



NVE



RAPPORT NR. 18 / 2024

Scenarier for kraftmarkedet 2024

En forenklet analyse av økt kraftforbruk i 2030 og 2035

SKREVET AV Ole Kristian Ådnanes, Magnus Buvik, Jon Gustav Kirkerud, Ellen Skaansar og Dag Spilde

NVE Rapport nr. 18/2024

Scenarioer for kraftmarkedet 2024

En forenklet analyse av økt kraftforbruk i 2030 og 2035

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Prosjektleder: Ole Kristian Ådnanes
Forfattere: Ole Kristian Ådnanes, Magnus Buvik, Jon Gustav Kirkerud,
Ellen Skaansar og Dag Spilde
Omslagsbilde: Kveld over Oslo by sett fra Ekeberg. Foto: Simon Oldani/NVE

ISBN: 978-82-410-2417-7
ISSN: 2704-0305
Saksnummer: 202417061

Sammendrag: I oppdrag av 6. desember 2023 ba Energidepartementet NVE om å foreta regelmessige scenarioanalyser av kraftsystemet. Denne rapporten er første leveranse i dette oppdraget. Vi har etablert to scenarioer der kraftforbruket i Norge øker som følge av at det gjennomføres en rekke klimatiltak i Norge. I scenarioene svekkes Norges kraftbalanse. Dette gjør at kraftimporten øker og kraftprisene blir høyere, sammenlignet med utviklingen i NVEs basisbane i Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023. Vi har også analysert to sensitiviteter.

Emneord: Kraftforbruk, kraftmarkedsanalyse, klimatiltak.

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
E-post: nve@nve.no
Internett: www.nve.no

Oktober, 2024

Innhold

Sammendrag	4
1 Bakgrunn.....	6
1.1 Metode og forutsetninger	7
1.2 Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023	8
1.3 Norges klimaforpliktelser	8
1.4 Miljødirektoratets tiltaksrapport	9
2 Scenarier	11
2.1 Klimatiltak.....	12
2.2 Elektrifisering	13
3 Kraftmarkedet i 2030	14
3.1 Basis i 2030.....	14
3.2 Scenarioreultatene	16
4 Kraftmarkedet i 2035	22
4.1 Basis i 2035.....	22
4.2 Scenarioreultatene	24
5 Om analysen	28
6 Sensitiviteter	29
6.1 Forutsetninger	29
6.2 Resultater fra sensitivitetsanalysene	30
7 Vedlegg	33
7.1 Modellverktøy brukt i analysen.....	33
7.2 Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023	33
7.3 Klimatiltak i Norge	35
7.4 Forbruksberegningene	37

Sammendrag

De fleste kraftmarkedsanalyser forventer økt kraftforbruk i tiårene fremover. Dette gjelder også i NVEs analyser. Hvor mye forbruket vil øke, og hvor raskt det vil gå, er derimot usikkert.

I NVEs *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023* («LA23») utarbeidet vi en basisbane for utviklingen i kraftmarkedet fram mot 2040, gitt eksisterende virkemidler og fundamentale drivere. Basisbanen brukes til konsesjonsbehandling av energianlegg og kraftnett, og som underlag for å gi faglige råd og besvare oppdrag fra Energidepartementet. I basisbanen legges det ikke til grunn at politiske mål, som for eksempel norske klimamål, oppfylles. Samtidig har vi forutsatt en betydelig vekst i kraftforbruk knyttet til elektrifisering. For å utføre våre forvaltningsoppgaver er det viktig å ha en analyse som søker å belyse hvor vi er på vei gitt virkemidlene og driverne vi ser i dag.

I oppdrag av 6. desember 2023 ba Energidepartementet NVE om å foreta regelmessige scenarioanalyser av kraftsystemet, knyttet til utviklingstrekk og målsettinger på klima-, nærings- og energiområdet. I 2024 er NVE bedt om å levere en første forenklet scenarioanalyse. *Scenarier for kraftmarkedet 2024* ser på hvordan kraftmarkedet påvirkes av et høyere kraftforbruk enn det vi har i vår basisbane, som følge av tiltak for å kutte klimagassutslipp nasjonalt. Kraftforbruket som ligger til grunn for hovedscenarioene, *Klimatiltak* og *Elektrifisering*, er basert på behov anslått i Miljødirektoratets tiltaksrapport *Klimatiltak i Norge – kunnskapsgrunnlag 2024*. Øvrige forutsetninger om kraftproduksjon, overføringskapasitet og forbruk utenfor Norge er de samme som i LA23.

Kraftforbruket i scenarioene i denne rapporten er høyere enn i LA23, mens forutsetningene om kraftproduksjon er like. Det betyr at kraftbalansene er svakere enn i basisbanen, importbehovet større og kraftprisene noe høyere.

I scenarioet *Klimatiltak* ser vi på kraftmarkedet i 2030. I dette scenarioet antar vi at alle tiltak for å kutte norske klimagassutslipp under innsatsfordelingsforordningen (ESR) gjennomføres. Dette er primært tiltak innen transport, husholdninger, tjenesteyting, jordbruk og bygg- og anleggsvirksomhet. Kraftbehovet for å gjennomføre denne tiltakspakken øker Norges kraftforbruk til 172 TWh i 2030, 8 TWh høyere enn i NVEs basisbane. Utslippskutt som følge av disse tiltakene vil, sammen med fleksibilitetsmekanismen i ESR, kunne være tilstrekkelige til å oppfylle Norges klimaforpliktelser i 2030.

I scenarioet *Elektrifisering* analyserer vi kraftmarkedene i både 2030 og 2035. Her øker kraftforbruket som følge av utstrakt elektrifisering av hele den norske økonomien, gjennom at alle tiltak som utredes i tiltaksrapporten gjennomføres. Dette betyr at scenarioet både inneholder ESR-tiltakene fra *Klimatiltak*, samt tiltak rettet mot utslipp under klimavotesystemet (EU ETS). Sektorer som inngår i EU ETS er hovedsakelig industri, petroleum og luftfart. I scenarioet blir Norges kraftforbruk 178 TWh i 2030 og 198 TWh i 2035. Dette utgjør henholdsvis 14 og 21 TWh høyere kraftforbruk i 2030 og 2035 enn i NVEs basisbane.

I vår basisbane blir Norges kraftbalanse i et gjennomsnittlig værår omtrent null i 2030, mens den i 2035 øker til omtrent 5 TWh. Forbruksveksten i de to hovedscenarioene i analysen gjør at Norge i et gjennomsnittlig værår får kraftunderskudd i både 2030 og 2035. I 2030 blir kraftunderskuddet henholdsvis 8 og 14 TWh i *Klimatiltak* og *Elektrifisering*. I 2035 blir kraftunderskuddet i *Elektrifisering* 15 TWh. Et kraftunderskudd betyr ikke at norske forbrukere ikke vil ha tilgang på kraft, men at Norge vil måtte importere mer kraft fra landene rundt oss. I vår basis-

bane har Sverige et betydelig kraftoverskudd, og forbruksveksten i scenarioene i denne analysen dekkes hovedsakelig av økt import fra Sverige. Dersom kraftoverskuddet i Sverige blir lavere enn vi har forutsatt, vil Norge måtte importere mer kraft fra andre land vi har forbindelser til.

Norges kraftbalanse varierer mye fra år til år, avhengig av værforhold. Norsk kraftproduksjon består i hovedsak av vannkraft og noe vind- og solkraft, som alle er væravhengige. Selv om kraftbalansen i et gjennomsnittså blir negativ i de to scenarioene, vil det være værår med kraftoverskudd, eksempelvis i våtår med høy vannkraftproduksjon.

I kraftmarkedet flyter kraften fra områder med lavere pris til områder med høyere pris. I perioder med kraftunderskudd må de norske prisene være høyere enn i ett eller flere av områdene rundt oss for å sikre at kraftflyten går mot Norge. Jo større underskudd, desto mer vil Norge måtte importere. Økt importbehov gjør at norske kraftpriser påvirkes mer av kraftprisene og utviklingen i kraftsystemene i landene rundt oss, siden de norske kraftprisene vil måtte reflektere kraftprisene i disse landene.

Forbruksveksten i scenarioene gjør at kraftprisene øker sammenlignet med vår basisbane. I basisscenarioet blir årlige norske kraftpriser omtrent 80 øre/kWh i et gjennomsnittlig værår i 2030. I *Klimatiltak* øker gjennomsnittlig kraftpris med 4-5 øre/kWh, mens snittprisen i *Elektrifisering* øker med 7-10 øre/kWh sammenlignet med *Basis*. Prisivirkningen varierer mellom ulike værår. Siden forbruksveksten i *Elektrifisering* er høyere enn i *Klimatiltak* blir også prisivirkningen i større. Dette skyldes at Norge må dekke mer forbruk med import fra naboland. I vår analyse er det ofte gasskraft som setter prisen på kontinentet. I 2035 forventer vi en høyere andel fornybar kraftproduksjon i Europa enn det vi ser i dag og anslår for 2030. Vi legger samtidig til grunn en betydelig forbruksvekst i alle land, men at mye av dette forbruket vil være lite fleksibelt. Dermed vil det i mindre grad kunne tilpasse seg variasjonen i produksjon. Dette gir perioder med stor variasjon i kraftpriser, avhengig av hvor mye væravhengig fornybar kraft som produseres. I basisbanen vår er gjennomsnittlige kraftpriser i Norge omtrent 55 øre/kWh i 2035. I scenarioet *Elektrifisering* gir forbruksveksten en gjennomsnittlig prisøkning på 17-20 øre/kWh. Med denne prisøkningen vil Norge ha høyere kraftpriser enn våre handelspartnere i Norden og på kontinentet i store deler av tiden.

Kraftprisene vil også variere gjennom året og mellom år. Vi ser at sesongvariasjonen i kraftprisene er ganske lik i *Klimatiltak* og *Elektrifisering* som i basisbanen, men med noe større økning om vinteren enn om sommeren. Analysen viser også større utslag i kraftprisene i våtår enn i tørrår. Når forbruket øker svekkes kraftbalansen, selv i de våteste årene med god tilgang på vannkraft. Et mindre kraftoverskudd gjør at Norge ikke trenger å eksportere like mye kraft til nabolandene våre, og norske kraftpriser trenger derfor ikke å være lavere enn hos våre handelspartnere i en like stor andel av tiden. I tørrår importerer Norge mer kraft fra kontinentet og Storbritannia. I vår analyse finnes det ledig gasskraftkapasitet hos våre handelspartnere som kan dekke deler av forbruksøkningen. Siden gasskraft i utgangspunktet ofte er den prissettende teknologien i timer der Norge trenger import, er det med på å forklare hvorfor prisene ikke stiger like mye i tørrår som i våtår.

Metoden vi bruker medfører at vi kun fanger opp førsteordenseffekter i modellresultatene. Det vil si at vi analyserer virkningen av høyere forbruksvekst i et statisk system, der forbruksveksten i seg selv ikke utløser ny kraftproduksjon eller endringer i annet forbruk. I virkeligheten kan økt forbruk, og økningen i kraftpris det medfører, gi langsiktige tilpasninger, for eksempel ved at incentivene for å bygge ut mer kraftproduksjon blir større.

1 Bakgrunn

I oppdrag av 6. desember 2023 ber Energidepartementet NVE om å foreta regelmessige scenarioanalyser av kraftsystemet knyttet til utviklingstrekk og målsettinger på klima-, nærings- og energiområdet. I 2024 er NVE bedt om å levere en første forenklet scenarioanalyse. Her danner basisscenarioet i NVE-rapporten *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023*¹ («LA23») utgangspunktet for de andre scenarioene.

En referansegruppe bestående av medlemmer fra Energidepartementet, Finansdepartementet, Klima- og miljødepartementet og Nærings- og fiskeridepartementet har i samarbeid med NVE utarbeidet rammene for scenarioene. I samråd med referansegruppen er det besluttet at den første forenklete scenarioanalysen skal bygge på Miljødirektoratets rapport *Klimatiltak i Norge – kunnskapsgrunnlag 2024*² (heretter omtalt som «Miljødirektoratets tiltaksrapport» eller «tiltaksrapporten»). I rapporten utreder Miljødirektoratet tiltak for å redusere klimagassutslipp frem mot 2035 og anslår blant annet kraftbehovene tilknyttet de ulike tiltakene. I scenarioanalysen er det utarbeidet to hovedscenarioer, *Klimatiltak* og *Elektrifisering*, som begge bygger på tiltaksrapporten. Vi har ikke vurdert forutsetningene bak anslagene for estimerte kraftbehov for de ulike tiltakene.

Premissene som ligger til grunn for scenarioene skiller seg fra forutsetningene i LA23. Formålet med NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse er å vise forventet utvikling for kraftmarkedet, gitt eksisterende virkemidler og fundamentale drivere. Basisscenarioet brukes av NVE i konsesjonsbehandling av energianlegg og kraftnett, og som underlag for å gi råd til, og besvare oppdrag fra, Energidepartementet. Det anslåtte kraftbehovet fra tiltakene som Miljødirektoratet har utredet gi et høyere totalt kraftforbruk enn antatt i NVEs basisbane. Den første forenklete scenarioanalysen ser på hvordan en høyere vekst i norsk kraftforbruk, i tråd med Miljødirektoratets tiltaksrapport, kan påvirke kraftmarkedet frem mot 2030 og 2035.

Kraftforbruket i *Klimatiltak* samsvarer med at alle tiltakene Miljødirektoratet har utredet for utslippskutt under innsatsfordelingsforordningen (ESR) blir gjennomført. Det er anslått at utslippskuttene fra tiltakene, sammen med fleksibilitetsmekanismen i ESR, er tilstrekkelige til å oppfylle Norges klimaforpliktelse for 2030. Det er viktig å understreke at scenarioet illustrerer én mulig utvikling for å oppnå klimaforpliktelsen, basert på Miljødirektoratets tiltaksrapport. Klimatiltakene reflekterer ikke nødvendigvis vedtatt politikk og virkemidler for å oppnå Norges klimamål. I *Klimastatus og -plan*³, også kjent som *Grønn bok*, presenteres regjeringens plan for hvordan Norges klimaforpliktelse kan oppnås. *Klimastatus- og plan* legger opp til bruk av virkemidler som utløser klimatiltak. Tiltakene kan være de samme som utredes i Miljødirektoratets rapport, eller noe helt annet. Eksempler på virkemidler i *Klimastatus og -plan* er økt bruk av biobrensler, økte CO₂-avgifter og strengere krav i offentlige anskaffelser. Valget av, og innretningen på, virkemidler påvirker hvilke tiltak som gjennomføres, og hvor stor økning i kraftforbruk de gir. Virkemidlene kan gi utslippsreduksjoner gjennom elektrifisering, redusert aktivitet eller andre virkninger. Samlet kraftbehov som utløses av virkemidlene i *Klimastatus- og plan* er ikke anslått, men det vil trolig være lavere enn summen av behovet fra tiltakene i Miljødirektoratets rapport.

¹ [Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023 - NVE](#)

² [Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2024 - miljodirektoratet.no](#)

³ [Regjeringas klimastatus og -plan - regjeringen.no](#)

I scenarioet *Elektrifisering* øker kraftbehovet ytterligere, siden det forutsettes at også alle tiltak Miljødirektoratet utreder rettet mot kvotepliktige utslipp (EU ETS) gjennomføres i Norge. Scenarioet illustrerer dermed en utstrakt elektrifisering av den norske økonomien, og en utviklingsbane som gir større reduksjon av klimagassutslipp i Norge enn i *Klimatiltak*.

I tillegg til de to hovedscenarioene har vi utarbeidet to sensitiviteter. Den ene illustrerer et høyere kraftforbruk enn i både *Klimatiltak* og *Elektrifisering* på grunn av økt forbruk til ny industri. Den andre sensitiviteten legger til grunn det samme forbruket, men har i tillegg økt kraftproduksjon. Vi kjenner ikke til planlagte prosjekter som kan øke forbruk eller produksjon like mye som vi antar i sensitivitetene.

Vi analyserer kraftmarkedet i 2030 og 2035 isolert sett, og ser ikke på utviklingen i perioden fram mot, eller mellom, disse to årene. Ved sammenligning av en framtidig tilstand med dagens tilstand bruker vi 2022 som referanseår. Når vi snakker om endringer fra i dag til et framtidig år, snakker vi med andre ord om endringen fra utgangen av 2022. Utviklingen som skjer i landene rundt oss har svært mye å si for det norske kraftmarkedet. For alle scenarioene i denne analysen er forutsetningene om kraftsystemene i landene utenom Norge, CO₂- og brenselpriser og handelskapasiteter like som i LA23.

I denne analysen ser vi kun på førsteordenseffektene i kraftmarkedene. Det vil si at vi analyserer kraftmarkedsvirkingene av det økte forbruket, og produksjonen i den ene sensitiviteten, i scenarioene isolert sett. Vi har ikke vurdert hvilke langsiktige markedstilpasninger som vil kunne forekomme som følge av forbruksøkningene, og hvordan disse igjen påvirker kraftbalanser, -handel og -priser. Eksempler på slike markedstilpasninger kan være investeringer i ny kraftproduksjon, fleksibilitetsløsninger eller mer overføringskapasitet, eller varige forbruksreduksjoner på grunn av høyere kraftpris. Tilpasningene kan komme både i og utenfor Norge.

I dette kapitlet forklarer hvordan vi har jobbet med modellverktøy og forutsetninger i *Forenklet scenarioanalyse*. Her oppsummeres også nyttig bakgrunnsinformasjon om LA23, Norges klimaforpliktelse og Miljødirektoratets tiltaksrapport. Kapittel 2 beskriver de to hovedscenarioene i analysen. I kapittel 3 og 4 beskrives virkningene på kraftmarkedet i henholdsvis 2030 og 2035 i de to scenarioene. I kapittel 5 omtales virkninger på kraftmarkedet som analysen ikke ser på i detalj, men som likevel er viktige. Kapitlet drøfter også de viktigste begrensningene til denne rapporten. Kapittel 6 beskriver forutsetningene og resultatene fra de to sensitivitetene.

1.1 Metode og forutsetninger

Analysen bruker andre modellverktøy enn i *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023*

Vi har i denne rapporten gjort alle modellberegningene med optimeringsmodellen TheMA, også for *Basis*. LA23 ble det nordiske kraftsystemet analysert med modellen Samnett. Med unntak av forskjeller i modellverktøy, har vi brukt samme input og omfang i geografi og tidsoppløsning som i LA23 til modellberegningene. Se vedlegg i delkapittel 7.1 for en oversikt over noen forskjeller mellom modellene.

Scenarioene forutsetter økt norsk kraftforbruk

I de ulike scenarioene endrer vi kun kraftforbruket i Norge, mens vi holder forutsetningene for omverdenen like som i LA23. I hovedscenarioene og sensitivitetene forutsetter vi et høyere kraftforbruk i Norge enn i basisbanen i LA23. I den ene sensitiviteten har vi lagt til grunn økt

norsk kraftproduksjon. Ellers antar vi samme produksjonskapasiteter, kraftnett og brenselpriser for hele kraftsystemet som i LA23. Kraftforbruket utenfor Norge holdes også likt.

I NVEs basisbane ligger det inne en betydelig vekst i kraftforbruket frem mot 2030 og 2035. Noe av forbruksveksten stammer fra elektrifisering eller andre klimatiltak. Vi har derfor vurdert hvorvidt de enkelte tiltakene allerede inngår i basisbanen, og hvis ikke, hvor mye de øker kraftforbruket med. I tiltaksrapporten vurderes tiltakenes påvirkning på norske klimagassutslipp og norsk kraftforbruk mot en justert framskrivning av referansebanen («NB23justert») fra *Nasjonalt budsjettet 2023*. For å finne ut hva endringen i kraftforbruket blir fra basisbanen i LA23 til tiltaksrapporten, har vi derfor også måttet beregne endringen i forbruk fra LA23 til NB23justert. Deretter har vi lagt til kraftforbruket fra klimatiltakene i tiltaksrapporten. Siden vi holder basisbanen lik som i LA23, vil forskjeller i forbruk mellom basisbanen og scenarioene derfor både skyldes klimatiltakene og justeringer sammenlignet med NB23justert. Flere detaljer om forbruksberegningene er gitt i vedlegget i delkapittel 7.4.

Vi har ikke vurdert rimeligheten til anslått kraftbehov for de ulike klimatiltakene i tiltaksrapporten. Scenarioene kan ikke tolkes som NVEs syn på hvordan det fremtidige kraftforbruket i Norge vil utvikle seg.

1.2 Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023

I denne rapporten sammenligner vi scenarioene vi analyserer med basisscenarioet fra *Langsiktig kraftmarkedsanalyse* («LA23»). Heretter omtaler vi dette scenarioet som «Basis» eller «basisbanen». I dette delkapitlet gjengir vi noen av de sentrale forutsetningene for Norge i *Basis*. Vi har ikke oppdatert noen av forutsetningene fra LA23 med ny informasjon som har kommet siden utgivelsen her. Det vil likevel være noen forskjeller i *Basis* i denne analysen og *Basis* i LA23. Dette skyldes at resultatene som er rapportert for landene i Norden kommer fra modellen Samnett i LA23, mens vi i denne analysen brukes TheMA-modellen.

I LA23 anslås kraftprisen i Norge for et gjennomsnittlig år å ligge på 80 øre/kWh i 2030 og 59 øre/kWh i 2035. Et høyt nivå på prisene for gass og CO₂-utslippkvoter sammenlignet med prisene i forrige tiår bidrar til et høyt nivå på kraftprisene. Samtidig antar vi at kraftforbruket i Norge øker mer enn kraftproduksjonen. Samlet kraftbalanse ved gjennomsnittlig vær ligger derfor nærmere null i 2030, mens den er svakt positiv i 2035. Størstedelen av forbruksveksten kommer fra store forbrukere innen petroleumsnæringen, kraftintensiv industri, batterifabrikker, datasentre, grønn hydrogenproduksjon og elektrifisering av transport. For kraftproduksjon vil veksten mot 2030 hovedsakelig komme fra vannkraft og solkraft, mens det mot 2035 er vindkraft til havs og på land som vokser mest.

Se delkapittel 7.2 i vedlegget og LA23 for mer utfyllende informasjon om forutsetninger og resultater i eller utenfor Norge.

1.3 Norges klimaforpliktelser

Under Parisavtalen er Norges klimamål for 2030 å redusere utslippene av klimagasser med minst 55 prosent sammenlignet med 1990-nivået. Målet er lovfestet i *klimaloven*.⁴ Innen første kvartal 2025 skal landene som har tilsluttet seg Parisavtalen melde inn forpliktelser for 2035. Disse landene leverer utslippsregnskap til FN.

⁴ [Lov om klimamål \(klimaloven\) - Lovdata](#)

For å oppfylle 2030-målet under Parisavtalen har Norge inngått en klimaavtale med EU og Island. Siden avtalen ble inngått har alle tre parter meldt inn oppdaterte forpliktelser, med mål om en utslippsreduksjon på minst 50 prosent innen 2030.⁵ Samarbeidet går ut på at Norge og Island deltar i EUs klimaregelverk, som består av tre pilarer:

1. *Innsatsfordelingsforordningen* (effort sharing regulation - ESR)
2. *Klimakvotesystemet* (EU ETS)
3. Skog- og arealbruksregelverket

Under **innsatsfordelingsforordningen (ESR)** fastsettes nasjonale mål for utslipp innenfor transport, jordbruk, avfall, bygg og deler av industri- og petroleumssektoren. Målet for samlede utslippskutt i 2030 under ESR var opprinnelig satt til 30 prosent sammenlignet med 2005, men EU har vedtatt en skjerping av målet til 40 prosent. Det totale utslippsmålet fordeles på medlemslandene etter en fordelingsmekanisme. Hvert land får et årlig utslippsbudsjett for perioden 2021-2030. Norge er ventet å få et mål om å kutte ESR-utslippene med 50 prosent sammenlignet med 2005. Klimaregelverket åpner opp for noe fleksibilitet ved at visse mengder utslipp eller utslippskvoter kan overføres mellom land og pilarer.

Klimakvotesystemet (EU ETS) setter et felleseuropeisk tak på utslipp fra energiforsyning, industri og petroleumsutvinning, luftfart og skipsfart.⁶ EU ETS innebærer at kvotepliktige utslipp samlet skal reduseres med 62 prosent innen 2030 sammenlignet med 2005. For å sikre måloppnåelse reduseres antall tilgjengelige kvoter hvert år. Kvote omsettes i et marked der aktører som har kvotepliktige utslipp handler kvoter mellom seg.

Norge og EU har egne mål under Parisavtalen, og klimaeffekten av EUs klimakvotesystem skal fordeles mellom Norge og EU for å sikre konsistent utslippsrapportering til FN.⁷ Et slikt oppgjør må avklares med EU. Det er ennå ikke avklart hvordan dette skal gjøres, og dermed hvor mye samarbeidet vil bidra til å innfri Norges mål. Norge har derfor tatt høyde for bruk av markeds-samarbeid under Parisavtalens artikkel 6 dersom det er nødvendig.

Skog- og arealbruksregelverket har ikke direkte sammenheng med energibruk og omtales ikke nærmere her.

1.4 Miljødirektoratets tiltaksrapport

Miljødirektoratet utarbeider hvert år en tiltaksanalyse som utreder en rekke klimatiltak som kan gjennomføres i Norge. Arbeidet gjøres i samarbeid med andre fagetater. Rapporten presenterer et kunnskapsgrunnlag om utslippsreduksjonspotensial, barrierer og mulige virkemidler.

Et av formålene med rapporten er å vise hvilke utslippskutt det er mulig for Norge å oppnå nasjonalt. I årets rapport, *Klimatiltak i Norge – kunnskapsgrunnlag 2024*, er analyseperioden for første gang utvidet til 2035. Analysen omfatter hele økonomien. Tiltakene retter seg mot utslipp under innsatsfordelingsforordningen, klimakvotesystemet og skog- og arealbrukssektoren. Dersom alle tiltakene som er gruppert under ESR i tiltaksrapporten gjennomføres, vil dette kunne gi en utslippsreduksjon på minst 50 prosent i 2030 sammenliknet med 2005. Det

⁵ [EU-regelverk - miljødirektoratet.no](https://www.miljodirektoratet.no/tema/utslipp/utslippsreguleringer/eu-regelverk)

⁶ Skip over 5000 bruttotonn (BT) inkluderes i dag både i EU ETS og ESR. I denne analysen er tiltak innen skipsfart gruppert under ESR.

⁷ [Et 2035-bidrag som sikrer omstilling nasjonalt - miljødirektoratet.no](https://www.miljodirektoratet.no/tema/utslipp/utslippsreguleringer/et-2035-bidrag-som-sikrer-omstilling-nasjonalt)

har kommet signaler om at industriell karbonfjerning⁸ ikke vil inngå under ESR-pilaren.⁹ Dersom industriell karbonfjerning ikke vil kunne regnes som utslippskutt under ESR, må enten biodrivstoffbruken økes utover anslagene i tiltaksrapporten, eller fleksibilitetsmekanismene i ESR brukes, for å oppnå klimamålet.

I sum kan tiltakene som er utredet redusere utslipp fra alle sektorer med over 60 prosent fram mot 2035. Dette forutsetter at tiltakene reduserer utslippet utover kuttene som allerede ligger inne i NB23justert. Ifølge tiltaksrapporten vil tiltakene til sammen øke norsk kraftforbruk med omtrent 26-29 TWh utover forbruksøkningen i NB23justert i 2035. Tilsvarende tall for 2030 er 12-15 TWh. I delkapittel 7.3 i vedlegget gir vi en oversikt over hvordan tiltakene øker kraftforbruket per sektor.

⁸ Fangst og lagring av CO₂ fra forbrenning av biologisk materiale og DACCS (Direct Air Capture with Carbon Storage – direktefangst av CO₂ fra luft)

⁹ [Klima- og miljøministeren ber EU snu om karbonfjerning - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no)

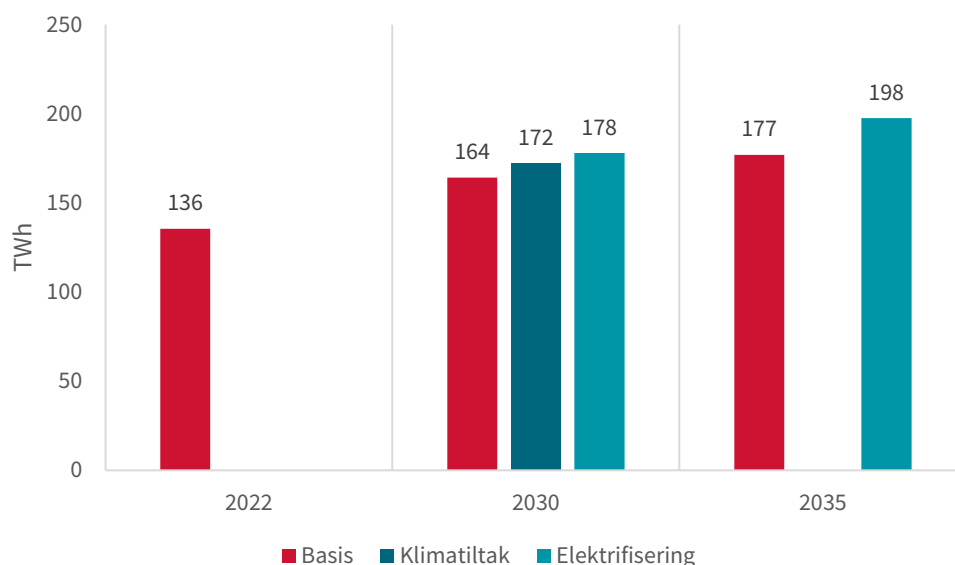
2 Scenarier

I denne delen presenteres flere detaljer om de to forbruksscenarioene.

Vi har kalt scenarioene for *Klimatiltak i ikke-kvotepliktig sektor* (heretter kalt «Klimatiltak») og *Elektrifisering i hele økonomien* (heretter kalt «Elektrifisering»). For begge scenarioer legger vi til grunn et høyere forbruk enn i basisscenarioet fra LA23, mens øvrige forutsetninger holdes like. I *Klimatiltak* antas alle tiltakene under ESR fra tiltaksrapporten å bli gjennomført nasjonalt. Scenarioet illustrerer én mulig utviklingsbane for oppnåelse av Norges klimaforpliktelse. I realiteten er det flere veier til å oppnå målet, med noe ulik grad av elektrifisering, karbonfangst og bruk av biobrensler, samt ulikt aktivitetsnivå i enkelte næringer. Siden Norge i analyseperioden kun har lovfestede klimamål for 2030 ser vi bare på dette modellåret i scenarioet.

I *Elektrifisering* øker kraftforbruket ytterligere, siden det forutsettes at alle tiltak som Miljødirektoratet har utredet, inkludert innen EU ETS, gjennomføres. Scenarioet illustrerer en utstrakt elektrifisering av den norske økonomien som gir en større reduksjon av klimagassutslipp i Norge enn det som er fastsatt under ESR. Den siste tiltaksrapporten fra Miljødirektoratet ser på tiltak frem mot 2035, og derfor inkluderer vi også 2035 som modellår i dette scenarioet.

Figur 2-1 viser årlig brutto kraftforbruk¹⁰ i Norge for de ulike scenarioene. Figuren inkluderer modellåret 2022 og basisscenarioet slik at det er mulig å sammenligne forbruket med dagens nivå og basisbanen fra LA23.¹¹ I vedlegget beskrives kraftbehovene til ulike klimatiltak per sektor (delkapittel 7.3) og detaljer om forbruksberegningene for scenarioene (delkapittel 7.4).



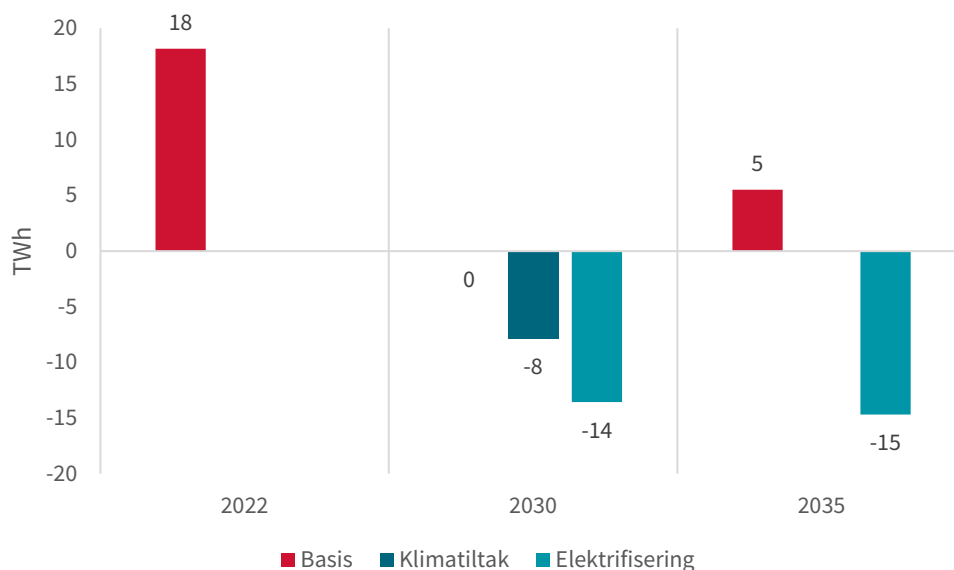
Figur 2-1: Årlig brutto kraftforbruk per scenario. Gjennomsnitt av 30 værår.

Siden vi forutsetter at produksjonsapparatet er det samme som i *Basis* både for *Klimatiltak* og *Elektrifisering*, er det kun kraftforbruket som er forskjellig i de ulike scenarioene. Figur 2-2 viser

¹⁰ Brutto kraftforbruk inkluderer nettap.

¹¹ Merk at forbrukstallene for *Basis* som vises her kan avvike noe fra tallene i LA23-rapporten, ettersom det i denne analysen er brukt en annen kraftmarkedsmodell for Norge og Norden.

norsk kraftbalanse¹² i et normalår for de ulike scenarioene. I basisbanen går kraftbalansen mot null i 2030, før den styrker seg mot 2035. I de to scenarioene gir høyere forbruk kraftunderskudd i både 2030 og 2035.



Figur 2-2: Årlig kraftbalanse per scenario. Gjennomsnitt av 30 værår.

Kraftbalansen varierer mye fra år til år, avhengig av vær og andre markedsforhold. Selv om Norge ved gjennomsnittlig vær har kraftoverskudd, vil det kunne være værår med underskudd og motsatt.

2.1 Klimatiltak

Klimatiltak er et scenario basert på Miljødirektoratets tiltaksrapport (se delkapittel 1.4) som viser én mulig måte Norge kan oppfylle sin klimaforpliktelse for 2030 på. Som nevnt i delkapittel 1.3, gjelder forpliktelsen kun klimagassutslippene som faller under innsatsfordelingsforordningen, der målet er en reduksjon på 50 prosent fra nivået i 2005. Dette scenarioet innebærer derfor kun økt forbruk utover basisbanen som følge av klimatiltak rettet mot sektorer som tilhører ESR. I scenarioet øker kraftforbruket med 37 TWh fra 2022 til 2030, sammenlignet med en økning på 29 TWh i *Basis*.

Gitt forbruksøkningen i scenarioet blir kraftforbruket 172 TWh i 2030, 8 TWh høyere enn i vårt basisscenario. *Klimatiltak* bidrar med relativt lite nytt forbruk sammenlignet med forbruksveksten i *Basis* i 2030. Dette skyldes at allerede vedtatt politikk, som f.eks. elbilfordelene, inngår i vår basisbane fra før.

Tiltakene som Miljødirektoratet har utredet for transportsektoren anslås å øke kraftforbruket med rundt 2 TWh. Blant klimatiltakene finner man både tiltak som bidrar til forbruksreduksjoner og -økninger. Forbruksreducerende tiltak tar sikte på å unngå transport, f.eks. ved å legge opp til mer bruk av hjemmekontor, eller ved å gjøre det lettere for folk å velge mer ressurseffektive transportformer som gange, sykkel eller kollektivtransport. Tiltakene som øker

¹² Kraftbalanse er det samme som kraftproduksjon fratrukket kraftforbruk.

kraftforbruket, går stort sett ut på å elektrifisere varebiler og tyngre kjøretøy på land og fartøy til sjøs.

For andre næringer bidrar klimatiltakene med en forbruksøkning på i overkant av 1 TWh. Disse tiltakene handler primært om at maskiner på bygge- og anleggsplasser og i jordbruket skal bli utslippsfrie. Bruk av teknologier for karbonfangst og -lagring ved avfallsforbrenningsanlegg bidrar også med betydelige forbruksøkninger.

De andre sektorene som får økt forbruk i scenarioet er hydrogenproduksjon, husholdninger og tjenesteyting. Kraftintensiv industri har også en betydelig forbruksøkning i dette scenarioet. Det som skyldes etablering av anlegg for direktefangst av CO₂ fra luft, eller såkalte DACCS-anlegg, og tiltaket antas å redusere utslipp under ESR.¹³ Tiltak i hydrogensektoren går i hovedsak ut på å legge om til hydrogenbaserte drivstoff i sjøfarten. Klimatiltakene som bidrar til forbruksøkning i husholdninger og tjenesteytende sektor er utfasing av gass til oppvarming av bygg.

Som tidligere nevnt, illustrerer *Klimatiltak*-scenarioet én av flere mulige måter Norge kan oppfylle klimaforpliktelsen for 2030 på. Virkemidlene i regjeringens Klimastatus og -plan vil utløse klimatiltak, men disse kan være forskjellige fra tiltakene i tiltaksrapporten. Det er grunn til å tro at kraftbehovet som kan utløses av virkemidlene er lavere enn kraftbehovet til de utredede tiltakene.

2.2 Elektrifisering

Elektrifisering illustrerer en situasjon med omfattende elektrifisering av den norske økonomien, inkludert for sektorene med utslipp under EU ETS. Også her har vi brukt Miljødirektoratets tiltaksrapport (se delkapittel 1.4) som underlag for å anslå forbruksøkningen fra klimatiltak rettet mot kvotepliktige utslipp. Vi forutsetter at tiltakene fra *Klimatiltak* gjennomføres, slik at klimaforpliktelsen for 2030 også vil oppfylles i dette tilfellet.

I dette scenarioet ender det norske kraftforbruket på 178 TWh i 2030, opp 14 TWh fra basis-scenarioet samme år. Av dette utgjør tiltak under EU ETS en forbruksøkning på nærmere 7 TWh. Utslippene som inngår i klimakvotesystemet stammer stort sett fra større anlegg i industri- og petroleumssektoren. Klimatiltakene som er aktuelle for slike anlegg vil ofte være spesifikke for det enkelte anlegget. Eksempler på slike klimatiltak er direkte elektrifisering, CCUS¹⁴ og produksjon av hydrogen til industriformål eller som erstatning for fossile brensler. Resterende økning stammer fra klimatiltakene under innsatsfordelingsforordningen beskrevet i delkapittel 2.1, samt økte nettap og justeringer.

I 2035 øker forbruket til 198 TWh, noe som er nesten 21 TWh høyere enn i *Basis*. Her står ESR-tiltak for en forbruksøkning på i underkant av 11 TWh, mens EU ETS-tiltakene øker forbruket med bortimot 15 TWh. Fordi enkelte tiltak allerede inngår i basisbanen i 2035, blir forskjellen i kraftforbruk mellom *Elektrifisering* og *Basis* lavere enn bidragene fra tiltakene isolert sett.

¹³ Det har kommet signaler om at industriell karbonfjerning trolig vil gå under EU ETS og ikke ESR.

¹⁴ Karbonfangst, -bruk og -lagring (Carbon Capture, Utilisation and Storage)

3 Kraftmarkedet i 2030

I denne delen presenteres først noen resultater fra NVEs basisbane 2030, deretter resultater fra scenarioene.

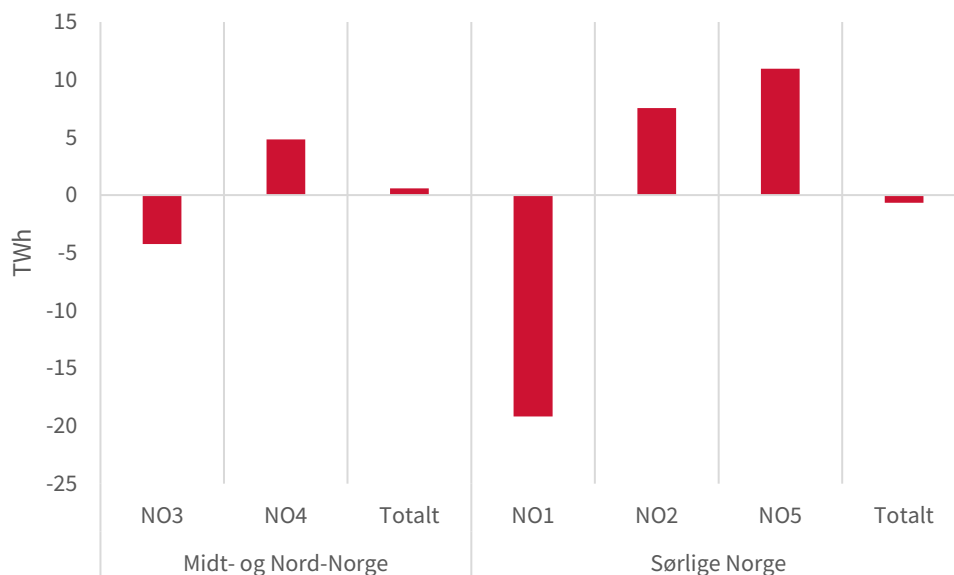
I enkelte tilfeller velger vi å bruke resultater fra sørvest-Norge (NO2) som eksempel i stedet for å gå inn på resultater for hvert av de fem norske prisområdene. For 2030 og lenger fram i tid ser vi imidlertid at prisforskjellene mellom områdene blir mindre. Dermed vil resultatene som vises for NO2 langt på veg være representative for de andre prisområdene.

3.1 Basis i 2030

Norge har like stor krafteksport som -import i et gjennomsnittlig værår

I dag er det vanlig at prisområdene i sørlige Norge (NO1, NO2 og NO5) har ganske like priser store deler av tiden fordi det er god handelskapasitet og tilnærmet fri krafthandel mellom dem. Det samme gjelder også for Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4). Det er begrenset med handelskapasitet mellom NO3 og prisområdene i sør, slik at det flyter lite kraft direkte mellom Midt- og Nord-Norge og sørlige Norge.

For modellåret 2030 ligger den norske kraftbalansen i et gjennomsnittlig værår rundt null i Basis.¹⁵ På prisområdenivå er det store forskjeller, der vest- (NO5), sørvest- (NO2) og Nord-Norge (NO4) har kraftoverskudd, mens sørøst- (NO1) og Midt-Norge (NO3) har kraftunderskudd. Kraftbalansene er imidlertid fordelt på en slik måte at både sørlige Norge og Midt- og Nord-Norge begge har en kraftbalanse nær null. Figur 3-1 viser kraftbalanser per prisområde for basisscenarioet i 2030.

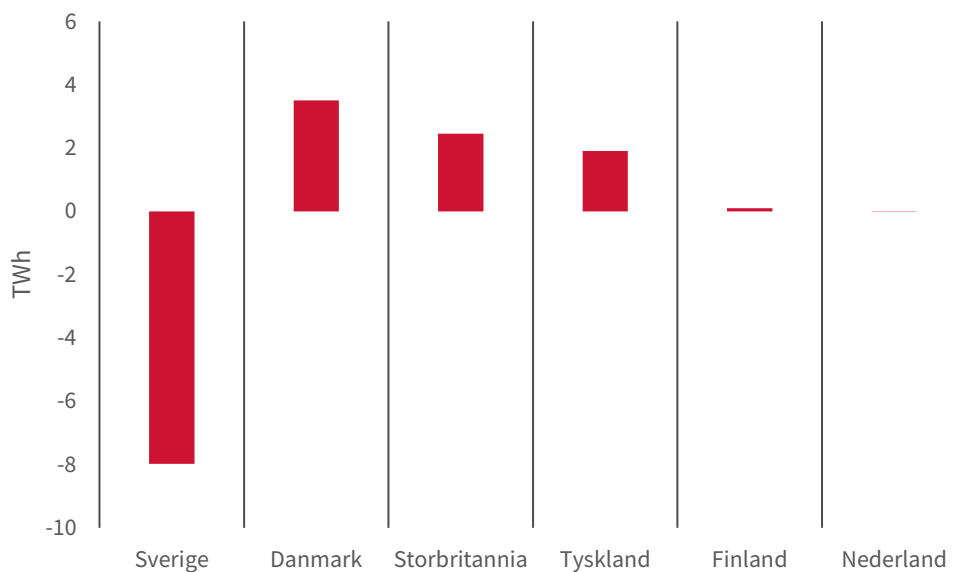


Figur 3-1: Kraftbalanse i Basis per prisområde i 2030. Gjennomsnitt av 30 værår.

Siden den norske kraftbalansen i et gjennomsnittlig værår antas å ligge rundt null i 2030 i basisbanen, handler Norge kraft med nabolandene slik at eksport og import er på størrelse

¹⁵ Norges kraftbalanse kan variere mye fra år til år avhengig av værforhold. Selv om kraftbalansen er null eller negativ kan det forekomme år med positiv kraftbalanse, typisk våtår.

med hverandre. Figur 3-2 viser kraftutvekslingen mellom Norge og nabolandene i *Basis*. Som vi ser av søylene i figuren importerer Norge store mengder kraft fra Sverige, og eksporterer kraft til Danmark, Storbritannia og Tyskland. Totalt utgjør summen av import fra Sverige omtrent det samme som summen av eksport til kontinentet. Norge fungerer dermed som et transittland, der kraft flyter fra Sverige via Norge til kontinentet. En viktig forutsetning for dette kraftflytbildet, er at vi i basisbanen har antatt et stort kraftoverskudd i Sverige, både i 2030 og 2035.¹⁶ Dette gjør at Sverige over året har store mengder kraftproduksjon de ikke selv får brukt. Dersom kraftoverskuddet i Sverige blir mindre enn vi har antatt, for eksempel om man også der legger til grunn større klimaambisjoner, vil kraftimport bli dyrere og kraftflyten kunne forandres.



Figur 3-2: Kraftutveksling med naboland i *Basis* i 2030. Positive verdier er nettoeksport, mens negative verdier er nettoimport. Gjennomsnitt av 30 værår.

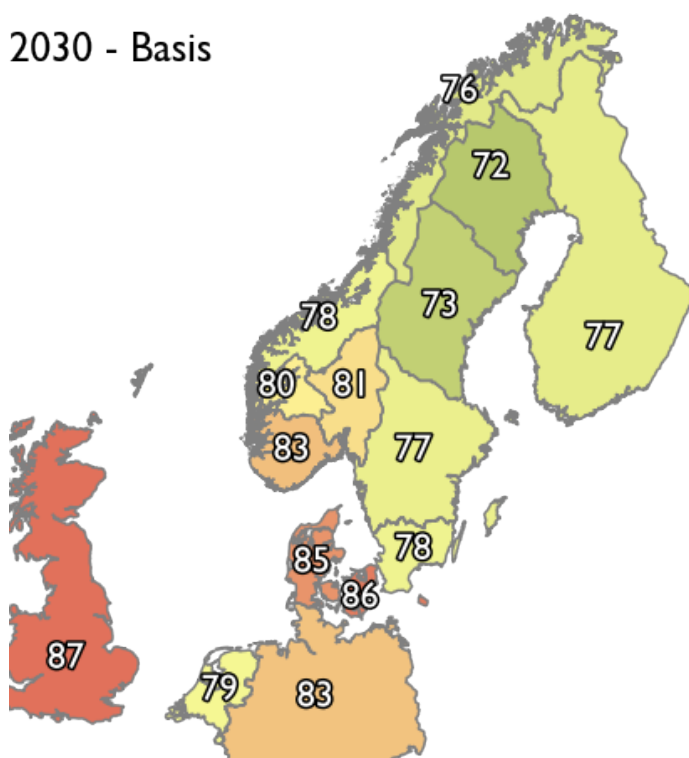
Norske kraftpriser ligger på rundt 80 øre/kWh

I 2030 i basisscenarioet ligger modellerte kraftpriser på mellom 70 og 90 øre/kWh i mange av landene i Nord-Europa i et gjennomsnittlig værår. Figur 3-3 viser kraftprisene for de fem norske prisområdene samt prisområdene i naboland som Norge utveksler kraft med. I de norske prisområdene legger prisene seg i nærheten av 80 øre/kWh. I likhet med i dag, ser vi at prisene i Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4) ligger noe lavere enn prisene i sørlige Norge (NO1, NO2 og NO5), men forskjellene er mindre enn det som har vært vanlig de siste årene.

Prisbildet vi ser kan i stor grad forklares av forskjeller i regionale kraftbalanser i Norden. Områder med overskudd av kraft må ha lavere priser enn områdene rundt for å kunne eksportere kraft. Tilsvarende må områder med underskudd av kraft ha høyere priser enn omkringliggende områder for å kunne importere kraft. Områdene nord i Norden har til sammen et stort kraftoverskudd og derfor lavest priser. Kraftoverskuddet er størst i Nord-Sverige, og for at kraften skal flyte sør- og vestover må prisene der være lavere enn i områdene rundt. Midt og Nord-Norge, som har et lite kraftoverskudd, ender opp med et prisnivå mellom Nord-Sverige og sørlige Norge.

¹⁶ Henholdsvis 32 og 33 TWh i 2030 og 2035.

2030 - Basis



Figur 3-3: Kraftpriser i 2030 i Basis i øre/kWh. Reelle 2022-priser ved antatt EUR-NOK-kurs på 10,1. Gjennomsnitt av 30 værår.

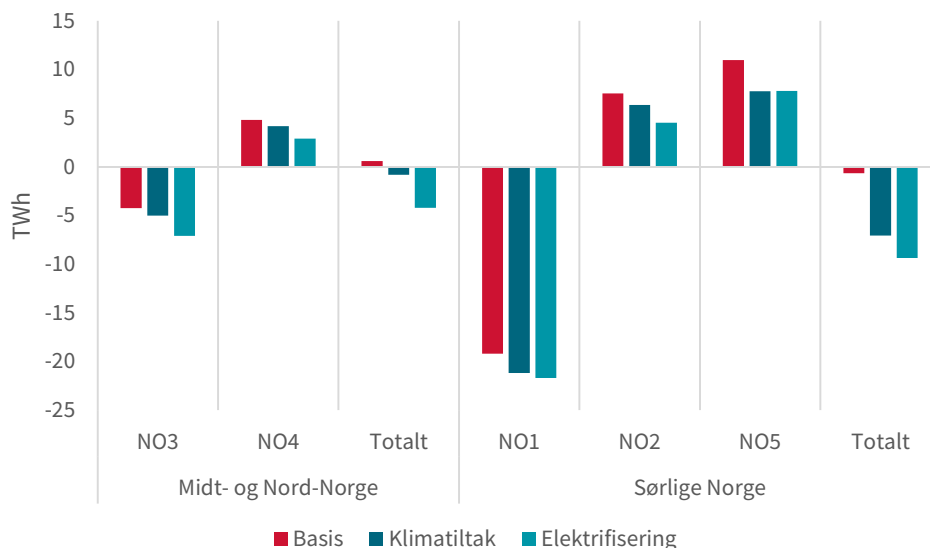
Sørlige Norge har et lite kraftunderskudd, slik at regionen må ha nettoimport for å få dekket kraftbehovet. Prisene i sørlige Norge vil derfor i deler av året være på linje på prisene på kontinentet.

3.2 Scenarioreultat

Økt forbruk gir kraftunderskudd

I *Klimatiltak* øker kraftforbruket i sektorene under ESR, der typiske kategorier er transport, husholdninger og tjenesteyting. Siden forbruket her henger sammen med folketall, reduseres kraftbalansen mest i de mer folkerike prisområdene i sør. Miljødirektoratet har antatt at DACCS-tiltaket gjøres i Vest-Norge (NO5), noe som er med på å forklare reduksjonen i kraftbalansen der. Samlet får sørlige Norge et kraftunderskudd på 7 TWh, mens Midt- og Nord-Norge får et kraftunderskudd på i underkant av 1 TWh. Dette er presentert i Figur 3-4, som viser kraftbalanser per prisområde for alle scenarier.

I *Elektrifisering* øker kraftforbruket i tillegg i virksomheter innen industri og petroleumsnæringen. Slike virksomheter finnes i hele landet, men i scenarioet øker forbruket noe mer i de nordlige prisområdene enn i de sørlige. Dermed får Midt- og Nord-Norge her et kraftunderskudd på 4 TWh, mens sørlige Norge får et kraftunderskudd på 9 TWh.



Figur 3-4: Kraftbalanse per scenario og prisområde i 2030. Gjennomsnitt av 30 værår.

Kraftunderskuddet dekkes med nettoimport

I *Klimatiltak* endres kraftbalansen til et kraftunderskudd på 8 TWh, og Norge må dermed ha en årlig nettoimport på 8 TWh. Nettoimporten fra Sverige øker, mens nettoeksporten til Danmark, Storbritannia og Tyskland minker. Mot Nederland snur kraftflyten til nettoimport. Kraftflyten endres mest mellom landene der handelskapasiteten er størst. Dette var også landene Norge hadde størst utveksling med i utgangspunktet. Når nettoimporten øker og nettoeksporten reduseres betyr det at mer av kraften fra Sverige og Nederland brukes i Norge, og Norge fungerer i mindre grad som et transittland for svensk kraft. Figur 3-5 viser kraftutvekslingen mellom Norge og handelspartnere for hvert av scenarioene.

Elektrifisering-scenarioet forsterker tendensene vi ser i *Klimatiltak*; nettoimporten fra Sverige og Nederland øker, mens nettoeksporten til Danmark, Storbritannia og Tyskland minker. Nettoutvekslingen med Tyskland og Finland ender opp rundt null.

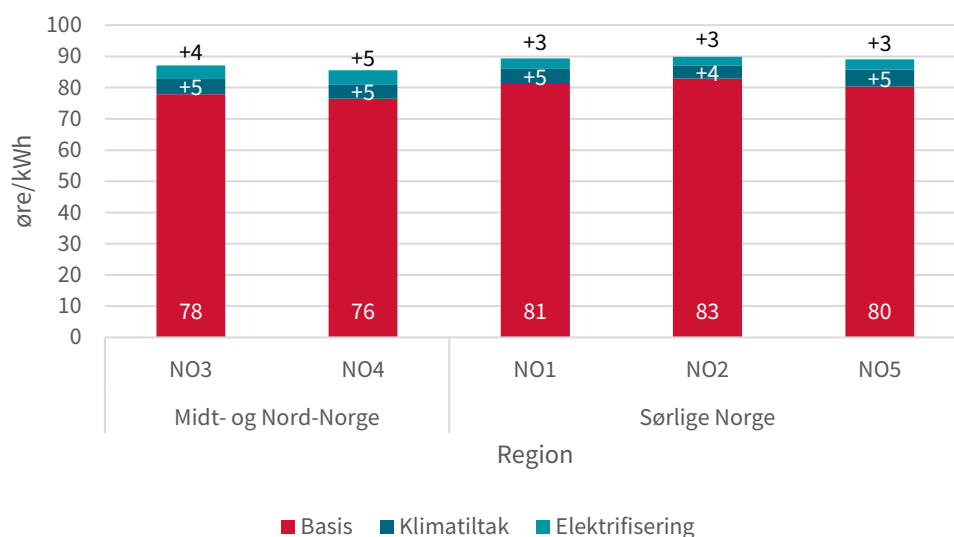


Figur 3-5: Kraftutveksling med naboland per scenario i 2030. Positive verdier er nettoeksport, mens negative verdier er nettoimport. Gjennomsnitt av 30 værår.

Høyere forbruk øker kraftprisen

Klimatiltak og *Elektrifisering* har henholdsvis 8 TWh og 14 TWh høyere forbruk enn basis-scenariot i 2030. Siden alt annet holdes likt, fører forbruksøkningen til at norske kraftpriser øker i et gjennomsnittlig værår. Dette skyldes at det økte kraftbehovet må dekkes av dyrere kraftproduksjon hos våre handelspartnere. Årlige priser per scenario og prisøkningene fra *Basis* er vist i Figur 3-6. I *Klimatiltak* øker kraftprisene med 4-5 øre/kWh til rundt 85 øre/kWh, og endringen er omtrent lik for hvert av de norske prisområdene.

I *Elektrifisering* går kraftprisene opp 7-10 øre/kWh til nærmere 90 øre/kWh. Prisene i Midt- og Nord-Norge øker noe mer enn prisene i sørlige Norge. Dermed blir også prisforskjellene mellom nord og sør i Norge mindre. Dette har sammenheng med at prisene i sørlige Norge i dette scenarioet i større grad kobles med prisene i Danmark, Storbritannia og landene på kontinentet. Siden prisene i disse områdene påvirkes lite av høyere forbruk i Norge, kan underskuddet i sørlige Norge dekkes med import som ikke er mye dyrere enn i *Basis*. Dette er med på å forklare at prisøkningen i sørlige Norge blir noe lavere enn i Midt- og Nord-Norge.



Figur 3-6: Kraftpriser i *Basis* i 2030 sammen med prisendring i scenarioene. Reelle 2022-priser ved antatt EUR-NOK-kurs på 10,1. Gjennomsnitt av 30 værår.

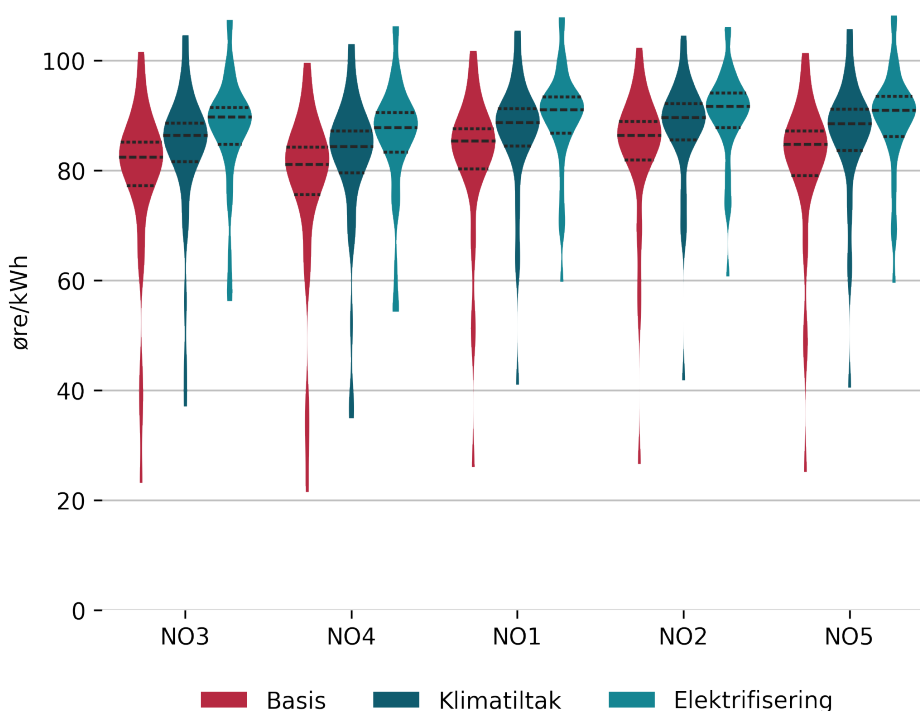
Prisene i våtår påvirkes mer av økt forbruk enn prisene i tørrår

I 2030 blir modellerte årlige kraftpriser ganske like på tvers av ulike værår i *Basis*. I over halvparten av årene legger prisene seg innenfor et spenn på 10 øre/kWh.

Det er større variasjon mellom prisene i værår som ligger under gjennomsnittet enn mellom de som ligger over. At prisene varierer mer på nedsiden av gjennomsnittet enn på oversiden, kan delvis forklares med variasjon i nedbør. I år med mye nedbør er vannkraftproduksjonen høy i store deler av året. I perioder vil dette gi store overskudd av kraft, som presser norske kraftpriser ned for å eksportere kraften til naboland. Tidvis kan prisene bli svært lave sammenlignet med prisene ellers. Antall lavpristimer varierer mye mellom værår, også i våtårene med lave årspriser. Figur 3-7 viser hvordan årlige kraftpriser fordeler seg i ulike værår for hvert scenario. I *Basis* finnes det værår som gir en årspris ned mot 20 øre/kWh. Det er 55-60 øre/kWh lavere enn gjennomsnittet over alle værår. Vi finner ikke like stor variasjon i prisene som ligger høyere enn gjennomsnittet. Årsprisene vil typisk være høyere enn gjennomsnittet i værår med lite nedbør. Da må Norge sikre seg import ved at norske kraftpriser er like eller høyere enn hos våre

handelspartnere. Siden prisnivået hos våre handelspartnere blir mindre påvirket av variasjoner i norsk vær enn prisene i Norge, kan Norge importere litt mer (enn i et normalår) uten at prisen på import øker vesentlig. Dette hviler på antakelsen om at det er ledig kapasitet, særlig fra gasskraft, som kan øke produksjonen for å dekke norsk behov for kraft.

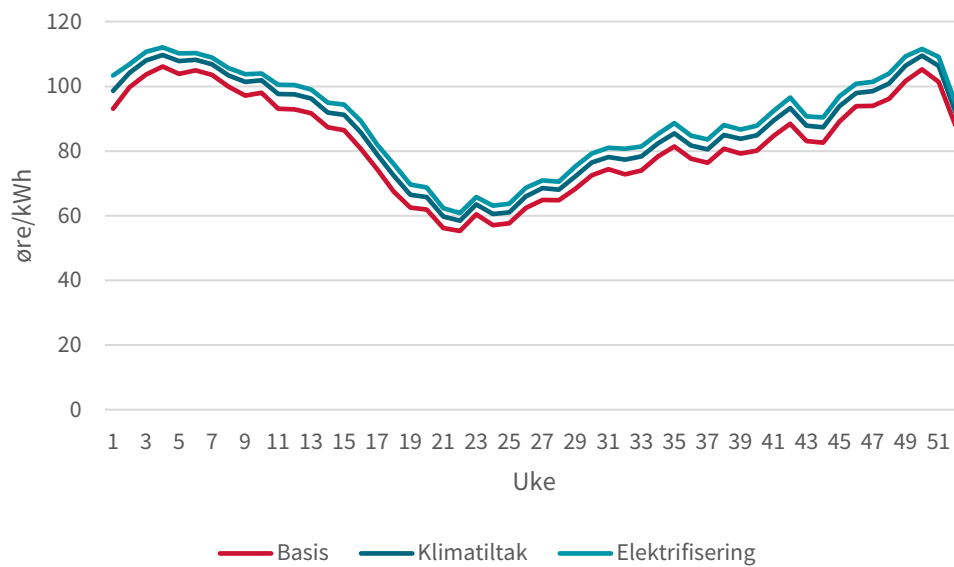
Ved økt forbruk svekkes kraftbalansen selv i de våteste værårene og norske kraftpriser trenger ikke å være lavere enn hos våre handelspartnere i like stor del av tiden som i *Basis*. Det er med på å forklare at nedsiden i utfallsrommet minsker i begge scenarioer. Forklaringen er den samme som for *Basis* når det gjelder oppsiden, og hviler på samme antakelse om ledig kapasitet i produksjonsapparatet hos våre handelspartnere. I vår analyse er de norske kraftprisene mer følsomme overfor endringer i kraftbalansen i våtår enn i tørrår.



Figur 3-7: Årlige kraftpriser i ulike værår per scenario og prisområde i 2030. Formene er bredere der det er flere observasjoner. Stiplede linjer markerer de ulike kvartilene, der den midterste representerer medianen. Reelle 2022-priser ved antatt EUR-NOK-kurs på 10,1.

Prisvirkningen av økt forbruk er relativt lik gjennom året

Økningen i årlige kraftpriser i *Klimatiltak* og *Elektrifisering* kan forklares med at kraftprisene legger seg høyere gjennom hele året. Kurvene i Figur 3-8 viser ukentlige kraftpriser i snitt over alle værår for hvert av scenarioene. Forskjellene i ukentlige priser sammenlignet med *Basis* er ganske like gjennom året. Samtidig ser man tegn til at prisene om høsten, vinteren og våren løftes noe mer enn prisene om sommeren.



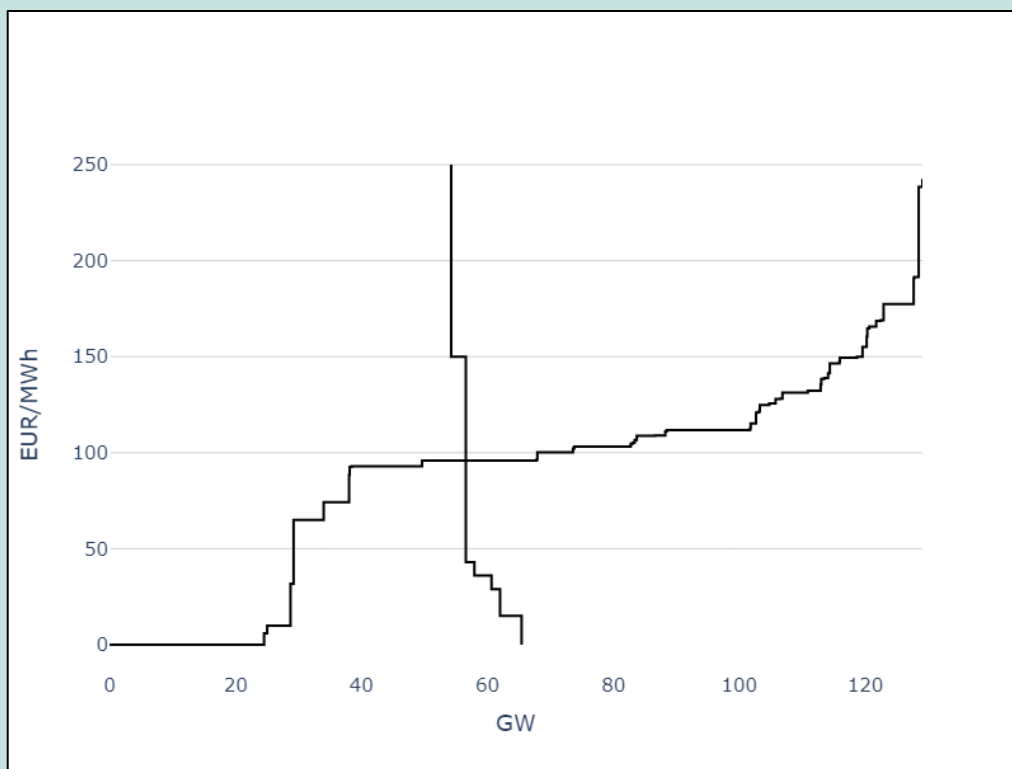
Figur 3-8: Kraftpriser per uke i 2030 i sørvest-Norge (NO2) per scenario. Gjennomsnitt av 30 værår. Reelle 2022-priser ved antatt EUR-NOK-kurs på 10,1.

Hvorfor høyere forbruk har moderat påvirkning på kraftprisene i tørrår i vår analyse

Rundt 2030 forventer vi at Norge vil ha kraftunderskudd i år med lite nedbør og lite vind. For slike situasjoner vil kraftprisene hos i naboland være viktigere for prisdannelsen enn ellers. I vår analyse finner vi at gasskraft ofte vil være prissettende teknologi på kontinentet i 2030. Produksjonen fra gasskraft er fleksibel og væruavhengig, og kan økes uten at kostnadene øker dersom det er ledig kapasitet.

I timer med import vil kraftprisen i Norge være minst like høy som prisen i landet som eksporterer. Figuren under er en illustrasjon av hvordan markedet hos våre handelspartnere klarerers i en time hvor det er marginalkostnaden til et gasskraftverk som setter prisen.

Hvis etterspørselen etter kraft fra Norge øker, vil etterspørselskurven forskyves mot høyre i figuren under. At tilbudskurven er relativt flat til høyre for det opprinnelige krysset, skyldes at landene Norge importerer kraft fra har mye tilgjengelig gasskraft i den aktuelle timen. Et lite skift til høyre i etterspørselskurven vil derfor gi lite eller ingen priseffekt hos våre handelspartnere, og dermed liten endring i norske kraftpriser ved import. Dette forutsetter at Norge har tilstrekkelig utvekslingskapasitet til å dekke importbehovet.



Illustrasjon av representative tilbuds- (stigende) og etterspørselskurver (avtagende) i *Basis* i 2030. Aggregerte kurver for Danmark, Storbritannia, Tyskland og Nederland. Tilbudt og etterspurt kapasitet på x-aksen og reelle 2022-priser på y-aksen.

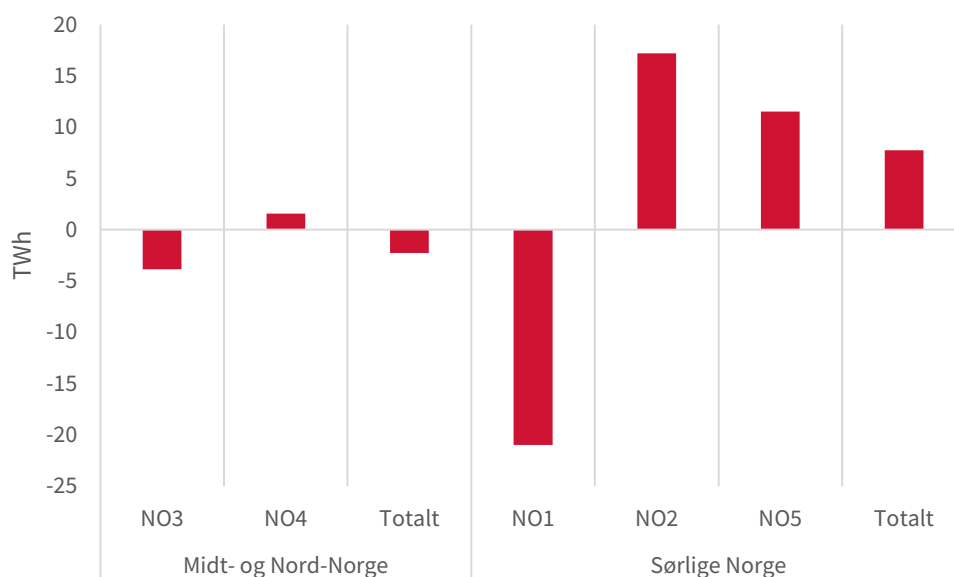
4 Kraftmarkedet i 2035

Nedenfor presenteres utvalgte resultater fra NVEs basisbane i 2035, deretter resultater fra *Elektrifisering*.

4.1 Basis i 2035

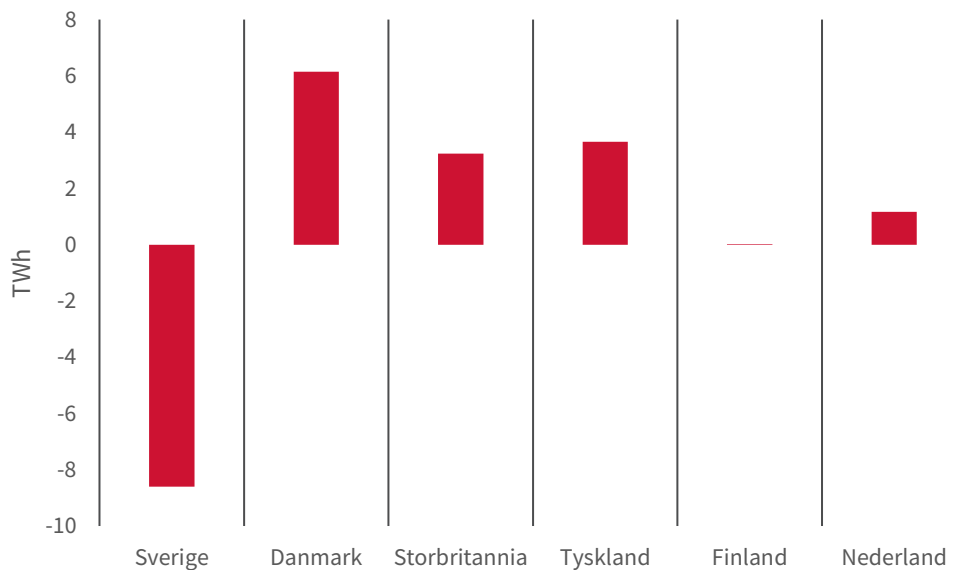
Havvind gir kraftoverskudd i sørlige Norge og nettoeksport

I modellåret 2035 har Norge et kraftoverskudd i et gjennomsnittlig værår på om lag 5 TWh. I Midt- og Nord-Norge antar vi at forbruket vokser mer enn produksjonen mellom 2030 og 2035, slik at NO3 og NO4 til sammen har et underskudd av kraft. NO4 har fortsatt et lite overskudd, men underskuddet i NO3 er større. I samme periode antar vi at sørlige Norge bygger seg opp et kraftoverskudd. Dette skyldes antakelsen om at havvind vil komme i drift, med ilandføring i NO2, før 2035. I de øvrige prisområdene har NO1 et underskudd av kraft, mens NO5 har et kraftoverskudd. Kraftbalanse per prisområde i 2035 vises i Figur 4-1.



Figur 4-1: Kraftbalanse i *Basis* per prisområde i 2035. Gjennomsnitt av 30 værår.

Kraftutvekslingen på årsbasis følger samme mønster som i 2030. Fra Sverige blir det fortsatt høy nettoimport, mens det blir nettoeksport til Danmark, Storbritannia og Tyskland. Figur 4-2 viser Norges kraftutveksling med nabolandene i *Basis*.

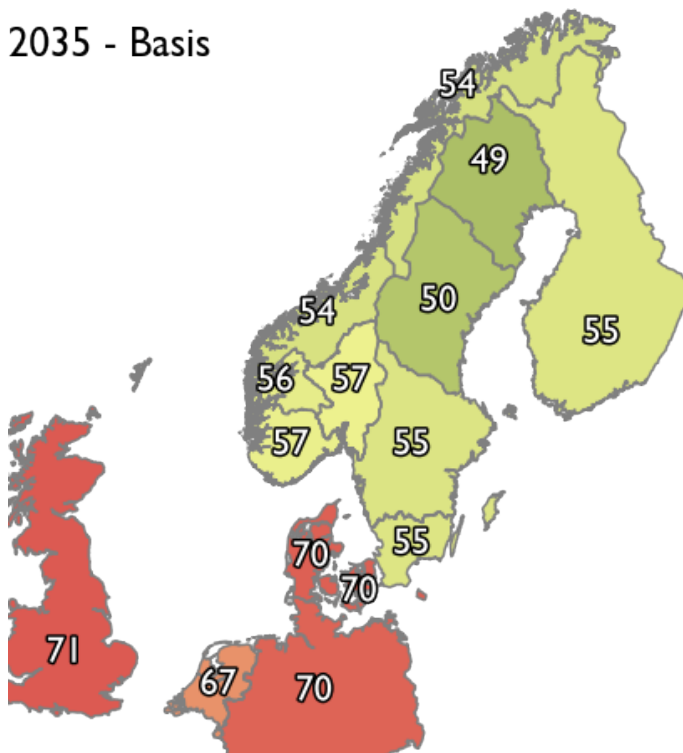


Figur 4-2: Kraftutveksling med naboland i *Basis* i 2035. Positive verdier er nettoeksport, mens negative verdier er nettoimport. Gjennomsnitt av 30 værår.

I 2035 ligger kraftprisene i Norge på omtrent 55 øre/kWh

Mot 2035 faller de norske kraftprisene til om lag 55 øre/kWh fra rundt 80 øre/kWh i 2030 i basisbanen. Kraftprisene i prisområdene i Norge og naboland i 2035 vises i Figur 4-3. Også for dette modellåret ser vi at prisene i Midt- og Nord-Norge ligger lavere enn prisene i sørlige Norge, men prisforskjellene er mindre enn i 2030. Det er et markert skille mellom prisene i områdene nord i Norden, og prisene i Danmark, Storbritannia og nabolandene på kontinentet. Her ligger prisene på 65-70 øre/kWh.

2035 - Basis



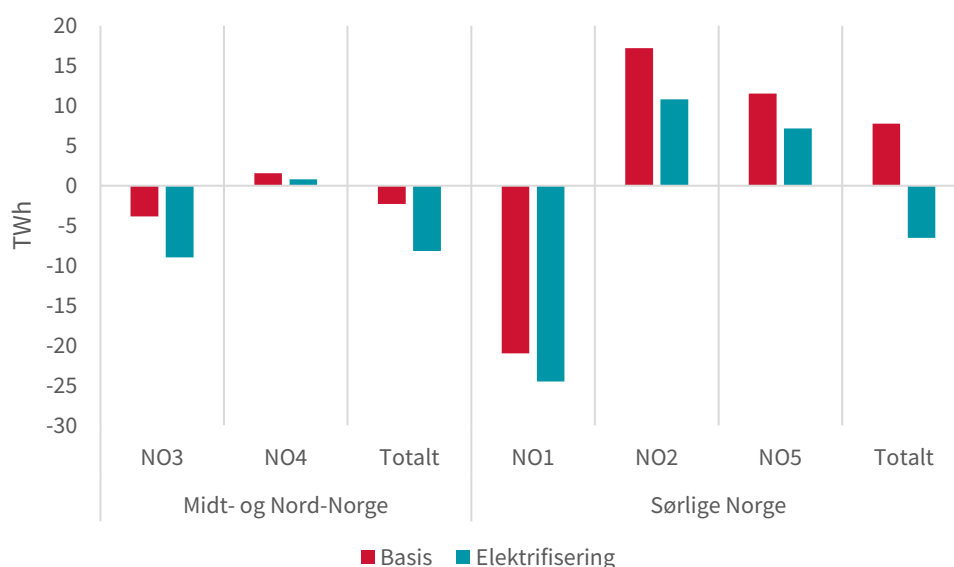
Figur 4-3: Kraftpriser i 2035 i *Basis* i øre/kWh. Reelle 2022-priser ved antatt EUR-NOK-kurs på 10,1. Gjennomsnitt av 30 værår.

Lavere kraftpriser i Europa og en styrket nordisk kraftbalanse bidrar til nedgangen i norske priser mot 2035. I Europa antar vi at det bygges ut stadig mer fornybar kraft, noe som resulterer i at dyrere teknologier som gass og kull setter prisene en mindre andel av tiden. Betydelig utbygging av havvind, solkraft og vindkraft på land bidrar til at det nordiske kraftoverskuddet styrkes. For å kvitte seg med overskuddet øker nettoeksporten mot kontinentet, og dermed blir nordiske kraftpriser lavere enn prisene på kontinentet.

4.2 Scenarioreultat

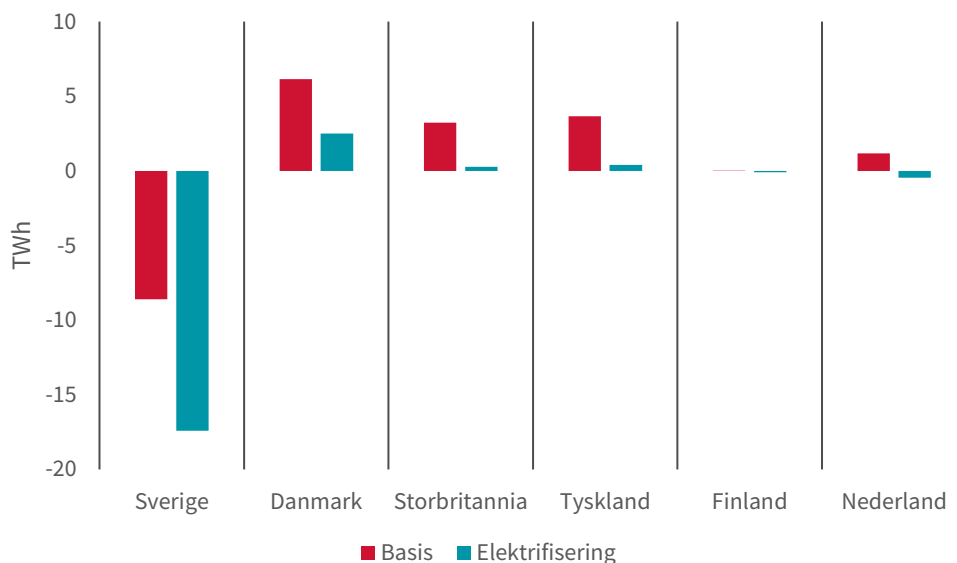
Kraftunderskudd på nivå med 2030 i Elektrifisering

Elektrifisering har høyere forbruk på grunn av gjennomføring av klimatiltak i alle sektorer av den norske økonomien. Sammenlignet med basisscenarioet svekkes kraftbalansen med 15 TWh, og størst er endringene i områdene NO2 og NO3. Kraftunderskuddet i prisområdene i sørlige Norge blir nesten like stort som underskuddet i Midt- og Nord-Norge. Kraftbalansene per prisområde og scenario i 2035 vises i Figur 4-4.



Figur 4-4: Kraftbalanse per scenario og prisområde i 2035. Gjennomsnitt av 30 værår.

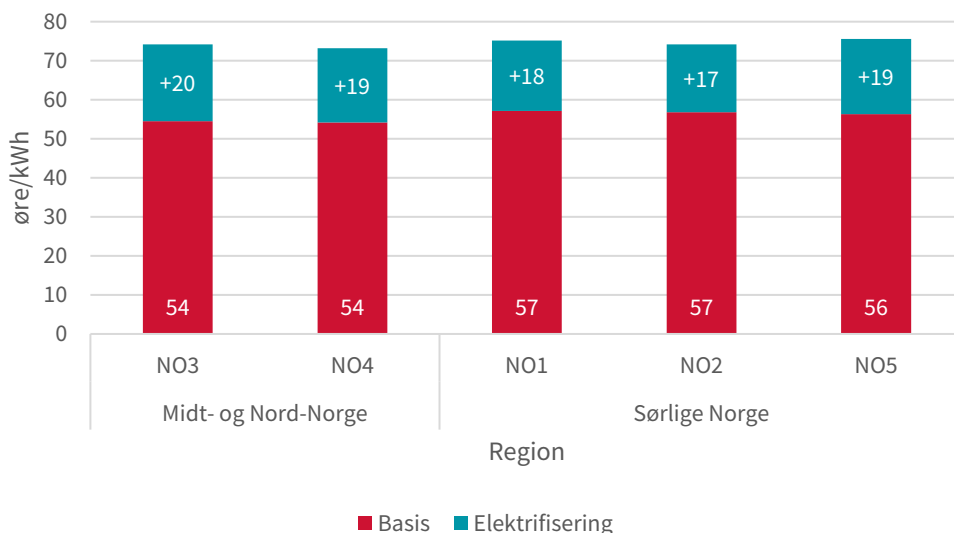
Underskuddet på kraftbalansen i *Elektrifisering* må dekkes av import fra nabolandene. Som vist i Figur 4-5, skjer dette ved at nettoimporten fra Sverige dobles, nettoeksporten til Danmark mer enn halveres, mens handelen med resten av landene balanserer import med eksport slik at nettoutvekslingen blir omtrent null.



Figur 4-5: Kraftutveksling med naboland per scenario i 2035. Positive verdier er nettoeksport, mens negative verdier er nettoimport. Gjennomsnitt av 30 værår.

I Elektrifisering øker norske kraftpriser betydelig

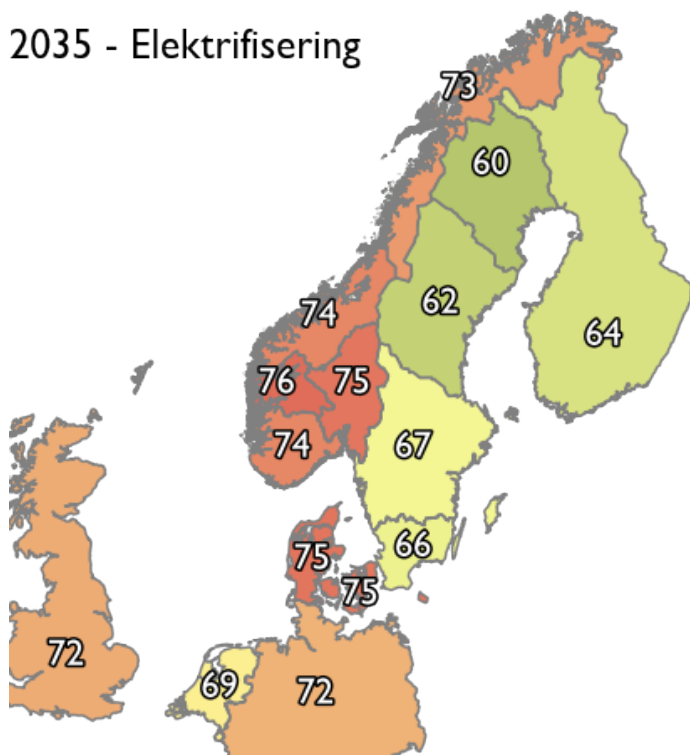
Med 21 TWh høyere forbruk i *Elektrifisering* enn i *Basis*, viser analysen en prisøkning på 17-20 øre/kWh. Dermed blir norske snittpriser for scenarioet rundt 75 øre/kWh. Prisene øker mer i Midt- og Nord-Norge, der prisene er lavest i basisscenarioet, slik at prisforskjellene mellom de norske prisområdene blir mindre. De årlige prisene i *Basis* og *Elektrifisering* i 2035 er vist i Figur 4-6.



Figur 4-6: Kraftpriser i Basis i 2035 sammen med prisendring i Elektrifisering. Reelle 2022-priser ved antatt EUR-NOK-kurs på 10,1. Gjennomsnitt av 30 værår.

Markedssimuleringene i *Elektrifisering* gir norske kraftpriser på nivå med, eller høyere enn, prisene i Danmark, Storbritannia og landene nord på kontinentet. Prisene vises i Figur 4-7. I likhet med simuleringene for 2030, kobles prisene i Norge i større grad med prisene i Storbritannia og landene lenger sør.

2035 - Elektrifisering



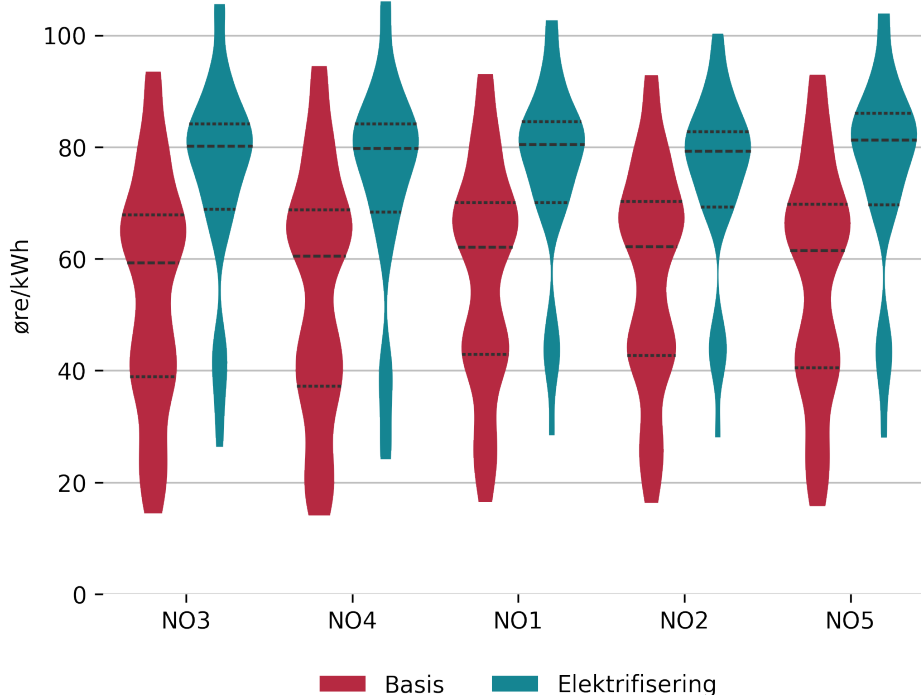
Figur 4-7: Kraftpriser i 2035 i *Elektrifisering* i øre/kWh. Reelle 2022-priser ved antatt EUR-NOK-kurs på 10,1. Gjennomsnitt av 30 værår.

Prisøkningen i *Elektrifisering* sammenlignet med basisscenarioet, er større i 2035 enn i 2030. Forskjellen kan delvis forklares med at den antatte forbruksøkningen er større i 2035 enn i 2030. Videre forutsetter vi at det europeiske kraftsystemet i 2035 er forskjellig fra kraftsystemet i 2030. En viktig forskjell er at produksjonsapparatet har et større innslag av uregulerbar kraft, både i Norden og på kontinentet. Dette trekker isolert sett i retning av mer prisvariasjon, også i importerte priser. Med et såpass stort kraftunderskudd vil sørlige Norge ha importbehov også i perioder med stor knapphet på kraft på kontinentet. For å få import i disse periodene må de sørnorske kraftprisene være høyere enn hos våre handelspartnere i en større andel av tiden. Dette er med på å forklare at økningen i de norske kraftprisene i 2035 er større enn i 2030.

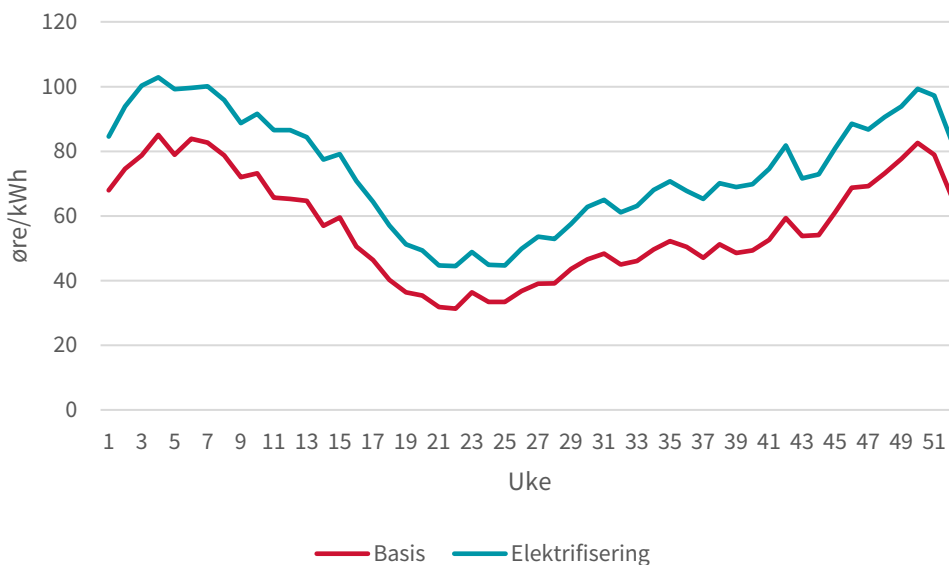
I elektrifiseringsscenarioet varierer årsprisene mindre enn i basisscenarioet

Den økte andelen uregulerbar kraftproduksjon i Nord-Europa fra 2030 til 2035 bidrar til at norske kraftpriser blir mer påvirket av værforholdene i landene rundt oss. I samme periode forventer vi en betydelig forbruksvekst i alle land. Det nye forbruket antas å være lite fleksibelt, slik at det i liten grad tilpasser seg variasjonen i væravhengig produksjon. I likhet med modellåret 2030 (se delkapittel 3.2), ligger de lave prisene i våttår mer spredt enn de høyere prisene i tørrår. Fordelingen av årspriser i ulike værår for de norske prisområdene i Basis og Elektrifisering vises i Figur 4-8.

Det høyere forbruket i *Elektrifisering* fører til at norske kraftpriser øker i alle værår. Som for 2030, viser simuleringene at forbruksøkningen påvirker prisene i den lave enden mer enn prisene i den høye enden. Prisene i den lave enden av utfallsrommene representerer våttår, og det er særlig at prisene løftes mye i disse værårene som bidrar til at snittprisen over alle værår øker. Forbruksøkningen bidrar samtidig til at prisforskjellen mellom ulike værår blir lavere.



Figur 4-8: Årlige kraftpriser i ulike værår per scenario og prisområde i 2035. Formene er bredere der det er flere observasjoner. Stiplede linjer markerer de ulike kvartilene, der den midterste representerer medianen. Reelle 2022-priser ved antatt EUR-NOK-kurs på 10,1.



Figur 4-9: Kraftpriser per uke i 2035 i sørvest-Norge (NO2) per scenario. Gjennomsnitt av 30 værår. Reelle 2022-priser ved antatt EUR-NOK-kurs på 10,1.

I *Elektrifisering* øker de gjennomsnittlig kraftprisene for alle uker gjennom året. Imidlertid øker kraftprisene noe mer om vinteren, våren og høsten enn de gjør om sommeren. Dette forsterker den typiske sesongvariasjonen med høyere kraftpriser om vinteren enn om sommeren. Dette er vist i Figur 4-9.

5 Om analysen

Denne analysen viser hvordan økt kraftforbruk sammenliknet med NVEs basisbane slår ut i kraftpriser og krafthandel. Forutsetningene som er gjort, gjør at resultatene må brukes med aktsomhet. Vi mener likevel retningen på kraftmarkedsvirkningene er pålitelige. Nedenfor peker vi på noen svakheter i en forenklet analyse som leseren bør være klar over.

Den viktigste forenklingen er kanskje at vi her ser på forbruksøkninger i Norge isolert. I NVEs basisscenario har Sverige et stort kraftoverskudd i begge årene vi her analyserer. Det er mange overføringslinjer mellom Norge og Sverige. Når vi i denne analysen øker det norske kraftforbruket slik at Norge trenger å importere kraft store deler av tiden, dekkes dette importbehovet hovedsakelig av Sverige, til moderate priser. Dersom vi hadde lagt til grunn tilsvarende elektrifisering i Sverige som i Norge, ville det blitt større konkurranse om det svenske overskuddet og prisene av økt norsk forbruk ville trolig blitt større.

Det er ikke bare utviklingen i Sverige som holdes lik som i LA23. Det gjør den også i resten av landene vi modellerer. En alternativ utvikling på kontinentet, hvor vi får storstilt elektrifisering og mulig utfasing av gasskraft, kan både redusere fleksibiliteten i det nord-europeiske kraftsystemet og gi høyere importpriser til Norge enn det LA23 viser.

Analysen viser at førsteordenseffektene av økt kraftforbruk blir høyere kraftpriser og økt import. Vi vurderer ikke hvordan aktører i kraftmarkedet tilpasser seg de økte prisene på lang sikt. Økte kraftpriser fører til økte kostnader både hos næringsliv og husholdninger og kan føre til at noen ønsker å bruke mindre kraft. Høyere kraftpriser kan også gjøre flere investeringer i ny produksjon, nytt nett og energieffektiviseringstiltak lønnsomme. Vi går ikke inn på disse effektene i denne rapporten.

Vi bruker her en kraftmarkedsmodell som har en forenklet representasjon av kraftnettet. Det betyr at modellen kan overvurdere fleksibiliteten i nettet, og gi større kraftflyt enn det som er fysisk mulig. En konsekvens av dette kan være at simulerte prisforskjeller mellom områder underestimeres i analysen. Høsten 2024 skal etter planen flytbasert markedskobling innføres i det nordiske kraftmarkedet.¹⁷ Med flytbasert markedskobling vil kraftutvekslingen mellom prisområdene i kraftmarkedet fastsettes på en annen måte enn i dag. Modellverktøyene vi bruker i LA23 simulerer kraftmarkedene med flytbasert markedskobling, mens modellverktøyet vi har brukt i Forenklet scenarioanalyse etterligner dagens løsning. Det er vanskelig å si om flytbasert markedskobling vil gi økte eller reduserte prisforskjeller, men det vi kan si, er at både kraftflyt og prisdannelse vil påvirkes.

I den høyeste forbruksbanen, i *Elektrifisering*, ender Norge opp med et underskudd på kraftbalansen på 14-15 TWh i begge modellår. Norges økte nettoimport fra Sverige fortrenger svensk eksport til kontinentet. For å kompensere for bortfall av svensk eksport, viser analysen at det hovedsakelig er fleksibel gasskraftproduksjon som øker på kontinentet. Dette kan gi effekter i brensel- og kvotemarkedene som ikke fanges opp i denne analysen.

¹⁷ [Flow-based - Nordic Regional Coordination Centre \(nordic-rcc.net\)](https://nordic-rcc.net)

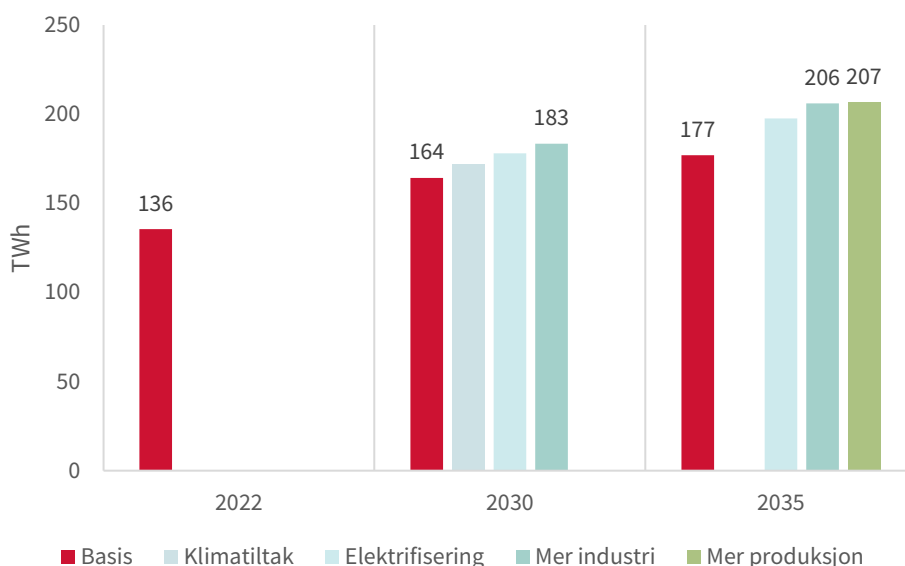
6 Sensitiviteter

Kraftforbruket kan øke av andre årsaker enn gjennomføring av klimatiltak. Det foreligger planer om å etablere nye industribedrifter rundt om i landet. Hvis det etableres virksomheter utover planene vi kjenner til i dag, vil kraftforbruket fra slike virksomheter bli høyere enn forventningen i vår basisbane. Kombinert med klimatiltak vil forbruket fra ny industri- virksomhet bidra til svakere kraftbalanse og høyere priser enn det vi har sett i de foregående kapitlene.

Nedenfor viser vi resultatene av to sensitivitetsanalyser: *Mer industri* og *Mer produksjon*. For begge antar vi en like stor forbruksøkning, som både skyldes gjennomføring av klimatiltak i hele økonomien og etablering av flere industribedrifter enn i basisscenarioet. For *Mer produksjon* antar vi i tillegg at det bygges ut mer kraftproduksjonskapasitet etter 2030. Forbruks- og produksjonsøkningene i disse scenarioene har ikke sammenheng med konkrete prosjekter.

6.1 Forutsetninger

I sensitivitetsanalysene legger vi til grunn at forbruket øker mer enn i scenarioene over. I tillegg til tiltakene i *Klimatiltak* og *Elektrifisering*, etableres ny kraftkrevende industri som hydrogenproduksjon, batterifabrikker og datasentre. Totalt antar vi at forbruket øker med 19 TWh og 29 TWh i henholdsvis 2030 og 2035 sammenlignet med basisbanen. Vi kaller denne sensitiviteten for *Mer industri*. Det nye forbruket kan ikke knyttes til konkrete prosjekter, og vi kjenner heller ikke til planer som kan øke forbruket like mye i perioden. Figur 6-1 viser kraftforbruket i sensitivitetene sammen med forbruket i *Basis* og hovedscenarioene.

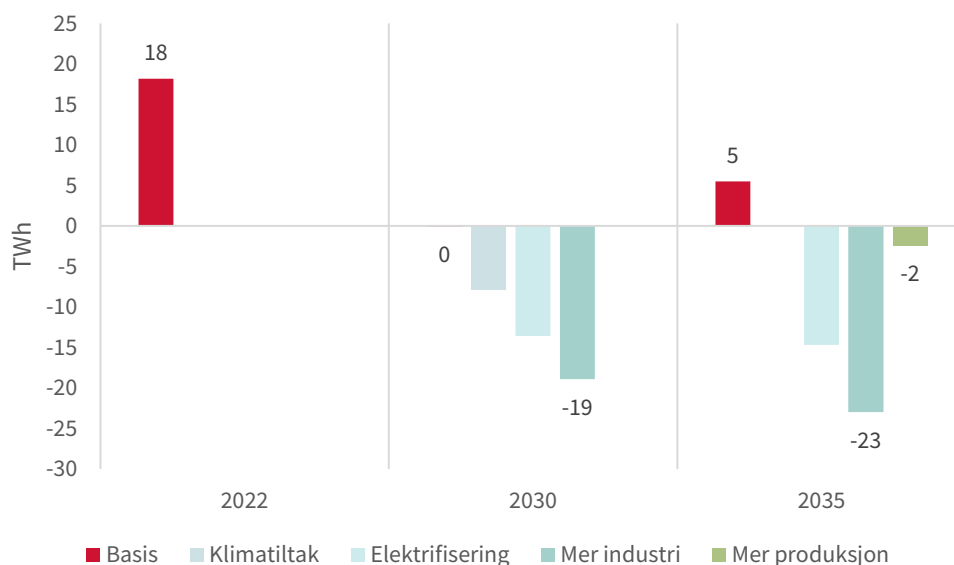


Figur 6-1: Årlig brutto kraftforbruk per scenario. Gjennomsnitt av 30 værår.

Det er vanskelig å se for seg forbruksøkningen som skisseres i *Mer industri* uten at det bygges ut mer kraftproduksjon. Fram mot 2030 er det lite sannsynlig at det bygges ut mer produksjon enn det som allerede ligger inne i basisscenarioet, men vi har definert en sensitivitet for 2035 der vi forutsetter samme forbruk, samtidig som det bygges ut nesten 23 TWh mer produksjon enn i *Basis*. Denne sensitiviteten har vi kalt for *Mer produksjon*. Den nye produksjons-

kapasiteten kommer som mer havvind, solkraft, vindkraft på land og vannkraft. Med disse forutsetningene øker normalårsproduksjonen (før avkortning) fra 183 TWh i *Basis* til 206 TWh i *Mer produksjon*. Økningen i produksjonskapasiteter har ikke sammenheng med konkrete prosjekter, og per dags dato kjenner vi ikke til prosjekter som til sammen øker kapasiteten så mye mot 2035.

I sum resulterer forbruksforutsetningene for sensitivitetene i at *Mer industri* gir norsk kraftunderskudd på 19 TWh og 23 TWh i henholdsvis 2030 og 2035. Produksjonsøkningen i sensitiviteten *Mer produksjon* fører til at Norges kraftunderskudd blir 2 TWh. Kraftbalansene for de to scenarioene i sensitivitetsanalysen er vist i Figur 6-2.

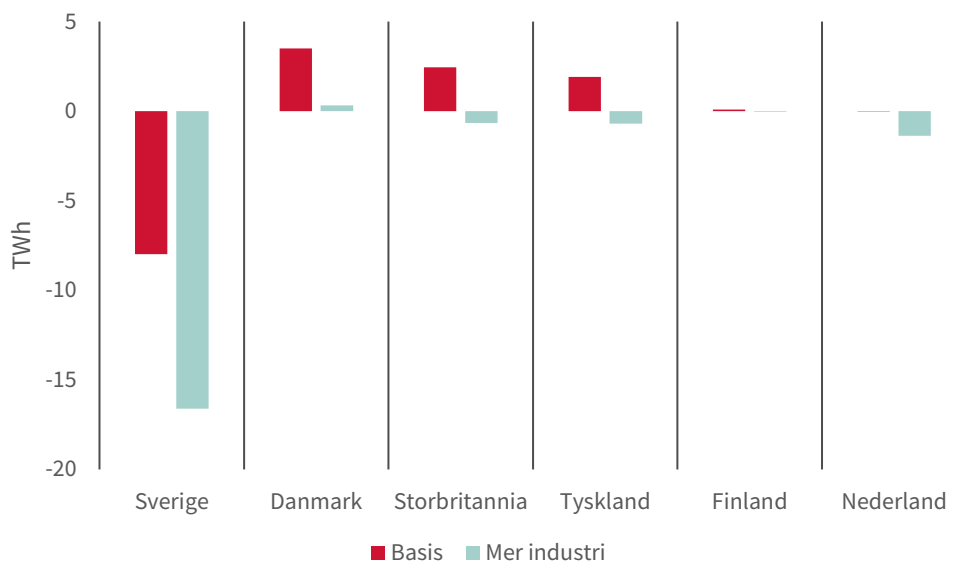


Figur 6-2: Årlig kraftbalanse per scenario. Gjennomsnitt av 30 værår.

6.2 Resultater fra sensitivitetsanalysene

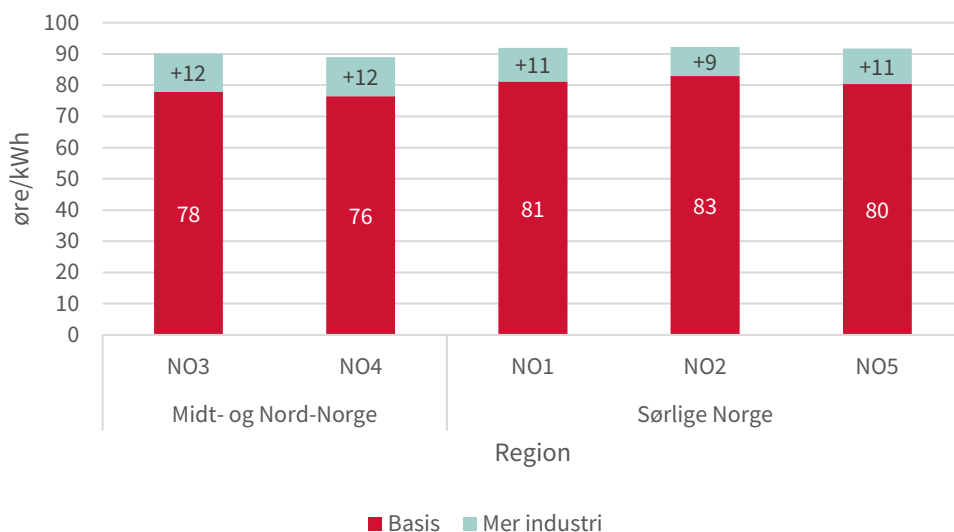
Kraftmarkedsvirkninger i 2030

Kraftunderskuddet på 19 TWh i *Mer industri* dekkes med nettoimport fra nabolandene. Underkuddet blir stort nok til at Norge får nettoimport fra de fleste nabolandene i snitt over alle værår. Det er bare med Danmark og Finland at nettoutvekslingen blir rundt null. Figur 6-3 viser Norges kraftutveksling med naboland for modellåret 2030 i *Basis* og *Mer industri*.



Figur 6-3: Kraftutveksling med naboland per scenario i 2030. Positive verdier er nettoeksport, mens negative verdier er nettoimport. Gjennomsnitt av 30 værår.

Simulerte kraftpriser for *Mer industri* ligger 9-12 øre/kWh høyere enn i basisscenarioet. Dette tilsvarer et prisnivå på omtrent 90 øre/kWh. Kraftprisene per prisområde i Norge er vist i Figur 6-4.



Figur 6-4: Kraftpriser i Basis i 2030 sammen med prisendring i Mer industri. Reelle 2022-priser ved antatt EUR-NOK-kurs på 10,1. Gjennomsnitt av 30 værår.

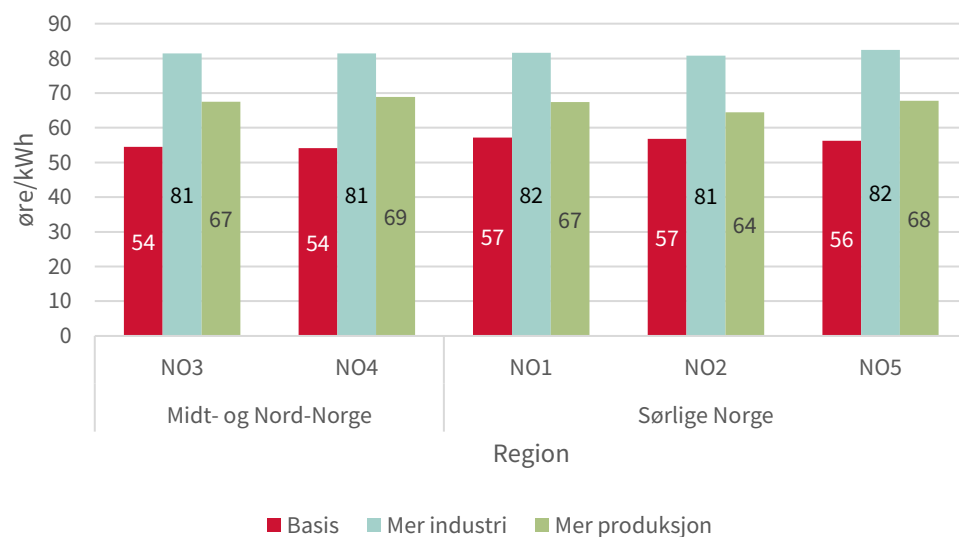
Kraftmarkedsvirkninger i 2035

Mot 2035 øker den simulerte nettoimporten i *Mer industri* i takt med kraftunderskuddet. Fra Sverige blir nettoimporten mer enn 20 TWh, mens Danmark er det eneste landet Norge har nettoeksport til. Med produksjonsøkningen i *Mer produksjon* gir simuleringene et bilde som ligner på basisscenarioet; Norge blir nettoeksportør av kraft til de fleste land, mens nettoimporten fra Sverige blir i underkant av 13 TWh. Kraftutvekslingen med naboland vises i Figur 6-5.



Figur 6-5: Kraftutveksling med naboland per scenario i 2035. Positive verdier er nettoeksport, mens negative verdier er nettoimport. Gjennomsnitt av 30 værår.

For modellåret 2035 er prisforskjellene mellom *Mer industri* og *Basis* på 24-27 øre/kWh for de norske prisområdene. Det generelle prisnivået legger seg da på om lag 80 øre/kWh, litt ned fra nivået i 2030. Den økte produksjonskapasiteten i *Mer produksjon* styrker kraftbalansen med 21 TWh sammenliknet med *Mer industri*. Dette bidrar til å redusere kraftprisene til 65-70 øre/kWh, ca. 7-15 øre/kWh høyere enn i basisbanen. Årlige kraftpriser i sensitivitetene og *Basis* vises i Figur 6-6.



Figur 6-6: Kraftpriser i 2035 per scenario. Reelle 2022-priser ved antatt EUR-NOK-kurs på 10,1. Gjennomsnitt av 30 værår.

7 Vedlegg

7.1 Modellverktøy brukt i analysen

Vi har gjort kraftmarkedsmodelleringen i TheMA-modellen. TheMA er en fundamental kraftmarkedsmodell som time for time finner kraftmarkedsklareringen som maksimerer det samfunnsøkonomiske overskuddet. Modellen tar hensyn til det tilgjengelige produksjonsapparatet, produksjonskostnader, produksjonsprofiler, tilsig, handelskapasiteter mellom prisområder, årlig forbruk og forbruksprofiler. I *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023* har vi, til sammenligning, brukt TheMA-modellen til å beregne kraftmarkedspriser utenfor Norden og Samnett-modellen til å analysere det nordiske kraftmarkedet. Modellene har ulike styrker og svakheter. Det er forskjeller i modellene som kan gi litt ulike resultater. Vi har brukt en forenklet representasjon av vannkraftsystemet¹⁸ i vårt modelloppsett. Videre er det innenlandske transmisjonsnettene framstilt noe enklere i TheMA sammenliknet med Samnett. Det gir TheMA litt flere frihetsgrader i beregningene, som kan resultere i noe mindre prisforskjeller mellom ulike områder enn tilsvarende analyse foretatt i Samnett. Dette fører til at resultatene som presenteres i denne analysen ikke vil være direkte sammenlignbare med resultatene fra LA23.

7.2 Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023

Under presenterer vi noen av de sentrale forutsetningene for Norge i basisscenarioet i rapporten *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023* («LA23») i 2030 og 2035.

Forbruk

I LA23 antar vi at temperaturkorrigert kraftforbruk i Norge øker fra rundt 135 TWh i 2022 til 163 TWh i 2030 og 176 TWh i 2035. Figur 7-1 viser hvordan forbruket i basisbanen fordeler seg på ulike sektorer. Størstedelen av veksten kommer fra store forbrukere innen petroleumsnæringen, kraftintensiv industri, batterifabriker, datasentre, grønn hydrogenproduksjon og elektrifisering av transport:

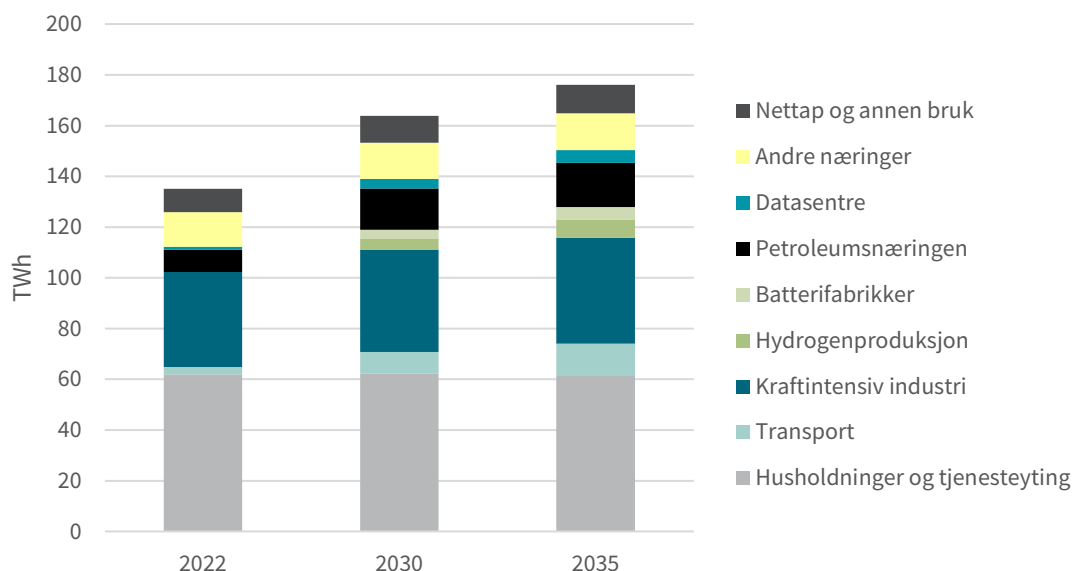
- I petroleumsnæringen øker forbruket på grunn av hel- eller delelektrifisering av aktiviteten på feltene og anlegg på land.
- Kraftintensiv industri får høyere forbruk som følge av utvidelser ved enkelte større anlegg og klimatiltak som øker kraftbehovet.
- I Norge foreligger det planer om å etablere flere batterifabriker, enten som pilot-anlegg eller anlegg i full skala, i løpet av de nærmeste årene. Det har også blitt lovet mye offentlig støtte til større batteriprojekter. Eksempler på batterifabriker som har fått støtte er Freyrs gigafabrikk i Mo i Rana¹⁹ og Vianode på Herøya.
- Hydrogenproduksjon inkluderer både egenproduksjon for å erstatte fossile brensler og kommersiell produksjon til videresalg. Det største prosjektet vi kjenner til i dag er Yara

¹⁸ Den forenklete representasjonen går ut på at vannkraftverkene aggregeres til to representative kraftverk per prisområde.

¹⁹ Siden utgivelsen av LA23 har Freyr annonsert at de setter satsingen i Mo i Rana på vent. ([Freyr: Har brukt 2.8 milliarder på fabrikk – ingen vet om det blir produksjon – NRK Nordland](#))

Herøya, der planen er å bytte ut grått hydrogen²⁰ med grønt hydrogen i produksjonsprosessen.²¹

- For datasentre antar vi en jevn vekst i forbruk gjennom analyseperioden. I realiteten kan forbruket gjøre sprang fra et år til det neste ved etablering av nye større anlegg, som for eksempel datasenteret til Google som skal bygges i Skien.²²
- Elektrifiseringen av transport fortsetter. I dag finnes det mange elektriske personbiler og ferjer, og framover antar vi at også andre kjøretøy som busser, lastebiler, varebiler og maskiner i økende grad blir elektriske. På lengre sikt vil også tyngre kjøretøy, skip og fly benytte seg av lavutslippsteknologier.



Figur 7-1: Årlig kraftforbruk per sektor i LA23.

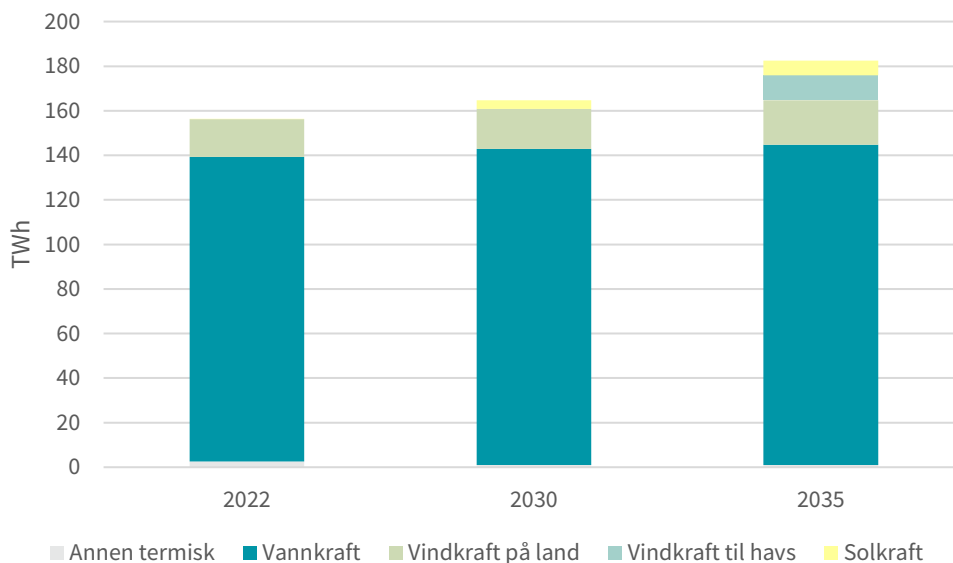
Produksjon

I LA23 antar vi at kraftproduksjonen i Norge øker fra 156 TWh i 2022 til 164 TWh og 180 TWh i henholdsvis 2030 og 2035. Figur 7-2 viser denne produksjonen fordelt på ulike produksjonsteknologier. Det er vindkraft til havs, vannkraft og solkraft som vokser mest i analyseperioden.

²⁰ Hydrogen produsert fra fossile brensler med utslipp av CO₂.

²¹ Prosjektet har blitt lagt på is siden utgivelsen av LA23. ([Full elektrifisering på Yara i Porsgrunn lagt på vent – NRK Vestfold og Telemark – Lokale nyheter, TV og radio](#))

²² [Investeringen av et Google-senter i Skien er gigantisk – det blir også strømforbruket – NRK Vestfold og Telemark – Lokale nyheter, TV og radio](#)



Figur 7-2: Årlig kraftproduksjon per teknologi i LA23. Normalårsproduksjon før produksjonsavkortning.

Vi antar at havvinden først kommer inn i 2035 med 11 TWh fra Sørlige Nordsjø II (SN II) fase 1²³ og to av prosjektområdene ved Utsira Nord. Hvordan havvindutlysningene fungerer, og forutsetningene vi har lagt til grunn, er nærmere forklart i LA23.

For vannkraft legger vi til grunn en økning på omtrent 7 TWh i 2035 fra dagens nivå. Denne økningen kommer av bygging av nye kraftverk, utvidelser av eksisterende kraftverk, opprustning av turbiner og økt tilsig på grunn av klimaendringer. Samtidig forventes det at noe produksjon forsvinner som følge av revisjon av konsesjonsvilkårene for eldre vannkraftverk. Vi forventer at en del av kraftverksoppgraderingene vil være såkalte effektutvidelser der kraftverket øker effekten uten at produksjonen går noe særlig opp.

Vi forutsetter at det vil være bygd ut 4 TWh og 9 TWh solkraft i henholdsvis 2030 og 2035. Utbyggingen av solkraftanlegg på tak har skutt fart de siste årene, og den installerte kapasiteten doblet seg i både 2022 og 2023. I 2030 antar vi at større bakkemonterte anlegg vil utgjøre 0,6 TWh. Det er med andre ord fasademonterte anlegg som forventes å utgjøre størstedelen av solkraftproduksjonen på kort og mellomlang sikt.

NVE startet opp igjen med konsesjonsbehandling av vindkraft på land i 2022, etter en treårsperiode med opphold. Siden dagens konsesjonsbehandling av nye vindkraftverk er tidkrevende, forventer vi at det bygges ut begrenset med ny produksjon i analyseperioden: mindre enn 1 TWh ny produksjon i 2030 og mindre enn 3 TWh ny produksjon i 2035.

7.3 Klimatiltak i Norge

Tabell 7-1 gir en oversikt over de mest kraftkrevende klimatiltakene i Miljødirektoratets tiltaksrapport per sektor innen innsatsfordelingsforordningen (ESR).

²³ I mars 2024 vant Ventyr SN II AS, som er eid av Parkwind og Ingka-gruppen, auksjonen om å bygge ut havvind i SN II fase 1. ([Ventyr SN II AS har vunnet auksjonen om tildeling av prosjektområde for havvind i Sørlige Nordsjø II - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no))

Tabell 7-1: Årlig kraftforbruk (TWh) fra de mest kraftkrevende tiltakene per sektor. Kilde: Miljødirektoratets tiltaksrapport.

Sektor	Tiltak	2030
Kraftintensiv industri	DACCS	+2,2
Hydrogen		+0,7
	Nullutslippsløsninger i offentlig passasjertransport på sjø	~0,0
	Overgang til hydrogenbaserte drivstoff i sjøfarten	+0,7
Transport		+2,0
	Økt bruk av hjemmekontor og digitale møter	-0,3
	Transportmiddelskifte fra bil til gange, sykkel og kollektivtransport på korte reiser	-0,3
	100 prosent av nye lette og tyngre varebiler er elektriske i hhv. 2025 og 2027	+0,4
	100 prosent av nye lastebiler bruker nullutslippsteknologi eller biogass i 2030	+1,8
	Nullutslippsløsninger i offentlig passasjertransport på sjø	+0,2
	Landstrøm og batterielektrifisering	+0,3
	Andre tiltak	-0,1
Husholdninger og tjenesteyting		+0,4
	Utfasing av bruk av gass til byggvarme	+0,1
	Utfasing av bruk av gass til permanent oppvarming av bygg	+0,4
Andre næringer		+1,1
	Alle nye maskiner på bygge- og anleggsplasser er utslippsfrie i 2030	+0,5
	Overgang til elektriske maskiner i jordbruket	+0,1
	70 prosent av nye ikke-veigående maskiner i andre næringer er fossilfrie i 2030	+0,3
	Karbonfangst og lagring (CCS) på avfallsforbrenningsanlegg (inkl. bio-CO ₂)	+0,3
Totalt		+6,5

Tiltakene i rettet mot utslipp under EU ETS utgjør isolert sett en forbruksøkning på omtrent 7 TWh og 15 TWh i henholdsvis 2030 og 2035. Tabell 7-2 viser en oversikt over hvordan forbruksøkningen fra disse tiltakene fordeler seg på ulike sektorer. Fordi deler av forbruksøkningen

innenfor EU ETS allerede ligger inne i vår basisbane, blir differansen mellom forbruket i *Elektrifisering* og *Basis* mindre enn i tabellen under.

Tabell 7-2: Økning i årlig kraftforbruk (TWh) fra NB23justert fordelt på tiltak per sektor. Kilde: Miljødirektoratets tiltaksrapport og Sokkeldirektoratets framskrivinger.

Pilar	Sektor	2030	2035
ESR		+6,5	+10,5
ETS		+6,8	+14,6
	Kraftintensiv industri	+1,3	+2,8
	Hydrogen	+2,1	+6,6
	Petroleumsnæringen	+3,3	+5,2
	Transport	~0,0	+0,1
Totalt		+13,3	+25,1

7.4 Forbruksberegningene

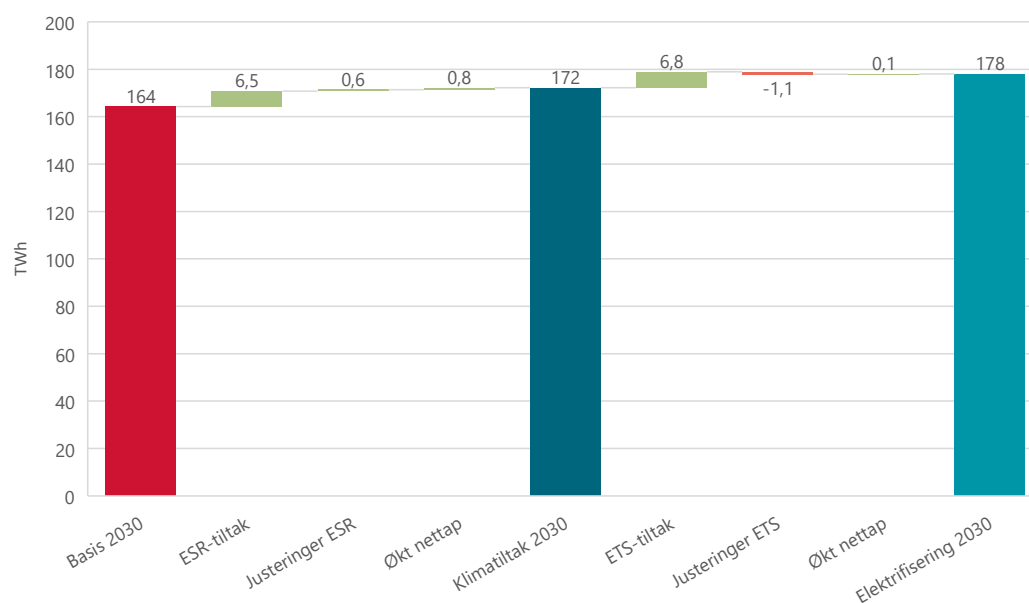
I dette delkapitlet forklarer vi hvordan vi har beregnet antatt norsk kraftforbruk i *Klimatiltak* og *Elektrifisering*. Som beskrevet i kapittel 2, forsøker vi å øke forbruket fra basisscenarioet på en måte som er konsistent med at klimatiltakene fra Miljødirektoratets tiltaksrapport gjennomføres. Dette innebærer at alle tiltak skal inkluderes. Samtidig ligger det mye forbruksvekst knyttet til elektrifisering av ulike sektorer i basisbanen. For å unngå at forbruket telles dobbelt, har vi gjort justeringer i *Klimatiltak* og *Elektrifisering*. Noe forenklet kan vi si at disse justeringene gir høyere forbruk der NB23justert (se delkapittel 1.1) har tiltak som mangler i *Basis*, mens de gir lavere forbruk der NB23justert har tiltak som allerede inngår i *Basis*.

Tiltaksrapporten vurderer virkningen av de utredede klimatiltakene med framskrivningen NB23justert som referanse. Dette betyr at hvis forbruket i basisscenarioet fra LA23 hadde vært likt den underliggende forbruksframskrivningen til NB23justert, så ville de korrekte forbruksanslagene for scenarioene være summen av forbruket i *Basis*, forbruket fra klimatiltakene og anslått økning i nettap på grunn av forbruksøkningen fra tiltakene. Det er derimot noen forskjeller mellom forbruket i NB23justert og *Basis*. For transportsektoren, der vi har estimater for underliggende forbruk i NB23justert, har vi derfor gjort justeringer for forskjeller i banene. For de andre sektorene mangler vi nøyaktige estimater på kraftforbruk i NB23justert.

I scenarioene har vi for kraftkrevende industri, grønn hydrogenproduksjon og petroleumsnæringen lagt inn forbruk per anlegg for større anlegg. Tallene vi har brukt for vekst i kraftkrevende industri og grønn hydrogenproduksjon er basert på tiltaksrapporten. For petroleumsnæringen har vi brukt Sokkeldirektoratets framskrivinger. Disse framskrivningene er også brukt i tiltaksrapporten.

I 2030 er bruttoforbruket, dvs. inkludert nettap, i *Klimatiltak* og *Elektrifisering* henholdsvis 8 og 14 TWh høyere enn i *Basis*. Figur 7-3 bryter ned disse forskjellene i bidrag fra klimatiltakene, justeringer for forskjeller mellom *Basis* og NB23justert, og økte nettap. Selv om EU ETS-tiltakene bidrar med en større forbruksøkning enn ESR-tiltakene, øker nettapene mer for ESR-

tiltakene. Dette kan blant annet forklares med at ESR-tiltakene i hovedsak påvirker alminnelig kraftforbruk, der overføringstapene er større enn for store industrianlegg, som påvirkes av EU ETS-tiltakene. Tabell 7-3 viser forbruksendringene fra Figur 7-3 per sektor. Justeringene for ESR-tiltakene er positive som følge av at kraftintensiv industri og transport hadde lavere forbruk i *Basis* enn i NB23justert. Grønn hydrogenproduksjon hadde høyere forbruk enn i basis-scenariot, men forskjellen var mindre enn for kraftintensiv industri og transport. For justeringene for ETS-tiltakene er endringen negativ som følge av at petroleumsnæringen hadde høyere forbruk i *Basis* enn i NB23justert.



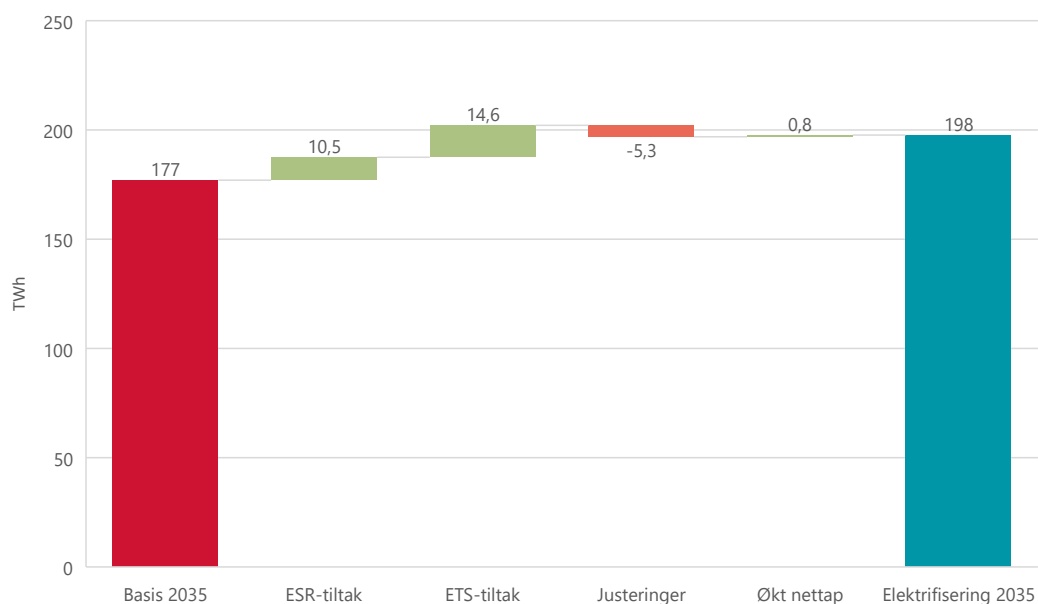
Figur 7-3: Forskjeller i årlig forbruk mellom de ulike scenarioene i 2030 fordelt på tiltak, justeringer og økte nettap.

Tabell 7-3: Forskjeller i årlig forbruk mellom de ulike scenarioene per sektor i 2030 fordelt på tiltak, justeringer og økte nettap. Tall i TWh.

Sektor	ESR-tiltak	Justeringer ESR	Δ Klimatiltak	ETS-tiltak	Justeringer ETS	Δ Elektrifisering + Δ Klimatiltak
Kraftintensiv industri	+2,2	+0,4	+2,6	+1,3	-	+3,9
Hydrogen	+0,7	-0,3	+0,5	+2,1	-	+2,6
Petroleum	-	-	-	+3,3	-1,1	+2,2
Transport	+2,0	+0,5	+2,5	~0,0	-	+2,5
Husholdninger og tjenesteyting	+0,4	-	+0,4	-	-	+0,4
Andre næringer	+1,1	-	+1,1	-	-	+1,1
Nettoforbruk	+6,5	+0,6	+7,1	+6,8	-1,1	+12,8
Økt nettap			+0,8			+0,9
Bruttoforbruk			+7,9			+13,7

Elektrifisering har i 2035 et bruttoforbruk som ligger 21 TWh høyere enn *Basis*. Hvordan endringen fordeles på klimatiltak, justeringer for forskjeller mellom basisscenariot og NB23justert og økte nettap vises i Figur 7-4. Disse forskjellene brytes videre ned på sektorer i

Tabell 7-4. Her ser vi at samtlige sektorer med justeringer hadde høyere forbruk i *Basis* enn i NB23justert.



Figur 7-4: Forskjeller i årlig forbruk mellom *Elektrifisering* og *Basis* i 2035 fordelt på tiltak, justeringer og økte nettap.

Tabell 7-4: Forskjeller i årlig forbruk mellom *Elektrifisering* og *Basis* per sektor i 2035 fordelt på tiltak, justeringer og økte nettap. Tall i TWh.

Sektor	ESR-tiltak	ETS-tiltak	Justeringer	Δ Elektrifisering
Kraftintensiv industri	+2,2	+2,7	-0,4	+4,6
Hydrogen	+2,0	+6,6	-0,5	+8,1
Petroleum	-	+5,2	-3,5	+1,6
Transport	+3,7	+0,1	-0,8	+3,0
Husholdninger og tjenesteyting	+0,4	-	-	+0,4
Andre næringer	+2,2	~0,0	-	+2,3
Nettoforbruk	+10,5	+14,6	-5,3	+19,9
Økt nettap				+0,8
Bruttoforbruk				+20,7



NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo
Telefon: (+47) 22 95 95 95