til Offshore Norge, blir nær sagt alle utslipp fra petroleumsvirksomheten tatt bort med elektrifisering innen 2035. Forbrukstoppen er her på 26 TWh. I den lave utviklingsbanen er det enda flere av de planlagte prosjektene som ikke realisert, sammenlignet med Basis, eksempelvis på grunn av dårlig lønnsomhet eller manglende tillatelser.

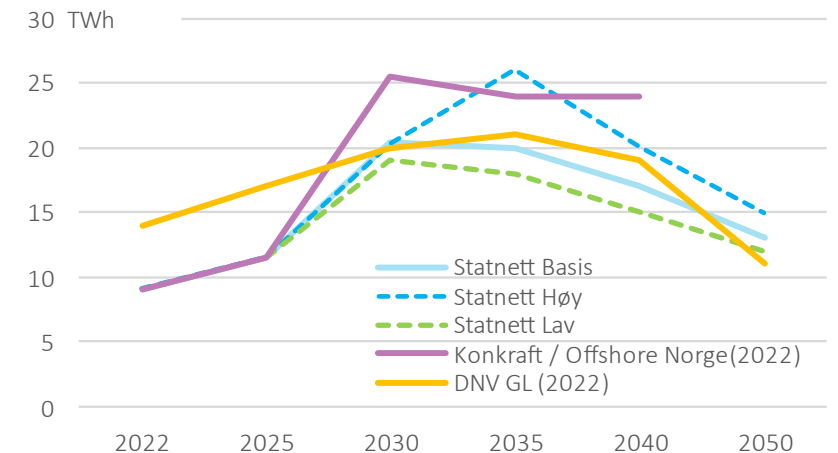
I 2050 er produksjonen på norsk sokkel og landanleggene utslippsfri

Hva kraftforbruket fra sektoren vil være, er usikkerhet og avhenger ikke bare av utviklingen i feltene på norsk sokkel. Globalt sett utenfor Europa og EU ETS kan det fortsatt være etterspørsel etter fossil energi i 2050, men svært mye lavere enn i dag. Derfor har vi også et visst kraftforbruk i 2050 både on- og offshore i petroleumsnæringen. Vi har antatt at naturgassen som tas opp og skal til Europa, reformeres ved produksjon av blått hydrogen og bruk av CCS. Dersom den blir reformert i mottakerlandet vil det gi et enda lavere kraftforbruket. Vi gjør oppmerksom på at våre scenarioer nok ikke dekker fullt ut usikkerheten sektoren har på så lang sikt.

Utvikling i kraftforbruk (TWh) til petroleum i Basis, Lav og Høy



Sammenligning av ulike scenario for kraftforbruk (TWh) til petroleum



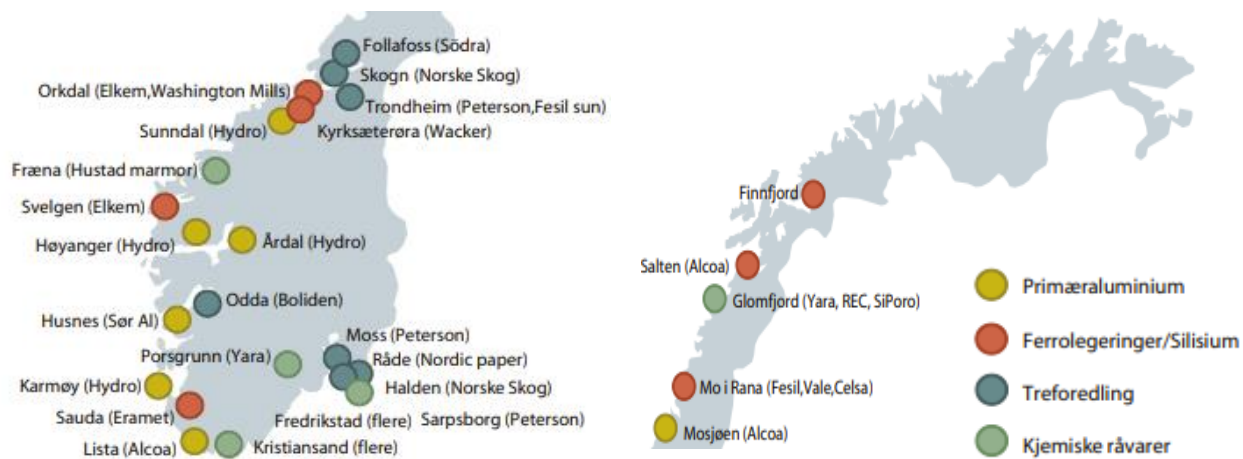
Landbasert industri – store utslippskutt krever mer kraft

Sektoren dekker de fleste industrielle aktiviteter på land av en viss størrelse. I hovedsak består den i dag av kraftintensiv industri, bergverksdrift og utvinning, men eksklusiv petroleum. Industrien er spredt over hele landet, og årlig kraftforbruk ligger på 37-40 TWh, med flat forbruksprofil, høy brukstid og ofte kontinuerlig døgndrift. Variasjonen i kraftforbruket skyldes at den er konjunkturavhengig og prisfølsom.

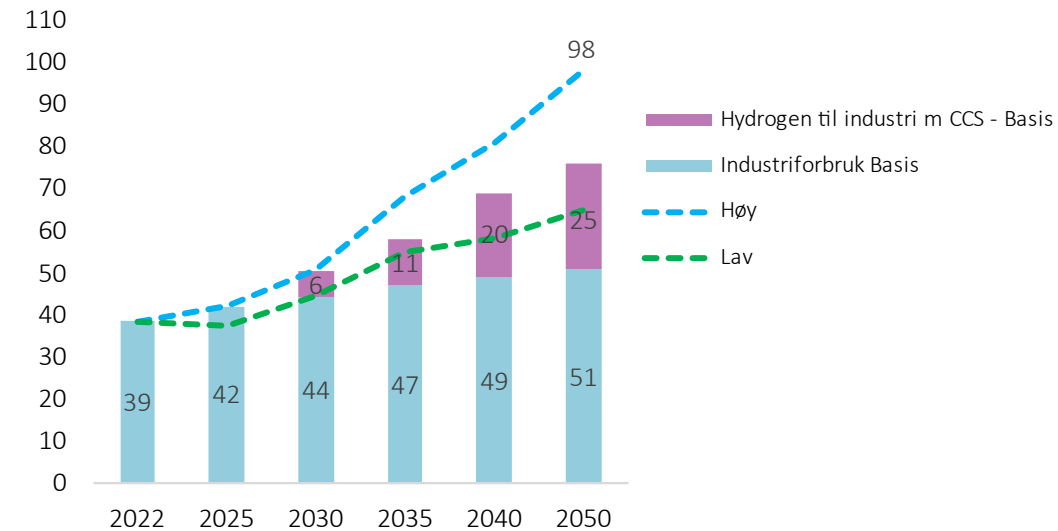
Siden landbasert industri står for ca. ¼ av Norges klimautslipp vil det også være her de store forbruksøkningene kommer. Sektoren skal kutte utslipp med elektrifisering, grønn hydrogenproduksjon og rensing, og alt krever strøm fra nettet. Det er gitt ut flere rapporter fra næringen selv og myndighetene siste årene*. Fra tilknytningssøknadene våre ser vi også at det er mange nye verdikjeder og ny industriaktører. Videre ser vi at flere av dagens industriaktører ønsker å kutte utslipp ved å produsere hydrogen selv, samtidig som det også er noen selvstendige hydrogenprodusenter.

Teknologien for å kutte utslipp er fortsatt noe umoden og frem til 2030 er det begrensninger i nettet. Dette demper forbruksveksten noe de første årene. Samtidig har vi inkludert kjente planer om energieffektivisering i sektoren. I vår Basis øker kraftforbruket med 10 TWh til 2030 og nesten 40 TWh til 2050. Mye kutt med rensing (CCS) og import av hydrogen preger det lave scenarioriet. Mens den høye veksten er koblet til mye havvind, og at Norge får mer ny industri, blir en eksportør av hydrogen og importør av andre lands CO₂ som lagres i Nordsjøen. Her er veksten på drøyt 50 TWh og følger økningen i utbyggd havvind.

Oversikt over lokalisering av ulike industrielle aktiviteter i Norge (Kilde: Prosess 21)



Utvikling i kraftforbruk (TWh) til landbasert industri i Basis, Lav og Høy



*Prosessindustriens "Prosess21", NVEs Elektrifisering av landbaserte industrianlegg og Miljødirektoratets "Grønn omstilling"

Betydelig vekst også i øvrige næringer

Øvrig landbasert næring – mindre industrier og nye næringer

Kategorien "mindre industrier" er relatert til dagens forbruk innenfor bergverk og mineraler, næringsmiddelindustri, bygg og anlegg og øvrige industrier. Fellesnevneren for forbrukskategoriene er at de har et lavere kraftforbruk enn kraftintensiv industri. Men også her skal det kuttes utslipp og elektrifiseres. Tidligere lå dette forbruket plassert i alminnelig forbruk. Ved å ha dette som egen kategori forenkler det sammenligningen mot andre analyser og gjør det mer rendyrket.

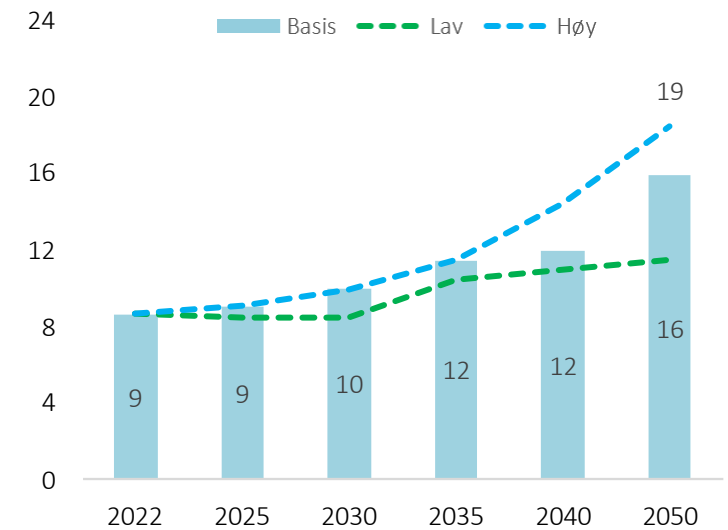
Kategorien "nye næringer" inneholder typisk elektrifisering innenfor akvakultur, forbruk til næringsparker og nye bransjer og forretningsområder. Vår prognose for denne kategorien er en samlet vurdering av søknader om tilknytning, tilgjengelig nettkapasitet og utviklingen i kraftmarkedet.

Økende kraftforbruk etter 2030

Vi har en lav forbruksvekst frem til 2030 for begge disse kategoriene. Fra 2030 har vi en moderat vekst i basisscenarioet med 8 TWh til 2050 i nye næringer. Utfallsrommet er relativt stort og veksten må også sees i sammenheng med bl.a. tilgangen til ny kraftproduksjon. Vi mener dette forbruket er relativt prisavhengig og sannsynligvis vil mesteparten være knyttet til nye forbrukssegmenter. Sammenlignet med andre eksterne analyser viser eksempelvis "prosess 21" tilsvarende forbruk i 2050.

I kategorien "mindre industrier" er det en flat utvikling i kraftforbruket. Prognosen er beheftet med usikkerhet, men per nå har vi begrenset informasjon om utviklingen i denne kategorien de neste årene.

Utvikling i kraftforbruk til ny næring/mindre industri (TWh)



Elektrisk transport – utslippsfri transportsektor i 2050

Elektrifisering av transportsektoren – sikker forbruksvekst

En av de sikreste trendene i vår forbruksprognose er at transportsektoren vil bruke mer strøm de neste 20 - 30 årene. Veksten er drevet av fallende kostnader på batterier og gunstige ordninger innen bruk og innkjøp av elektriske kjøretøy. Dette gjelder også innen mellomstore vare- og lastebiler, hvor også elektrifisering via batteri ser ut til å få større markedsandeler enn hva det så ut til for få år siden.

I dag bruker transportsektoren i Norge rundt 3.5 TWh kraftforbruk. Mesteparten vil bli direkte elektrifisert via batterier, og dette vil utgjøre rundt 20 TWh i 2040. Dette inkluderer da elektrifisering av personbiler, busser, varebiler og lette lastebiler, ferger, kaianlegg, hurtiglading langs veiene, samt muligheter for noe kortdistanse flytrafikk. Utviklingen vil skje mye av seg selv og uavhengig av scenarioene. Derfor har vi kun en forbruksprognose for transportforbruket. Utviklingen i antall kjøretøy er basert på nasjonal transportplan " Framskrivning av kjøretøyparken".

Bruken av hydrogen i transportsektoren kan bli betydelig

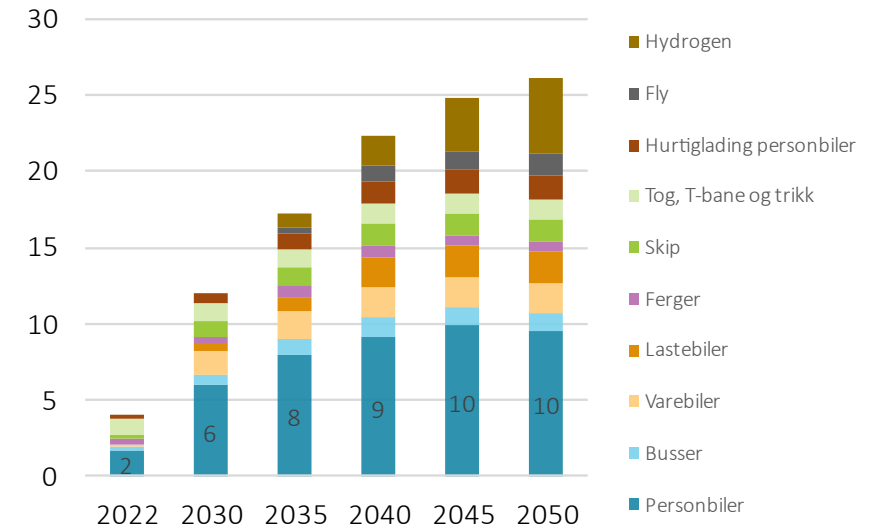
Vi har en årlig vekst på ca. 1 TWh transportforbruk frem til 2030. Etter 2030 vil veksten øke mer i de andre transportsegmentene, og summen vil etter hvert overstige personbilparken sitt kraftforbruk. Bruken av hydrogen vil foregå i segment der direkte elektrifisering ikke er rasjonelt. Samtidig viser flere analyser at også tungtrafikk og mye av sjøfarten kan direkte elektrifiseres. Likevel vil trolig endel av de tynge kjøretøyene på vei, maritim transport og luftfart bli utslippsfrie med hydrogen som energibærer.

Andel hydrogen og syntetisk drivstoff, samt import/egenproduksjon er usikker

Vi antar 5 TWh kraftforbruk til produksjon av hydrogen for å kutte innenlandske utslipp i transportsektoren. Dette vil trolig ikke dekke hele hydrogenbehovet. Vi legger derfor til grunn at blått hydrogen og import av e-fuel vil dekke det resterende behovet.

Flere andre analyser viser at det er et relativt stort utfallsrom i kraftbehovet til transport avhengig av hvor og hvordan hydrogenet blir fremstilt. I Miljødirektoratets rapport "kraftbehov til transport"* er transportforbruket i et nullvekstscenario på rundt 45 TWh, hvorav kraftforbruk til produksjon av hydrogen i transportsektoren utgjør ca. 20 TWh. Mens DNV GL i rapporten "produksjon og bruk av hydrogen i Norge"* anslår et årlig kraftbehov på ca. 2 TWh for å produsere hydrogen til tung- og maritim transport.

Utvikling i kraftforbruk til elektrisk transport (TWh)



Alminnelig forbruk – byggkvalitet demper forbruksveksten

Sektoren dekker elektrisitetsforbruk til husholdninger, nærings- og industribygg og primærnæring. Kraftforbruket utgjør i dag om lag 45 % av dagens samlede forbruk, dvs. ca. 80 TWh i et normalår.

Flere områder med energieffektivisering de siste årene, men mye gjenstår på bygningsmassen

Hovedandelen av forbruk går med til oppvarming av bygg, det vil si boliger, næringsbygg, driftsbygninger og hytter. En stor andel går også med til vannoppvarming. Resten fordeler seg mellom belysning og adferdsspesifikt forbruk.

Mer energieffektive oppvarmingsløsninger, mer fjernvarme og utstrakt bruk av Led-belysning har bidratt til noe lavere kraftforbruk selv om det har vært befolkningsvekst. Det ligger fremdeles et stort energisparingspotensial både i dagens boliger og i tjenestebygg. Grunnen er at mange av byggene i dagens bygningsmasse er av eldre dato og bygd ut fra lavere energistandarder.

Vi forventer nedgang i kraftforbruket i denne sektoren

Etter hvert som flere bygg rehabiliteres til dagens energikrav og med enda mer effektive oppvarmingsløsninger, vil dette redusere kraftforbruket. Urbaniseringen har også et lite bidrag ettersom boligene i byer tenderer mot å være mindre og i større grad tilknyttet fjernvarmenettet. På den andre siden trekker befolkningsveksten isolert sett opp kraftforbruket.

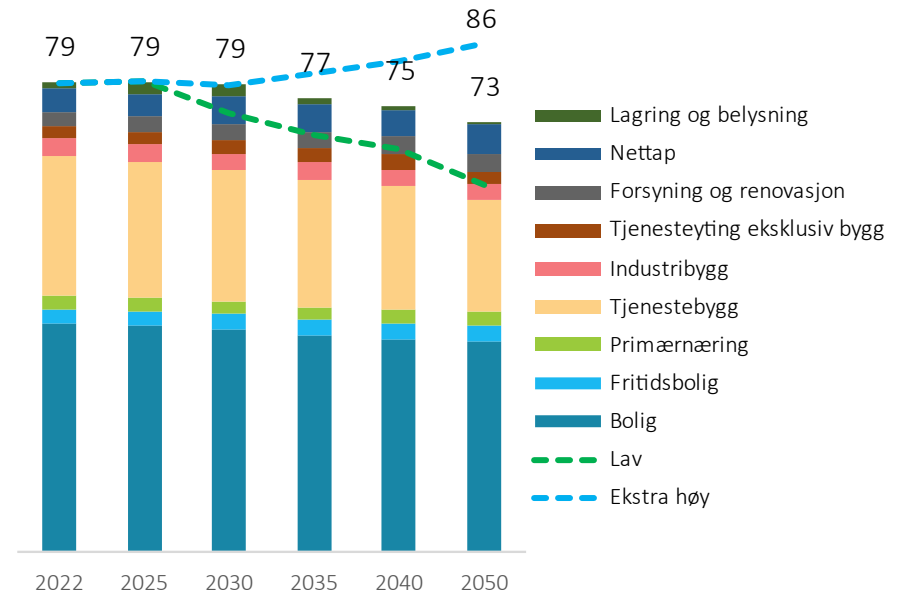
Alt i alt ser vi at kraftforbruket holder seg ganske stabilt til 2030. Dette skyldes at økningen i befolkningsvekst nøytraliseres av mer effektive bygg, demografi og urbanisering. Fra 2030 gir strengere TEK-krav og enda mer energieffektiv bygningsmasse en nedgang i kraftforbruket. Til 2050 er det samlet nedgang på 7 TWh i basisprognosen. Dette er også tilsvarende hva NVE la til grunn i sin forrige langsiktige kraftmarkedsanalyse*.

Grad av befolkningsvekst og ulik satsning på ENØK illustreres i Høy og Lav

I vår høye prognose for alminnelig forbruk har vi samme utviklingsrate som basisprognosen. Mens i vårt ekstra høye scenario, hvor det er svært høy befolkningsvekst, går kraftforbruket i sektoren opp med 17 TWh.

I det lave scenarioet har vi mye kraftigere satsning på energieffektiviseringstiltak. Vi beregner da en nedgang på i underkant av 20 TWh fra i dag til 2050, ved normal befolkningsvekst. Dette er enda mer nedgang enn hva NVE og Multiconsult viste i rapporten "kostnader for energieffektivisering i bygg"*. Her ble det beregnet at det økonomiske potensialet var om lag 13 TWh.

Utvikling i alminnelig forbruk og tap i Basis, Lav og Ekstra høy (TWh)



Batterifabrikker kan også bli store kraftforbrukere i Norge

Batterilagring er en viktig del av energiomstillingen

I Europa er det et enormt behov for batterifabrikker, og flere aktører ønsker å etablere disse fabrikkene i Norge. Elektriske kjøretøy er på full fart inn i hele Europa, og utviklingen mot en utslippsfri transportsektor går raskt. Dessuten blir batterier viktig for energilagring og til stabilisering av strømmettet.

En batterifabrikk vil forbruke omlag 0,3 – 1,5 TWh årlig med kraft, alt etter størrelse og produksjon. Det er en kraftkrevende industri med relativt konstant kraftforbruk over året. Med dagens produksjonsteknologi er en generell betraktning at produksjon av en KWh Litium-ion batteri krever ca. 100 KWh elektrisitet. Batterinæringen forventer etter hvert mer effektiv energibruk ettersom flere fabrikker bygges og teknologien forbedres.

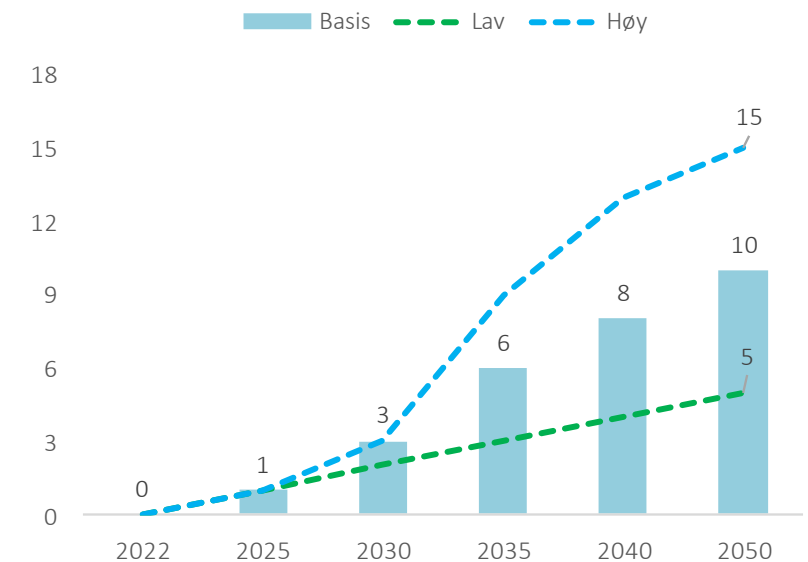
Økende kraftforbruk til batteriindustrien – relativt stort utfallsrom på lengre sikt

Det finnes i dag ingen batterifabrikker i Norge. Men flere er under planlegging og to er under bygging (Freyr i Mo i Rana og Morrow i Arendal). Begge skal produsere Litium-ion batterier. I tilknytningssøknadene finnes også andre konkrete prosjekt, som eksempelvis omhandler gjenvinning av batterier. Men de har ikke fått reservert nettkapasitet.

Vi forutsetter en gradvis, men begrenset vekst i kraftforbruket til 2030. Etter 2030 er utfallsrommet større. Flere faktorer som veksten i ny kraftproduksjon, utvikling av kunnskapsmiljøer, teknologiutvikling og tilgjengelig nettkapasitet vil bety mye for etablering av batterifabrikker i Norge. I Basis har vi en vekst på 10 TWh fra i dag til 2050.

Etterspørselen etter batterier er stor og om flere aktører velger etablere fabrikker i Norge vil kraftforbruket kunne bli atskillig høyere. I vår lave forbruksprognose er det en jevn og lav vekst. Bli batteriproduksjonen langt mer energieffektiv vil en slik utvikling kunne gi en lavere vekst i kraftforbruket.

Utvikling i kraftforbruk til batterifabrikker i Basis, Lav og Høy (TWh)



Datasenter – en næring i vekst med stort potensiale

Digitaliseringen av samfunnet krever mer datalagring og prosesseringskapasitet

Datasenternæringen i Norge er i dag en liten næring og med lite kraftforbruk (ca. 1 TWh). Den består hovedsakelig av små og mellomstore aktører, og tilbyr tjenester til eksterne kunder, såkalte serverhoteller.

Globalt finnes det ulike typer datasentre med svært stort utfallsrom i kraftbehovet. De største datasentrene kalles "hyperscale data senter". Dette er typisk store aktører som Apple og Google. Slike kan ha et kraftforbruk på flere hundre MW, tilsvarende årlig forbruk på 5-10 TWh. Co-location datasentre er en annen type, med et forbruk på 1-5 TWh. De minste sentrene, såkalte "edge", har et typisk årlig kraftforbruk fra 0,1-1 TWh.

Økende kraftforbruk til datasenternæringen – men stort utfallsrom

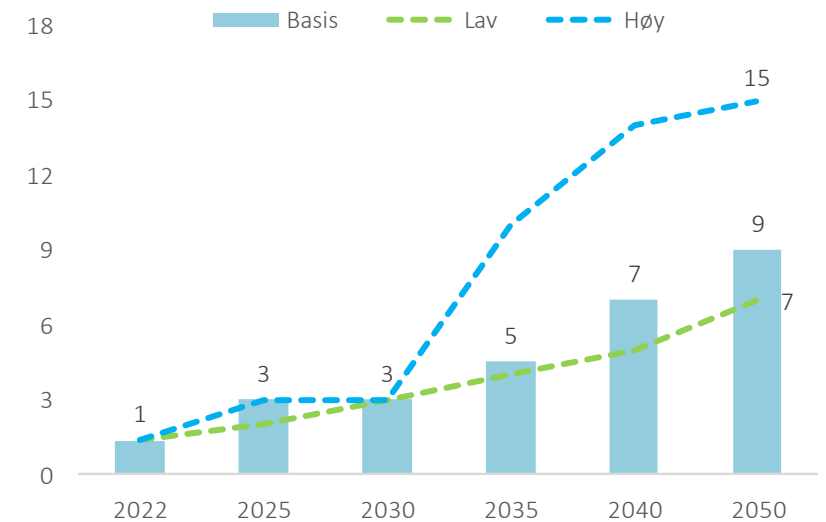
Det er svært mange planer om nye datasentre i Europa, Norden og i Norge. Dette ser vi i søknadene om tilknytning hvor datasentre utgjør en betydelig andel. Mange datasentre har også fått reservert kapasitet i nettet. Vi ser også at selv om aktørene søker om store volum er det ofte en stegvis vekst i uttaket over tid. I løpet av de siste månedene har vi sett en endring der flere aktører ønsker å etablere seg i områder med lavere kraftpriser eller har lagt sine planer litt på is.

I vår basis prognose er det imidlertid en svak forbruksvekst fra datasentre på 2 TWh fra i dag inntil ny kraftproduksjon i form av havvind er på plass utpå 2030-tallet. Årsaken er at vi betrakter datasenter som mer prisavhengig og mer stedbundet forbruk enn eksempelvis eksisterende industrier. Fra 2030 til 2050 har vi i Basis antatt en tredobling, til 9 TWh.

Globalt vil behovet for datalagring og prosessering fortsatt være stort, og etter 2030 kan forbruksveksten til datasentre bli atskillelig større enn i Basis. Dette er illustrert i vår høye forbruksscenario hvor det er en betydelig vekst til rundt 15 TWh i 2050. Hvis flere europeiske aktører ønsker å etablere datasenterindustri i Norge kan forbruket bli betraktelig høyere enn dette igjen.

Den samme usikkerheten kan også dra forbruket ned. I vårt lave scenario er Norge en litt mindre attraktiv lokasjon for etablering av datasentre, og mer av næringen vil etablere seg andre steder.

Utvikling i kraftforbruk (TWh) til datasenter i Basis, Lav og Høy



Oppsummering - hydrogen og rensing (CCS)

Tidligere i DEL 2 viste vi bruk av hydrogen og rensing innenfor de ulike sektorene. Her gir vi en sammenstilling.

Hydrogen og rensing (CCS) er ikke modne teknologier i dag

Men de er helt sentrale for at Norge skal bli fossilfritt, spesielt innenfor langdistanse transport og kraftkrevende industrien. Teknologiene er i stor utvikling – drevet av markedet selv og politiske virkemidler. Vi forventer fallende implementeringskostnader etter hvert som de tas i bruk i stor skala. Både hydrogen og CCS krever mye elektrisk kraft, og hydrogen er mer kraftkrevende enn CCS.

Hvor mye av hydrogenet som skal produseres i Norge betyr mye for kraftbehovet på sikt. Dette er også det som skiller de ulike scenarioene våre.

Vi står i startgruppen, og utviklingen videre er svært usikker

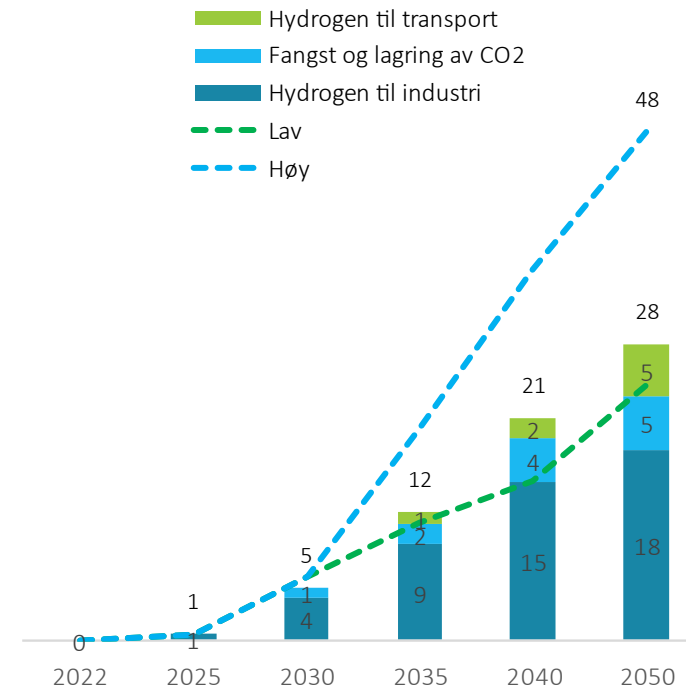
Basert på tilknytningsforespørlene og markedet forøvrig, ser vi grovt sett konturene av tre hovedtrekk innfor hydrogen: **1)** Flere aktører innenfor Kll planlegger å kutte utslipp ved egenprodusert hydrogen ved elektrolyse (grønn). Desentralisert norsk hydrogenproduksjon drar i retning av mindre hydrogenimport og høyere kraftforbruk. **2)** Petroleumssektoren planlegger å produsere hydrogen basert på naturgass (blått) til eksport. Hovedsporet er å gjenbruke dagens infrastruktur. Oppsiden i kraftforbruket her er stort. **3)** Flere ønsker å etablere selvstendige bedrifter for grønn hydrogenproduksjon, og forsyne både innen- og utenlands etterspørsel. Utvikling i ny kraftproduksjon, kraftpriser og mulig nettilknytning vil avgjøre volumet her.

Kraftbehovet til hydrogenproduksjon stiger i takt med utslippskutt og økning i havvinden

Frem til 2030 antar vi i Basis omlag 5-6 TWh hydrogenproduksjon. Det samme har vi i Høy og Lav, i hovedsak drevet av begrenset nettkapasitet og at teknologien er umoden. Mot 2050 ser vi for oss i Basis at mye av utslippskuttene tas med egenprodusert hydrogen og resten ved rensing. Den delen av transport som ikke lar seg elektrifisere direkte, får dekket sitt energibehov med importert e-fuel og om lag 5 TWh norskprodusert hydrogen.

Forskjellen i kraftforbruket ved lavt og høyt kraftforbruk avgjøres av utviklingen av ny kraftproduksjon, spesielt havvind. I våre høyscenarioer kan vi bli storeeksportør av grønn hydrogen. Den lave banen til kraftforbruket til hydrogen er nært knyttet til knapphet på kraft. Her må vi importere hydrogen for å kutte utslipp. Usikkerheten kan være enda større enn det som er illustrert med de forskjellige utviklingsbanene her.

Kraftforbruk (TWh) til hydrogen/CCS i Basis, Lav og Høy





Del 3: Scenarier for forbruksutviklingen

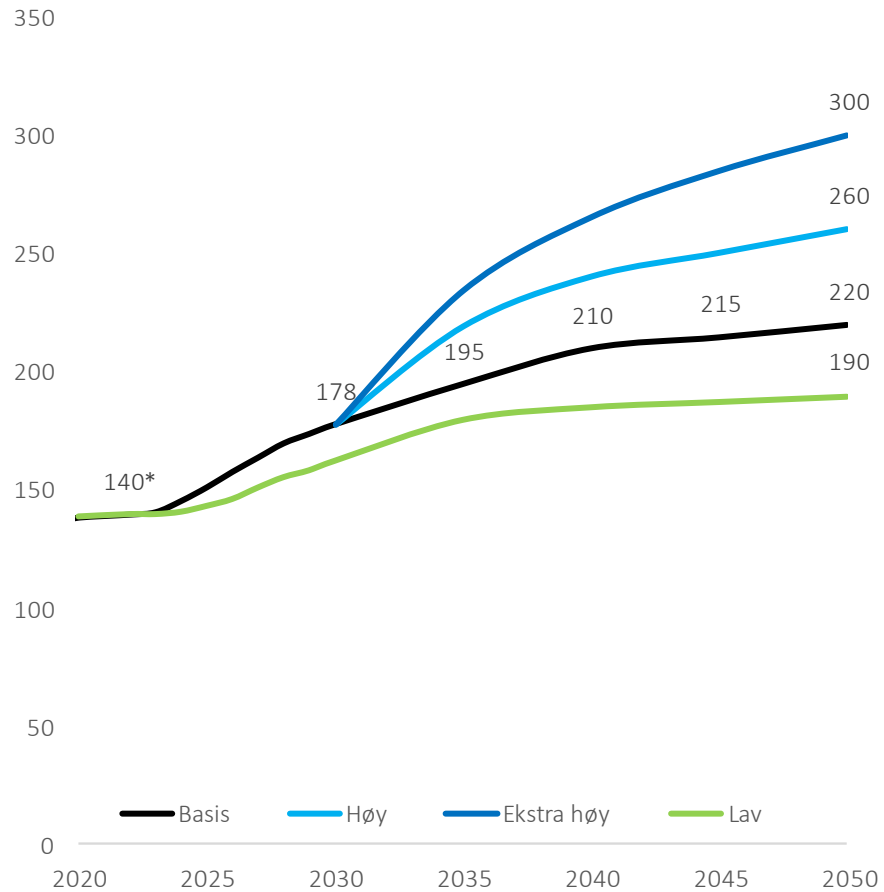
Denne delen viser den samlede utviklingen i kraftforbruket i perioden frem til 2050 – basert på alle sektorene i del 2.

Vi presenterer våre scenarier og forbrukssammensetningen i hvert av disse.

Til slutt viser vi en sammenstilling av forbruksutviklingen fra andre selskapers analyser.

Stor vekst i kraftforbruket i alle våre scenarier

Ulike scenario for forbruksutviklingen i Norge (TWh)



Basisscenarioet – balansert utvikling mot nullutslipp og industrivekst

- Bunnfast og flytende havvind blir realisert og dekker forbruksveksten sammen med sol og vannkraft
- ENØK realiseres tilsvarende myndighetenes mål
- Energiomstillingen gir en del nytt forbruk innenfor alle forbrukskategorier
- Blått hydrogen og import av hydrogenbaserte drivstoff dekker noe av behovet

Høyscenarioene – kraftig forbruksvekst drevet av veldig mye flytende havvind

- Mye ny havvindproduksjon gir grunnlag for svært høy forbruksvekst
- Rikelig med kraft gjør det lettere å få til energiomstillingen
- Høyere befolkningsvekst gir økning i alminnelig forbruk
- Norge produserer og eksporterer mye hydrogen til Europa

Lavscenarioet – knapphet på kraft og mer styrt forbruksutvikling

- Vindkraft (hav- og landvind) kommer i et begrenset volum
- Massiv satsning på energisparing (ENØK)
- Lite elektrifisering av petroleum og ingen nye lete- og utvinningstillatelser
- Prioritering av aktørene som skal kutte utslipp på bekostning av nytt forbruk

*Estimert normalårsforbruk: temperaturkorrigert, og justert for midlertidig og særskilt strømsparing i 2022.

Basis - jevnt høy forbruksvekst

Basis er vår beste antakelse i sum av mange forhold

Basisscenarioet er vår beste antagelse og gir et viktig utgangspunkt i våre analyser og utredninger. Her har vi en samlet vekst på 80 TWh fra i dag til 2050. Industriforbruk og annet forbruk med høy brukstid står for en betydelig del av veksten.

Vi ser de første 10 årene at forbruksveksten overstiger produksjonsveksten. Dette vil "spise opp" dagens kraftoverskudd og gi underskudd på energibalansen inntil ny havvind er på plass. Fra 2030 antar vi at produksjonsveksten i stor grad følger forbruksveksten og gir en mer balansert utvikling. Dette vil igjen gi Norge en positiv energibalanse.

Ulik vekst i de forskjellige sektorene

Forbruket i petroleumsektoren øker til 20 TWh i 2030. Deretter har vi en gradvis nedgang til 13 TWh i 2050. Nedgangen skyldes at eksisterende felt blir uttømt. Videre forutsetter vi i dette scenarioet at det ikke gjøres andre større funn eller gis tillatelser som i vesentlig grad endrer elektrifiseringsbehovet.

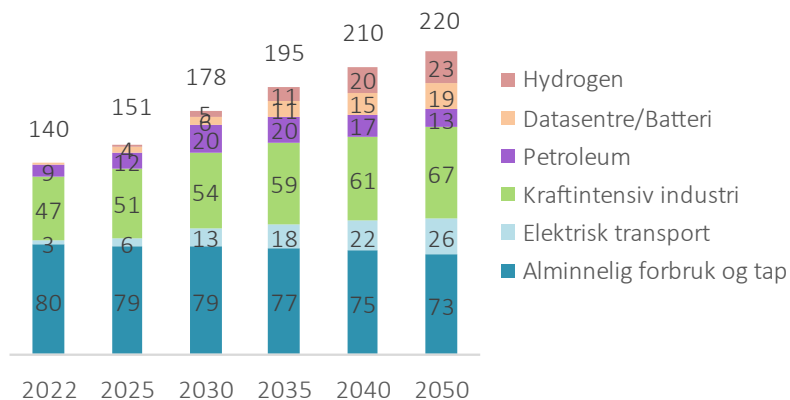
Hele transportsektoren er elektrifisert til 2050. Direkte elektrifisering utgjør rundt 20 TWh, mens strøm til produksjon av hydrogen utgjør om lag 5 TWh i 2050.

I kategoriene kraftintensiv industri, datasentre og batterifabrikker er det en vekst på 39 TWh fra i dag. Av dette er 7 TWh annet forbruk som næringsparker, nye næringer og elektrifisering av oppdrettsnæringen, som ligger i kategorien kraftintensiv industri.

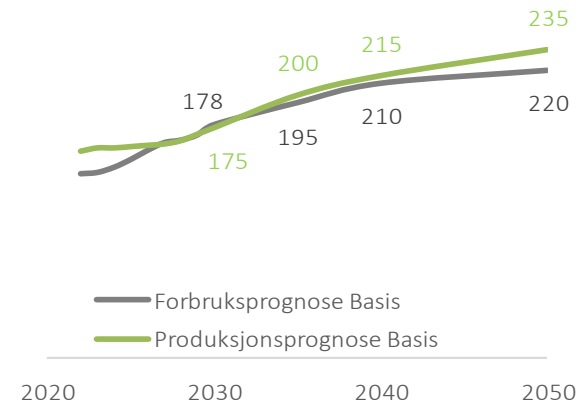
Forbruk til hydrogenproduksjon i industri – og transportsektoren utgjør rundt 30 TWh i 2050 i Basis. Mesteparten vil være relatert til produksjon av grønt hydrogen og ammoniakk som eksempelvis YARA sitt industriprosjekt på Herøya. Det resterende vil gå med til produksjon av blått hydrogen fra naturgass og CO₂-håndtering. Vi forutsetter også noe import av syntetiske drivstoff (eks. e-fuel) til å dekke transportbehovet, drevet av lavere kostnader i andre land.

Selv med befolkningsvekst gjør også mer ENØK at alminnelig forbruk holder seg stabilt og på dagens nivå frem til 2030. Deretter har vi en gradvis nedgang på 7 TWh til 2050. Selv om det samlet sett er en befolkningsvekst, gir rehabilitering, ENØK, varmepumper, småforbedringstiltak og større utskiftninger av boligmassen i sum en nedgang i forbruket på sikt.

Basis forbruksprognose for Norge (TWh)



Norsk forbruks- og produksjonsutvikling* i Basis (TWh)



* Prognosen for produksjon: Forbehold om mindre justeringer i LMA22.

Lav forbruksvekst – stor satsning på energieffektivisering

Vårt lavscenario belyser at det også kan bli lavere forbruksvekst

I dette scenarioet er veksten i forbruket lavere enn i Basis, drevet av energieffektivisering og knapphet på ny kraft. I sum øker forbruket med 50 TWh til 2050. Scenarioet har knapphet på kraft fordi det bygges ut mindre ny produksjon. Dette begrenser forbruksveksten.

Veksten i ny vannkraftproduksjon, sammen med landvind og solkraft vil mest sannsynlig ikke være nok til å dekke forbruksveksten i scenarioet alene. Vi har derfor moderat volum med havvind i vårt lave scenario. Dette gir en svak positiv kraftbalanse gjennom analyseperioden.

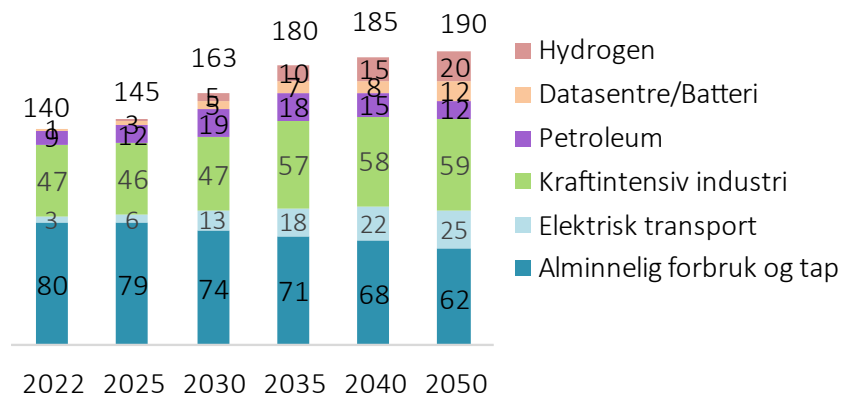
Større grad av politisk styring av kraftforbruket og stor satsning på ENØK er en sentral forutsetning i dette scenarioet

Lav-scenarioet skisserer en vei til netto null utslipp for Norge, men scenarioet forutsetter en mye sterkere politisk styring av forbruksveksten. Dette for å unngå at industriprosjekter som ikke reduserer eksisterende norske utslipp, bruker opp den begrensede mengden tilgjengelig fornybar produksjon. Elektrifisering av eksisterende industri prioriteres ved hjelp av politiske virkemidler foran etablering av ny grønn industri og utvidelser av eksisterende industriproduksjon. Scenarioet har derfor lavere forbruk innen ny kraftintensiv industri, petroleum og datasentre/batteri.

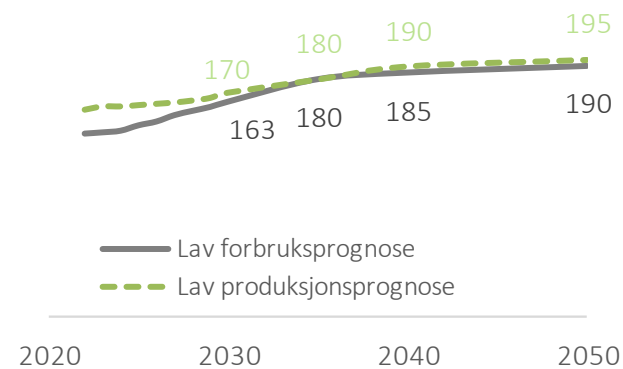
I tillegg er det mye mer energieffektivisering, og dette gir en samlet nedgang i alminnelig forbruk på 18 TWh til 2050. Dette innebærer at rehabilitering- og rivningsrater er høyere enn det naturlige nivået. Så mye ENØK forutsetter en massiv satsning på området og bruk av virkningsfulle kjente tiltak i både husholdninger og industri og næringsvirksomheter. Mer samspill med fjernvarme og varmemarkedet for øvrig vil også være et viktig bidrag. Energieffektiviseringen bidrar til å frigjøre kraft til elektrifisering av den eksisterende industrien.

Scenarioet har også noe lavere hydrogenforbruk enn Basis. Det må uansett produseres en del hydrogen for å nå målet om netto nullutslipp der direkte elektrifisering ikke er mulig. Samlet sett antar vi at hydrogenforbruket vil utgjøre omkring 25 TWh i 2050. Vi forutsetter at utslippskuttene tas med noe mer import av hydrogen, eller mer bruk av blått hydrogen, enn i Basis.

Lav forbruksprognose for Norge (TWh)



Norsk forbruks- og produksjonsutvikling* i Lav (TWh)



* Prognosen for produksjon: Forbehold om mindre justeringer i LMA22.

Høy forbruksvekst – og storskala flytende havvind

Vi har to høyscenarioer - høy og ekstra høy

Med disse viser vi at massivt med ny produksjon også gir grunnlag for svært høy forbruksvekst. Her blir flytende havvind lønnsomt og med rask og stor teknologiutvikling. Det som skiller disse to er om nesten hele eller hele regjeringens mål om 30 GW havvind blir realisert. Dette vil gi veldig lave kraftpriser og da være en hoveddriver for høy vekst i kraftforbruket.

Vår høye forbruksprognose har en samlet vekst på 120 TWh til 2050. Utvikling av konkurransedyktig flytende havvind er dermed den sentrale driveren for en mye høyere vekst innen kraftintensiv industri, petroleum, hydrogen, datasentre og batterifabrikker.

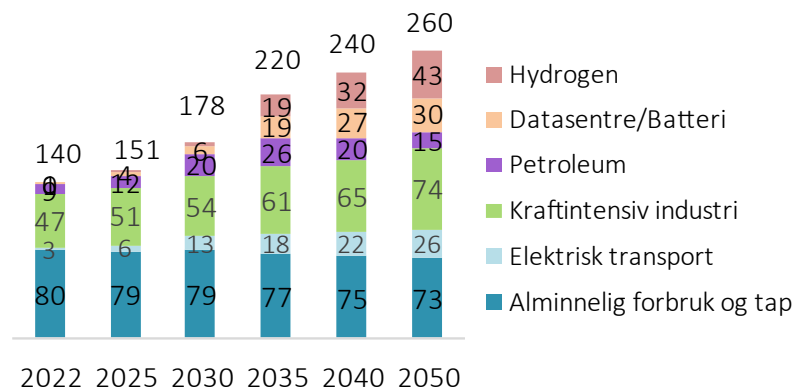
I 2035 har vi 25 TWh høyere forbruksvekst en basisprognosen, og 20 TWh høyere kraftproduksjon enn Basis. Dette fører til at energibalansen for en periode er balansert, før mer havvind bidrar til et kraftoverskudd gjennom perioden. Det er selvfølgelig stor usikkerhet og spesielt utviklingen av havvind vil påvirke utviklingen av forbruksprognosen – både volummessig og når veksten vil skje.

Mye mer hydrogenproduksjon, batterifabrikker og datasenter enn i Basis

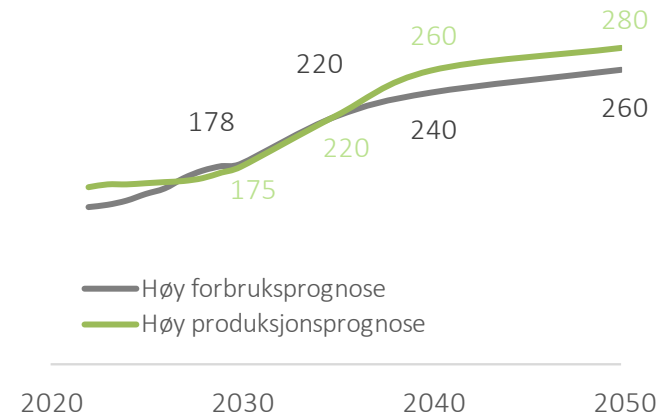
Forbruket til batterifabrikker, datasentre og hydrogenproduksjon utgjør ca. 80 TWh i 2050 mot ca. 40 TWh i basisprognosen. Fordelingen av forbruksveksten mellom kategoriene er usikker i det lange bildet. Likevel vil mye havvind gjøre Norge til et attraktivt sted for at flere aktører velger å etablere mange av sine verdikjeder for å gjennomføre utslippskutt og tilrettelegge for mye nytt forbruk. En stor del av forbruket vil trolig være mer prisavhengig og mindre stedbundet enn eksempelvis eksisterende industrier.

Forbruket til hydrogenproduksjon er ca. 20 TWh høyere enn basisprognosen og Norge vil trolig ha et overskudd av hydrogen til eksportformål. I tillegg vil industriforbruk til karbonfangst og -lagring kunne bli betydelig, som også omhandler import og lagring av CO₂ fra Europa. I petroleumssektoren velger vi å inkludere mer usikre og mindre modne elektrifiseringsprosjekter på norsk sokkel. Imidlertid er det som i Basis, sannsynlig med en nedgang i petroleumsforbruket fra 2030.

Høy forbruksprognose for Norge (TWh)



Norsk forbruks- og produksjonsutvikling* i Høy (TWh)



* Prognosen for produksjon: Forbehold om mindre justeringer i LMA22.

Ekstra høy forbruksvekst – full havvindutbygging

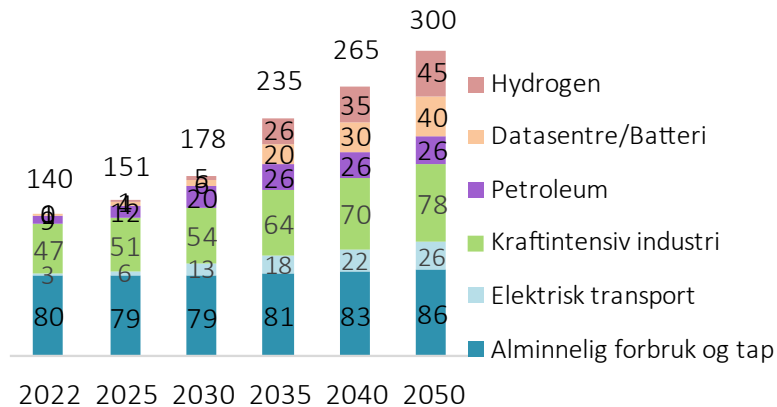
Dette scenariolet illustrerer en utvikling med hele regjeringens mål om 30 GW havvind i 2040. Her forutsetter vi at den også knyttes direkte til det norske kraftsystemet. Til sammen vil da den norske kraftproduksjonen ende rundt 310 TWh og det må åpenbart motsvares av en tilsvarende vekst i kraftforbruket for å få avsetning på kraften.

Vårt Ekstra høye forbruksscenario er ment å skissere hva som kan være mulig med en slik kraftig produksjonsvekst. Et slikt vekstscenario forutsetter en fornuftig lokalisering av forbruk og produksjon.

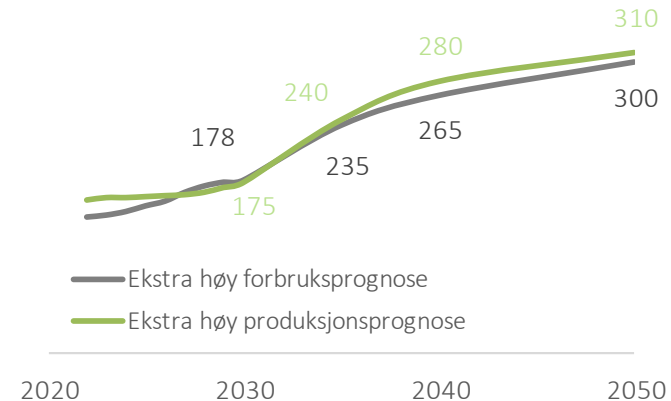
I dette scenariolet er det en svært kraftig vekst i alle sektorer. Dette vil utgjøre en økning på ca. 180 TWh i 2050 mot ca. 100 TWh i basis. Fordelingen av forbruket mellom kategorier er svært usikker og er heller ment som et mulig alternativ enn en konkret beregning.

Foruten stor industrivekst har vi også inkludert SSB sitt høye befolkningsvekstscenario, med en energieffektiviseringsrate omtrent som på dagens nivå. Det betyr at vi viderefører dagens ENØK- og bygningsmessige energikrav. Dette bidrar til en vekst i det alminnelige forbruket med 10 TWh til 2050.

Ekstra høy forbruksprognose (TWh)



Norsk forbruks- og produksjonsutvikling* i Ekstra høy (TWh)

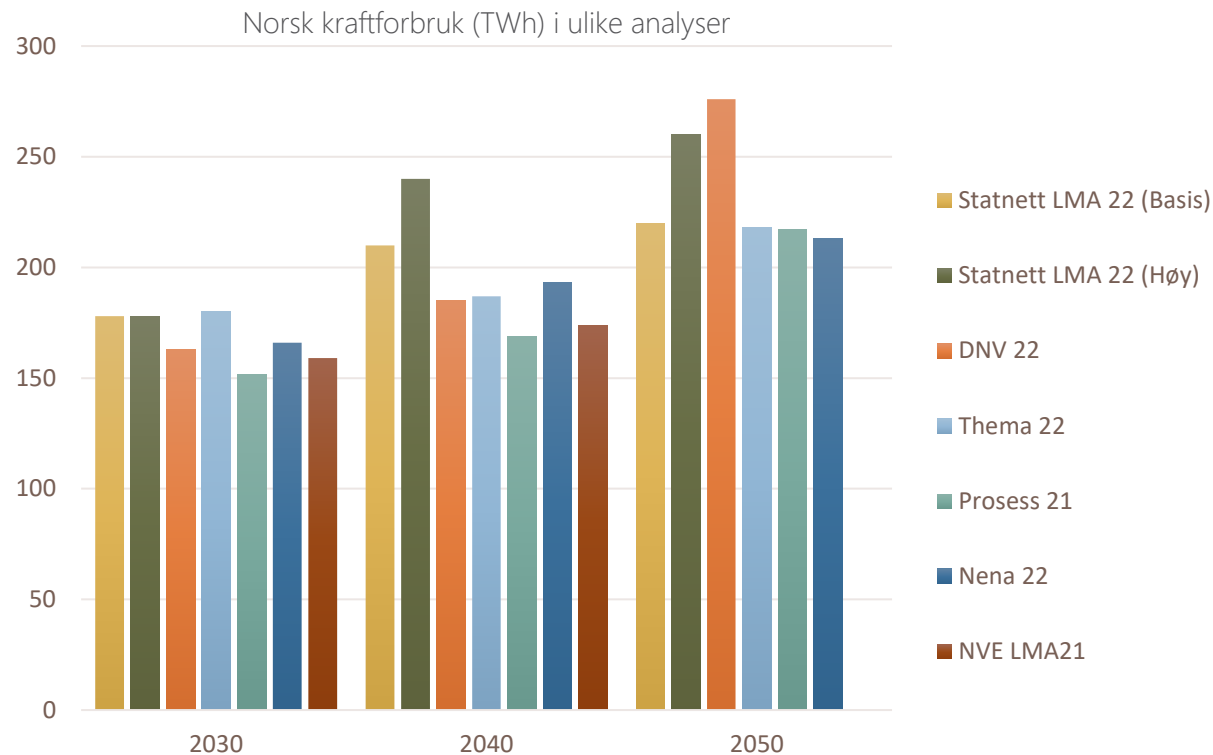


* Prognosen for produksjon: Forbehold om mindre justeringer i LMA22.

Vår nye basisprognose (220 TWh) er på nivå med andre

Det er en rekke aktører som gjør analyser og lager prognoser innenfor både energi og kraftsektoren i Norge. Basert på de eksterne analysene virker det å være en konsensus om at kraftforbruket øker til 200 – 250 TWh gitt målene om utslippskutt. Siden vår forrige LMA har andre analyseselskap også justert opp sine forbruksprognoser, både på kort, mellomlang og lang sikt. Figuren viser et utvalg av ulike selskapers syn.

Synet på samfunns- og teknologiutvikling kan være noe ulikt. Dette har en del å si for både farten og nivået på forbruksøkningen. Vi observerer noen skillelinjer. Det ene er om prognosene legger til grunn dagens politikk og virkemiddelbruk, eller tar hensyn til nødvendige justeringer av denne for å nå netto nullutslipp i 2050. Videre er det også ulike antakelser om hvor mye forbruksveksten skyldes omstilling av dagens forbrukere og hva som kommer av nytt forbruk. I tillegg er det noe ulikt syn på andelen hydrogen produsert i Norge.





Del 4: Effektbehov

I denne delen viser vi hvordan forbruks- og produksjonsutviklingen utvikler seg målt i effekt (MW).

Økt kraftforbruk i energi gir økt samlet effektuttak

Kraftforbruk måles både i energi og effekt. Energien måles ofte som en årlig størrelse. Effektforbruket er det samtidige forbruket time for time. Det maksimale effektforbruket er timen når det samlede effektuttaket er høyest. Makslasttiden beregnes som effektforbruket ved laveste 3 døgns middeltemperatur fra en vinter med 10 års returtid.

Det er stor forskjell i hvilken grad økt forbruk innen ulike kategorier bidrar til økt samlet effektforbruk. Eksempelvis lader elektriske kjøretøy ofte om natten. Dermed påvirkes ikke det maksimale effektforbruket i særlig grad. Motsatt vil ofte industriforbruk bidra til økt forbruk i alle årets timer – og øke det maksimale effektforbruket.

Vi beregner hvordan forbruket fordeler seg over året. Kort oppsummert legger vi til grunn at mye av industriforbruket er jevnt fordelt over året. På transportforbruket beregner vi ulike profiler på hurtigladning og hjemmelading. Øvrig alminnelig forbruk har en årsprofil som følger temperatur og oppvarmingsbehov. Med vår analysemodell får vi da med at profilen endrer seg når husene blir bedre isolert. Hydrogenproduksjonen er mer usikker. På sikt forventer vi at elektrolyse vil bli mer fleksibelt og gå mer når det er lave priser og motsatt. De første anleggene forutsetter vi imidlertid er mindre fleksible.

Med våre forutsetninger får vi en økning på 7 GW i det maksimale effektforbruket til 2035 i vår Basis. Dette utgjør en vekst på ca. 30 %. Samtidig er det lavere enn veksten målt i energi siden en del av forbruksveksten ikke øker det samlede maksimale effektforbruket.

Våre estimater for det maksimale effektforbruket viser en tydelig trend, men er også usikre. Vi vet blant annet ikke sikkert hvor fleksible de framtidige elektrolyseanleggene vil bli og hvordan mer energieffektivisering i bygg og industri påvirker effektforbruket. I tillegg er det usikkert hvor mye forbruket responderer på pris i timene med høyest forbruk - som igjen avhenger av den øvrige pris- og markedsutviklingen.



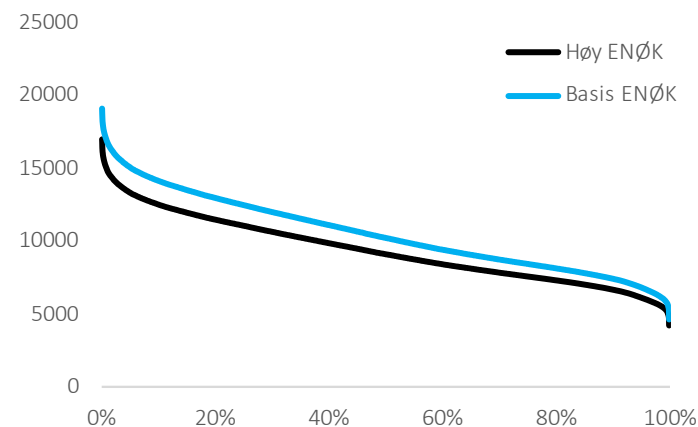
Energieffektivisering gir nedgang i effektforbruket

Gjennom en sensitivitet illustrerer vi hvordan mer energieffektivisering i bygningssektoren vil redusere effektforbruket. Vi har tatt utgangspunkt i vårt simulerte basisdatasett for 2030, og sammenlignet det med et alternativ hvor vi har redusert alminnelig forbruk med 10 TWh. Nedgangen utgjør over 10 prosent av dagens totale alminnelig forbruk, som må sies å være veldig ambisiøst.

Med 10 TWh reduksjon av alminnelige forbruket reduseres maksimalt effektbehov med ca. 2000 MW, som innebærer ca. en 10 % reduksjon i maksimalt effektbehov. Sammenlignet med et industriforbruk, med en flat forbruksprofil, vil tilsvarende nedgang omregnet til effekt tilsvare 1140 MW. Det betyr at reduksjon i byggforbruk vil bidra til større nedgang i maksimalt effektforbruk enn tilsvarende nedgang i industrien. Årsaken er at alminnelig forbruk har en forbruksprofil nært knyttet til oppvarmingsbehov med høyest forbruk vinterstid hvor det maksimale effektforbruket er som høyest.

I vårt eksempel er det en del forenklinger som at den underliggende forbruksprofilen er den samme i begge variantene. Det kan godt være profilene i situasjonen med mer ENØK hadde ført til tiltak som også hadde redusert maksimalt effektforbruk noe mer. Likevel vil forbruksprofilen til alminnelig forbruk sannsynligvis også representere situasjonen i 2030 hvor mye av det alminnelige forbruket trolig har noenlunde samme profil som i dag.

Varighetskurve for alminnelig forbruk (MW) i 2030 for Norge



Økt effektforbruk gir behov for mer effekt i vannkraften

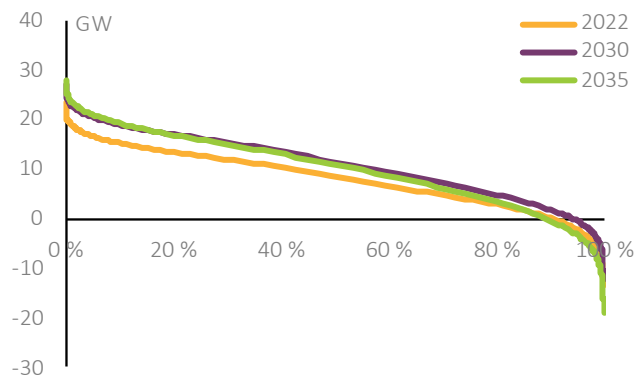
Vi får strammere effektbalanse i timer med lite sol og vind. Dette skyldes kombinasjonen av at maksimalt forbruk (effektuttak) øker, og at den nye produksjonen er varierende og uregulerbar vind og solkraft. Restforbruket må da dekkes av annen produksjon – som i Norge i all hovedsak er regulert vannkraft. Vi viser her hvordan dette effektbehovet utvikler seg frem til 2035, med en varighetskurve for residualforbruket**.

Maksforbruket i vår Basis øker med 7 GW til 2035, vist i figuren til høyre. Varighetskurvene til venstre viser at en del av økningen i maksforbruk kan bli dekket av økningen i uregulerbar produksjon. Når det timesvise bidraget fra uregulerbar produksjon er medregnet, øker behovet for regulert effekt med kun 5 GW til 2035. Dvs. fra ca. 23 GW i dag til 28 GW i 2035, som vist i øvre del av varighetskurven.

Per i dag er det installert ca. 29 GW regulert vannkraftproduksjon i Norge. Med et maksforbruk på rundt 25 GW, har vi i dag et lite overskudd på effektbalansen, også i timene med høyest residualforbruk. Imidlertid vil vi med en forbruksutvikling som i Basis, uten endring i regulert produksjon, gå mot et underskudd på effektbalansen.

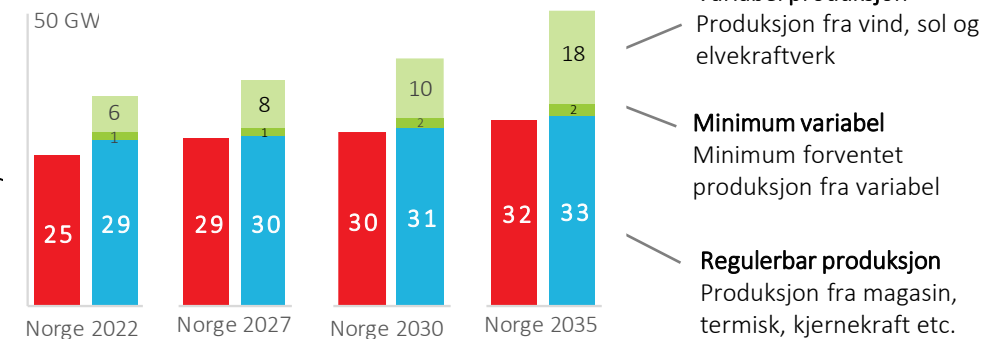
I vår basisprognose for produksjon* legger vi til grunn en økning i regulert produksjon på ca. 4 GW mot 2035, primært som følge av økt effekt i eksisterende vannkraftverk, men også noe ny vannkraftproduksjon. I vår Basis har vi derfor et overskudd på den norske effektbalansen mot 2035, men overskuddet er betinget av effektutvidelser i vannkraftproduksjonen.

Utvikling i effektbehovet
Varighetskurve for residualforbruk** (GW)



Utvikling i maksforbruk og produksjonskapasitet* (GW)

Maksforbruk
Forbruk som ikke kobler ut ved høye priser



** Timevis forbruk fratrukket samlet uregulerbar produksjon (elvekraft, sol, vind) i samme time, i en simulering med 29 værår. Øvre del av varighetskurven viser mengden forbruk (GW) som må dekkes av regulert produksjon

* Prognosen for produksjon kan bli endret noe i LMA2022.