



Scenarioer for kraftmarkedet 2026

Utfallsrom for kraftbalansen mot 2035

RAPPORT NR 37 / 2026

SKREVET AV Åsa Grytli Tveten, Jon Gustav Kirkerud, Lasse Nygaard Kvasnes, Kevin Johnsen og
Dag Spilde, med bidrag fra flere.



SCENARIOER FOR KRAFTMARKEDET 2026. UTFALLSROM FOR KRAFTBALANSEN MOT 2035

RAPPORT NR 37 / 2026

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Jon Gustav Kirkerud
Forfattere: Åsa Grytli Tveten, Jon Gustav Kirkerud, Lasse Nygaard Kvasnes, Kevin Johnsen og Dag Spilde, med bidrag fra flere.

Forsidefoto: Vindpark i Väneren. Foto: Kevin Johnsen/NVE

ISBN: 978-82-410-2590-7
ISSN: 2704-0305
Saksnummer: 202623625

Sammendrag: I Scenarioer for kraftmarkedet 2026 analyserer vi ulike scenarioer for utviklingen i kraftforbruket og kraftproduksjonen i Norge fram mot 2035. Scenarioene i rapporten spenner ut et utfallsrom for utviklingen i den norske kraftbalansen og kraftprisene fram mot 2035. I årets scenariorapport fokuserer vi på tre ulike utviklingsstrekk som vi vurderer som særlig viktige for utviklingen i kraftmarkedet framover: økt kraftforbruk som følge av gjennomføring av klimatiltak, økt kraftforbruk som følge av en rask vekst i datasenternæringen, og lite utbygging av ny vindkraft mot 2035. Rapporten tar utgangspunkt i basisbanen i NVEs Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 (LA25). I analysene ser vi kun på den isolerte effekten av de tre utviklingstrekkene over, og holder de øvrige forutsetningene uendret fra LA25. Scenarioene i denne analysen må ikke forstås som forventningsbaner, men har til hensikt å styrke det faglige kunnskapsgrunnlaget om utviklingstrekk for kraftsystemet mot 2035.

Emneord: Datasentre, elektrifisering, kraftbalanse, kraftforbruk, kraftpriser, kraftproduksjon, klimapolitikk, klimatiltak, scenarioanalyse, vindkraft, virkemidler

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0310 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
E-post: nve@nve.no
Internett: <https://www.nve.no>

I NVE bruker vi kunstig intelligens til bearbeiding av tekst og analyse av data. Innholdet er kvalitetssikret av forfatterne og NVE står ansvarlig.

Oktober 2026

INNHold

FORORD	4
SAMMENDRAG OG DISKUSJON	5
I BAKGRUNN	9
1.1 Rammene for analysen	9
1.2 Underlagsrapporter	10
2 BESKRIVELSE AV SCENARIOENE	10
Referansescenarioet <i>Basis</i>	10
Delanalyse I: Ytterligere klimatiltak	10
Delanalyse II: Økt kraftforbruk til datasentre	11
Delanalyse III: Lavere vindkraftutbygging	11
Delanalyse IV: Høyere forbruk og lavere vindkraftutbygging	12
3 VIRKNINGER PÅ KRAFTMARKEDET	13
3.1 Kraftbalanse	13
3.2 Effektbalanse	17
3.3 Kraftpriser	18
BEGREPSAVKLARINGER	24
VEDLEGG A: DETALJERT BESKRIVELSE AV SCENARIOER OG FORUTSETNINGER	26
A.1 Delanalyse I: Ytterligere klimatiltak	26
A.2 Delanalyse II: Økt kraftforbruk til datasentre	27
A.3 Delanalyse III: Lavere vindkraftutbygging	28
A.4 Delanalyse IV: Høyere forbruk og lavere vindkraftutbygging	29
VEDLEGG B: HOVEDTALL FRA ANALYSEN	30

Forord

I NVEs tildelingsbrev for 2026 framgår det at NVE skal utarbeide «regelmessige analyser av kraft- og effektbalansen i lys av ulike utviklingstrekk og målsettinger på klima-, nærings- og energiområdet». De to foregående år har vi publisert analyser av ulike utviklingsbaner for kraftforbruket som følge av gjennomføring av klimatiltak, *Scenarioer for kraftmarkedet 2024* og *Scenarioer for kraftmarkedet 2025*. Analysene av kraftforbruk til klimatiltak i denne rapporten bygger videre på de to foregående rapportene.

NVE publiserer jevnlig vår langsiktige kraftmarkedsanalyse. Vår forrige analyse, *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 (LA25)* ble publisert i juni 2025. LA25 representerer NVEs syn på utviklingen i kraftmarkedet, gitt vedtatte virkemidler og kjente drivere, og gitt at dagens klimapolitikk ligger fast.

Siden LA25 ble publisert har imidlertid flere forhold endret seg. Særlig ser vi økt usikkerhet knyttet til kraftforbruket til datasentre og etableringen av ny vindkraft i Norge. I denne rapporten har vi derfor analysert scenarioer for endrede forutsetninger for Norge for tre ulike utviklingstrekk, samt kombinasjoner av disse:

- økt kraftforbruk som følge av gjennomføring av klimatiltak,
- økt kraftforbruk som følge av en rask vekst i datasenternæringen, og
- lite utbygging av ny vindkraft mot 2035.

Scenarioene må ikke forstås som forventningsbaner, men har til hensikt å styrke det faglige kunnskapsgrunnlaget om utviklingstrekk for kraftsystemet mot 2035. I analysene ser vi kun på den isolerte effekten av endrede forutsetninger for Norge, og holder de øvrige forutsetningene uendret fra LA25.

En ekstern referansegruppe ledet av Energidepartementet med medlemmer fra Finansdepartementet, Klima- og miljødepartementet og Nærings- og fiskeridepartementet har gitt innspill til årets rapport. Referansegruppen har også bistått NVE med underlagsinformasjon og -tall for *Regjeringens klimastatus og -plan*.



Oslo, oktober 2026

Inga Nordberg
Direktør
Energi- og konsesjonsavdelingen

Ann Myhrer Østenby
Ansvarlig analyseportefølje
Energi- og konsesjonsavdelingen

Sammendrag og diskusjon

I denne rapporten beskriver vi ulike utviklingsbaner for kraftforbruket og kraftproduksjonen i Norge fram mot 2035. Gjennom ulike scenarioer spenner vi ut et utfallsrom for hvordan den norske kraftbalansen og kraftprisene kan utvikle seg det neste tiåret. I analysene ser vi særlig på følgende tre utviklingstrekk, samt kombinasjoner av disse:

- økt kraftforbruk som følge av gjennomføring av klimatiltak,
- økt kraftforbruk som følge av en rask vekst i datasenternæringen, og
- lite utbygging av ny vindkraft mot 2035.

Resultatene sammenlignes med basisbanen i NVEs *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 (LA25)*¹. Basisbanen (her også *Basis*) beskriver NVEs forventede utvikling av kraftmarkedet, gitt vedtatt politikk og kjente drivere.

I analysene ser vi kun på den isolerte effekten av en raskere forbruksvekst og/eller mindre vindkraftutbygging i Norge enn vi anslo i LA25. Resten av forutsetningene holdes uendret. Det betyr at vi legger til grunn de samme sentrale forutsetningene som i LA25, som karbon- og brenselpriser. Videre holder vi den øvrige utviklingen i kraftmarkedet uendret. Vi tar dermed ikke hensyn til hvordan resten av kraftmarkedet på lang sikt kan tilpasse seg utviklingstrekkene vi analyserer. Dette innebærer også en forutsetning om at utviklingstrekkene kun gjør seg gjeldende i Norge, og ikke i resten av Norden og Europa. I virkeligheten skjer sterke endringer sjelden i isolasjon. Utviklingstrekk henger sammen, og de påvirker hverandre. Særlig i scenarioene der vi beveger oss langt bort fra *Basis* er det sannsynlig at markedet i større grad enn vi legger til grunn her, vil tilpasse seg endringene. Resultatene må tolkes i lys av dette.

Under oppsummerer vi de viktigste funnene og budskapene fra analysen.

KRAFTPRISENE I 2035 KAN BLI BETYDELIG HØYERE ENN VI TIDLIGERE HAR ANSLÅTT

I dag har Norge en positiv kraftbalanse på om lag 15 TWh i et normalår.² Det innebærer at den norske kraftproduksjonen normalt overstiger kraftforbruket, og at Norge de fleste år er nettoeksportør av kraft. En sterk kraftbalanse gjør Norge mindre avhengig av kraftimport og mindre påvirket av prisutviklingen i omkringliggende land. Hvis kraftbalansen svekkes, blir Norge oftere avhengig av kraftimport, og norske kraftpriser trekkes i større grad mot prisnivået i omkringliggende land. I tørre og kalde år, når kraftsystemet allerede er presset, kan virkningene på kraftprisene bli sterke. I slike situasjoner vil også kraftsystemet bli mer sårbart for variasjoner i vær, utfall av produksjon eller nett, og andre uforutsette hendelser.

I LA25 anslo vi en noe høyere kraftbalanse i 2035 enn i dag, på om lag 20 TWh.¹ Bak dette anslaget lå en forventning om betydelig økt kraftproduksjon fram mot 2035, særlig gjennom utbygging av vindkraft. Den ventede sterke kraftbalansen bidro til forventningen om moderate kraftpriser i Norge. Samtidig la vi til grunn et betydelig kraftoverskudd i Sverige og en normalisering av de europeiske gassprisene. Samlet ga disse forutsetningene et anslag for gjennomsnittlig kraftpris i 2035 på mellom 49 og 57 øre/kWh, avhengig av budområde.

Siden LA25 ble publisert, har flere forhold endret seg. Utviklingen kan trekke i retning av en lavere vindkraftutbygging mot 2035 enn vi la til grunn i LA25. Samtidig peker utviklingen mot en høyere forbruksvekst mot 2035, særlig knyttet til datasentre. Det innebærer at kraftbalansen i 2035 kan bli betydelig svakere enn tidligere anslått. Dette kan gi gjennomsnittlige kraftpriser i Norge som er opptil 20-28 øre/kWh høyere enn vi anslo i LA25, avhengig av budområde.³ Dette tilsvarer en økning på om lag 35-

¹ [Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 - Energiomstilling i urolige tider, NVE, rapport 15/2025.](#)

² [Status og utvikling i kraftsystemet 2025-2030, NVE, rapport 17/2026.](#)

55 prosent. Det er viktig å understreke at vi her refererer til en gjennomsnittspris i et normalår. De fleste år er ikke normalår. I enkelte år og enkelte perioder vil prisøkningen bli betydelig større.

STÅR NORGE I DAG OVERFOR DEN RASKESTE FORBRUKSVEKSTEN I MODERNE TID?

Interessen for å etablere datasentre er svært stor, både i Norge og i landene rundt oss. Det siste året har vi sett en betydelig økning i antall datasentre som ønsker tilknytning til det norske kraftnettet. Om lag halvparten av den reserverte nettkapasiteten i Norge er i dag reservert til datasentre, tilsvarende rundt 4 GW.⁴ Av dette er om lag en tredel reservert i eksisterende nett og to tredeler i planlagt nett. I tillegg står 9 GW i kø, og ytterligere over 20 GW er forespurt. Til sammenligning er det høyeste målte effektuttaket i Norge rundt 25,3 GW.⁵ Vi ser den samme trenden i landene rundt oss. I Europa er manglende nettkapasitet en stor og økende utfordring. Flere land innfører nå begrensninger på nettilknytning for å håndtere lange tilknytningskøer. Begrensninger i andre land kan gjøre Norge mer attraktivt for datasentre og legge ytterligere press på nettkapasiteten her.

Mange av de planlagte datasentrene i Norge er avhengige av at det bygges nytt kraftnett. Dersom vi legger til grunn at planlagte datasentre har en høy betalingsvilje for kraft og i stor grad vil realiseres, vil tilgjengelig nettkapasitet trolig – og i større grad enn økte kraftpriser – bli den begrensende faktoren for veksten i kraftforbruk til datasentre framover. Dette vil i så fall innebære et skifte i hvordan etterspørselen etter kraft utvikler seg på lang sikt. Selv når begrensningene i nettkapasitet tas hensyn til, er den mulige veksten i kraftforbruk til datasentre svært stor. Bare realisering av de prosjektene som allerede har fått tildelt nettkapasitet, vil alene kunne gi et årlig kraftforbruk til datasentre i 2035 på rundt 25 TWh – mer enn en åttedobling fra dagens nivå. Dersom denne veksten skulle materialisere seg, vil det innebære en forbruksvekst uten historisk sidestykke i moderne tid.⁶

DATASENTRER KAN FORTRENGE ANDRE NÆRINGER OG GJØRE KLIMATILTAK KOSTBART

Gjennomføring av klimatiltak i Norge innebærer økt elektrifisering, og dermed økt kraftforbruk. Av den forventede forbruksveksten mot 2035 i LA25, kan en betydelig andel tilskrives vedtatte virkemidler på klimaområdet, tilsvarende om lag 14 TWh fra dagens nivå.⁷ Regjeringens forsterkede virkemidler i årets *Klimastatus og -plan*⁸ vil innebære et kraftbehov på ytterligere 4 TWh i 2035, sammenlignet med NVEs anslag i LA25. I Miljødirektoratets analyse *Klimatiltak i Norge 2026*⁹, kartlegges et bredere mulighetsrom for klimatiltak, tilsvarende et økt kraftbehov på om lag 16 TWh i 2035, sammenlignet med LA25.

Samtidig vil den raske veksten i forbruket til datasentre bidra til høyere kraftpriser og økt konkurranse om nettkapasitet. Den store usikkerheten knyttet til utviklingen innen datasentre gir et bredt utfallsrom for kraftforbruket i Norge i 2035, på mellom 161 og 178 TWh. Dersom utviklingen går mot øvre del av utfallsrommet, kan kraftprisene i 2035 bli 16 øre/kWh høyere enn anslått i LA25. Dette kan gjøre det mer kostbart å gjennomføre klimatiltak som krever elektrifisering, og redusere handlingsrommet for både eksisterende og ny næringsvirksomhet. Den raske veksten innen datasentre gjør det derfor stadig viktigere å se kraftbehovet i denne næringen i sammenheng med øvrig kraftbehov.

⁴ Reservert og køsatt kapasitet er hentet fra [Statistikk om tilknytningssaker, Statnett](#), og forespurt kapasitet er hentet fra [Tilko, ElBits](#). Uttrekk gjort september 2026.

⁵ Den 7. januar 2026 mellom kl 8 og 9 ble det satt forbruksrekord i Norge, med et totalforbruk på 25,3 GWh. Dette tilsvarer et gjennomsnittlig effektuttak i denne timen på 25,3 GW. Faktisk effektuttak kan likevel ha vært periodevis noe lavere eller høyere gjennom denne timen. [Aldri før er det brukt mer strøm i Norge, Statnett, 07.01.2026](#).

⁶ Scenarioet *Høy datasenter* innebærer en forbruksvekst på om lag 35 TWh i løpet av en tiårsperiode (2025-2035). Den høyeste økningen i kraftforbruk vi har hatt historisk fra 1950 og fram til i dag, var mellom 1975 og 1985. I denne perioden økte forbruket i Norge med om lag 30 TWh.

⁷ Av forbruksveksten i LA25 fra referanseåret 2023 til 2035, anslår vi at om lag 17 TWh kan knyttes til vedtatte virkemidler i klimapolitikken. Fra dagens nivå gir dette en forbruksvekst knyttet til klimatiltak på om lag 14 TWh.

⁸ [Regjeringens klimastatus og -plan for 2027, Klima- og miljødepartementet, 2026](#).

⁹ [Klimatiltak i Norge 2026: Veivalg og utslippsbaner mot 2050, Miljødirektoratet, 2026](#).

UTEN NY VINDKRAFT KAN NORGE FÅ KRAFTUNDERSKUDD I 2035

De siste årene har det knapt blitt bygget ut ny kraft i Norge. I perioden 2019-2022 var det full stans i all konsesjonsbehandling av ny vindkraft. I 2023 ble det innført endringer i energiloven og plan- og bygningsloven som innebærer at kommunen må vedta en områdereguleringsplan før det kan gis konsesjon til vindkraft.¹⁰ Per i dag er flere prosjekter i tidligfase, og noen få nærmer seg konsesjonsvedtak eller har nylig fått konsesjon. Samtidig har flere prosjekter stoppet i tidligfase, før NVE har fått dem til behandling. Dette bidrar til at utsiktene for ny vindkraftproduksjon fram mot 2035 framstår mer usikre enn da vi utarbeidet LA25.

I LA25 anslo vi økning i total kraftproduksjon i Norge på rundt 23 TWh fram mot 2035 i forhold til i dag.¹ En viktig forutsetning var utbygging av om lag 16 TWh ny vindkraft, fordelt på 7 TWh landvind og 9 TWh havvind. For landvind bygget dette på en betydelig aktivitet rundt nye prosjekter, mens anslaget for havvind bygget på de politiske ambisjonene og støtteordningene for Sørliche Nordsjø II og Utsira Nord.

I scenarioet *Nullvekst vind* legger vi til grunn at det i praksis ikke bygges ut vindkraft i Norge det neste tiåret, verken til lands eller til havs. Kraftbalansen blir da redusert til 5 TWh i 2035, ned fra 20 TWh i LA25. Dersom vi også legger til grunn en høyere forbruksvekst enn i LA25, blir kraftbalansen negativ. I scenarioet *Høyere forbruk, nullvekst vind* er kraftbalansen -4 TWh. Norge vil da være nettoimportør av kraft i et normalår. Samtidig antar vi i dette scenarioet at kun en andel av datasentrene som i dag har fått tildelt nettkapasitet, faktisk blir realisert.¹¹ Dersom *alle* datasentre som har fått tildelt nettkapasitet til 2035 blir realisert, svekkes kraftbalansen ytterligere til om lag -15 TWh i et normalår. Samtidig ligger en kraftbalanse på -15 TWh langt utenfor dagens nivåer, og vil trolig utløse betydelige tilpasninger både på forbruks- og produksjonssiden.

STYRER VI MOT STOR IMPORTAVHENGIGHET OG SVEKKET FORSYNINGSSIKKERHET?

En negativ norsk kraftbalanse på -4 TWh i et normalår kan virke lite dramatisk. Men de fleste år er ikke normalår. I et slikt scenario gir våre modellresultater netto import av kraft i over halvparten av de 30 værårene som inngår i analysen. I de aller tørreste værårene gir modellen en kraftimport på over 30 TWh. Dette er betydelig høyere enn historiske nivåer.¹² Med en negativ kraftbalanse i et normalår vil importbehovet bli betydelig større i tørre og kalde år. Det er uklart hvordan kraftsystemet vil håndtere slike situasjoner. Vi må dessuten regne med svært sterke prisvirkninger i perioder.

Mellomlandsforbindelsene gir Norge en betydelig utvekslingskapasitet mot utlandet, noe som muliggjør import av kraft i underskuddssituasjoner. Selv om Norge samlet sett kan importere store mengder kraft, kan det i anstrengte situasjoner likevel oppstå lokal knapphet på både energi og effekt. Videre kan tekniske og markedsmessige forhold også gjøre at den tilgjengelige importmengden i perioder kan være begrenset. Med stor importavhengighet kan konsekvensene av utfall av produksjon og overføringskapasitet, eller andre uforutsette hendelser – både i Norge og i tilgrensende land – også bli store.

Økt kraftforbruk vil også innebære at den norske effektbalansen reduseres. I dag har Norge tilstrekkelig regulerbar produksjonskapasitet (også kalt *tilgjengelig effekt*) til å dekke eget forbruk i de mest anstrengte timene. Med en sterk forbruksvekst uten tilsvarende økning i tilgjengelig effekt, kan Norge bli avhengig av import for å dekke eget forbruk i anstrengte timer.

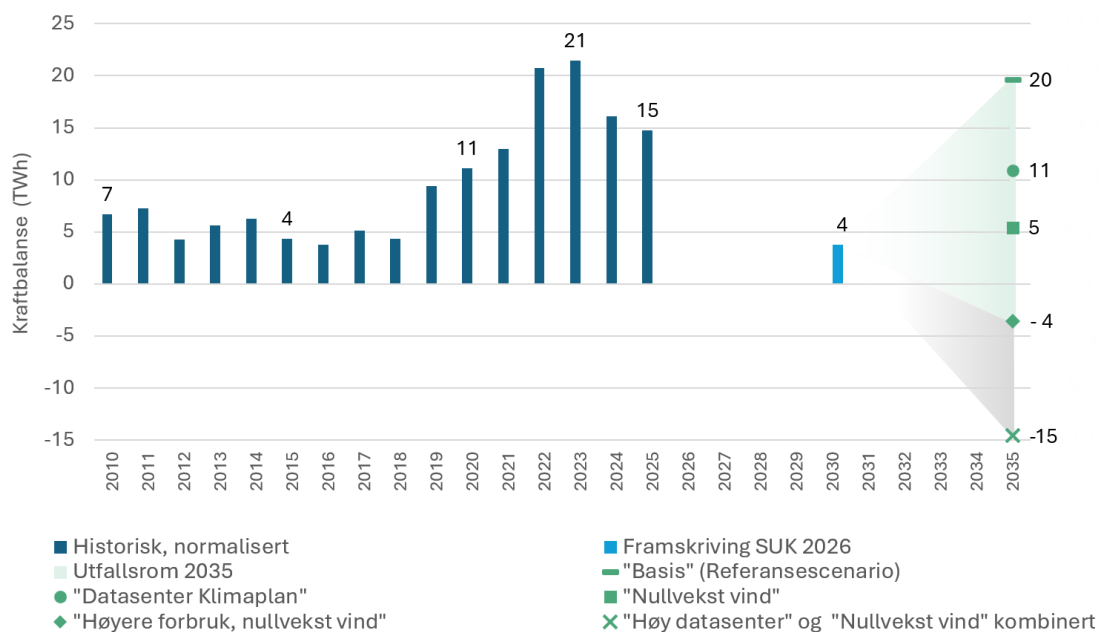
Men en negativ kraftbalanse i et normalår øker risikoeksponeringen for det norske kraftsystemet.

¹⁰ Les mer om konsesjonsbehandling av vindkraft på land i [Konsesjonsveileder for vindkraftverk på land](#).

¹¹ Se nærmere beskrivelse av forutsetningene bak scenarioet Datasenter i Vedlegg A.2 Delanalyse II

UTVIKLINGEN VIL AVHENGE AV VALGENE VI GJØR DE NESTE ÅRENE

Med økende elektrifisering av samfunnet, mer ekstremvær og et skjerpet trusselbilde i Europa, blir behovet for å sikre en robust norsk kraftforsyning stadig viktigere. I denne rapporten peker vi på en betydelig usikkerhet knyttet til den framtidige utviklingen i både produksjon og forbruk i Norge. Når usikkerheten er stor, er det gode argumenter for å legge et føre-var-perspektiv til grunn. Det tilsier å sikre en sterk norsk kraftbalanse også framover, og slik redusere risikoen for en situasjon der Norge blir avhengig av omfattende kraftimport. Både etablering av nytt forbruk og utbygging av kraftproduksjon og nett, tar tid. Veivalg og prioriteringer som gjøres i dag vil derfor legge føringer for utviklingen i kraftmarkedet i Norge i lang tid framover.



Figur 1. Historisk normalisert kraftbalanse i perioden 2010-2025, og NVEs framskrivinger for kraftbalansen i 2030 og 2035. Det grønne feltet viser utfallsrommet for kraftbalansen i 2035 i scenarioene i denne rapporten. I tillegg er kraftbalansen for et utvalg av scenarioene inkludert som punkter. Det nederste punktet viser den resulterende kraftbalansen dersom vi kombinerer den høyeste forbruksutviklingen og den laveste produksjonsutviklingen vi har sett på i analysen. Det grå feltet viser det utvidede utfallsrommet for denne kombinasjonen. Dette er ikke et scenario vi har inkludert i analysen.

I Bakgrunn

I NVEs tildelingsbrev for 2026 framgår det at NVE skal utarbeide «regelmessige analyser av kraft- og effektbalansen i lys av ulike utviklingstrekk og målsettinger på klima-, nærings- og energiområdet».¹³ De to foregående år har vi publisert analyser av ulike utviklingsbaner for kraftforbruket som følge av gjennomføring av klimatiltak, *Scenarioer for kraftmarkedet 2024*¹⁴ og *Scenarioer for kraftmarkedet 2025*.¹⁵ Analysene av kraftforbruk til klimatiltak i denne rapporten bygger videre på de to foregående rapportene.

NVE publiserer jevnlig vår langsiktige kraftmarkedsanalyse. Vår forrige analyse, *NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2025*¹⁶ (LA25) ble publisert i juni 2025. Siden LA25 ble publisert har imidlertid flere forhold endret seg. Særlig ser vi økt usikkerhet knyttet til kraftforbruket til datasentre og etableringen av ny vindkraft. I denne rapporten analyserer vi derfor også endrede forutsetninger for forbruk og produksjon enn de vi la til grunn i LA25, med fokus på utviklingstrekk som vi vurderer som viktige for utviklingen av det norske kraftsystemet framover.

I.1 Rammene for analysen

Rapporten består av fire delanalyser, der hver delanalyse inkluderer to eller flere scenarioer (se kapittel 2 og Vedlegg A for nærmere beskrivelse). Scenarioene representerer ulike utviklingsbaner for kraftforbruket og kraftproduksjonen i Norge fram mot 2035. Scenarioene må ikke forstås som forventningsbaner, men har til hensikt å styrke det faglige kunnskapsgrunnlaget om utviklingstrekk for kraftsystemet mot 2035.

Resultatene fra analysen sammenlignes med basisbanen (her kalt *Basis*) i NVEs *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025* (LA25). I analysene ser vi kun på den isolerte effekten av en raskere forbruksvekst og/eller mindre vindkraftutbygging i Norge enn vi anslo i LA25. De øvrige forutsetningene holdes uendret fra LA25. Vi ser dermed kun på de isolerte virkningene av noen utvalgte endringer i kraftsystemet i Norge, alt annet likt (ofte omtalt som *førsteordenseffekter*). Dette innebærer at vi ikke tar hensyn til eventuelle øvrige virkninger av dette i resten av kraftmarkedet, som andre langsiktige tilpasninger på produksjons- eller forbrukssiden av endrede kraftpriser i Norge eller i andre land (ofte omtalt som *andreordenseffekter*). Denne forutsetningen diskuterer vi nærmere mot slutten av kapittel 3.1.

I tillegg har vi lagt til grunn følgende antakelser og forenklinger:

- **Vi legger til grunn de sentrale forutsetningene fra LA25** for utviklingen i kraftsystemet i Norden og Europa, samt for brensels- og CO₂-priser. Utviklingen utenfor Norge har ikke bare betydning for det generelle prisnivået, men også for hvor store prisvirkninger endringer i den norske kraftbalansen gir. Dersom forutsetningene skulle endre seg betydelig, vil også prisvirkningene vi finner i analysen kunne endre seg. Dette drøfter vi også nærmere i kapittel 3.3.
- **Vi gjør ikke nye vurderinger av kraftbehovet utløst av klimatiltak**, men legger til grunn beregninger gjennomført av Klima- og miljødepartementet, Finansdepartementet og Miljødirektoratet, samt egne vurderinger gjort i LA25. Det er stor usikkerhet knyttet til kraftbehovet som følger av planlagte virkemidler og ulike klimatiltak.
- **Vi ser kun på klimatiltak som påvirker kraftforbruket**, og vurderer ikke andre tiltak i kraftsystemet som også kan tilrettelegge for utslippskutt nasjonalt, som mer energieffektivisering¹⁷.
- **Vi gjør ikke egne vurderinger av tilgjengelig nettkapasitet** for å tilknytte forbruk utover forbruket i *Basis*. Utviklingsbanene for datasentre er likevel basert på vurderinger av prosjekter

¹³ Tildelingsbrev til Norges vassdrags- og energidirektorat for 2026, Energidepartementet, 2026.

¹⁴ Scenarioer for kraftmarkedet 2024. En forenklet analyse av økt kraftforbruk i 2030 og 2035, NVE, rapport 18/2024.

¹⁵ Scenarioer for kraftmarkedet 2025. Omstillingsdrevet forbruksvekst mot 2035, NVE, rapport 24/2025.

¹⁶ Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 - Energiomstilling i urolige tider, NVE, rapport 15/2025.

¹⁷ Les mer om energieffektivisering i Norge i *Energibruksrapporten 2026*, NVE, rapport 39/2026.

som har fått reservert nettkapasitet i eksisterende eller planlagt nett innen 2035. Tilknytning av mye nytt forbruk eller store forbrukspunkter vil kunne kreve større tiltak i nettet.

Scenarioene analyseres ved hjelp av kraftmarkedsmodeller, der vi benytter det samme modellapparatet som vi benyttet i LA25.¹⁸ Vi tar utgangspunkt i dagens kraftmarked, og ser på utviklingen mot 2035. Når vi presenterer resultatene, fokuserer vi spesielt på endringene i kraftpriser og kraftbalansen i Norge fram mot 2035, sammenlignet med hva vi anslo i LA25 (se Temaboks 1). Med mindre annet er spesifisert, viser vi resultater for et normalår basert på værdata for perioden 1991-2020.

1.2 Underlagsrapporter

Beregningene av utviklingsbanene for forbruk og produksjon mot 2035 er basert på datagrunnlag fra følgende rapporter:

- **NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2025 (LA25)**¹⁶ representerer NVEs syn på utviklingen av kraftmarkedet mot 2050, gitt eksisterende virkemidler og kjente drivere. *Basisbanen* i LA25 er referansescenario for analysen (se Temaboks 1).
- **Klimastatus og -plan for 2027 (KSP27)**¹⁹ er regjeringens årlige rapportering av hvordan Norge ligger an til å nå klimamålene, der blant annet planlagte virkemidler beskrives. KSP27 ligger til grunn for scenarioet *Klimaplan*.
- **Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2026 (KIN26)**²⁰ er Miljødirektoratets tiltaksanalyse for 2026, og kartlegger mulige klimatiltak i alle sektorer. KIN26 ligger til grunn for scenarioet *Klimatiltak*.

2 Beskrivelse av scenarioene

I dette kapittelet gir vi en kort beskrivelse av de ulike delanalysene, og scenarioene som inngår i hver delanalyse. I tallgrunnlaget presenterer vi totalnivåene i 2035, samt hvilken vekst dette vil innebære fra dagens situasjon (2025). Scenarioene sammenlignes med referansescenarioet *Basis*, som tilsvarende *Basisbanen* i *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025 (LA25)* for året 2035. Temaboks 1 gir en beskrivelse av LA25 og forutsetningene lagt til grunn i *Basis*. En mer detaljert beskrivelse av hvert scenario kan finnes i Vedlegg A.

I Tabell 1 oppsummerer vi endringene vi forutsetter for kraftforbruket og kraftproduksjonen i 2035 i hvert scenario, sammenlignet med *Basis*.

Referansescenarioet *Basis*

Resultatene sammenlignes med referansescenarioet *Basis*, som tilsvarende *basisbanen* i *NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2025*¹⁶ (LA25) for året 2035. Se nærmere beskrivelse av LA25 og *Basis* i Temaboks 1.

S0 *Basis*: Ventet utvikling i kraftmarkedet mot 2035, gitt vedtatt politikk og kjente drivere.

Delanalyse 1: Ytterligere klimatiltak.

I første delanalyse ser vi på ulike utviklingsbaner for kraftforbruket som følge av gjennomføring av klimatiltak. Basert på forutsetningene i LA25 anslår vi at om lag 14 TWh av den ventede forbruksveksten fra 2025 og fram mot 2035 kan knyttes til allerede vedtatte virkemidler i klimapolitikken. I delanalyse 1 forutsetter vi at det gjennomføres ytterligere klimatiltak. Følgende scenarioer er inkludert:

- S1 *Klimaplan*: Innføring av virkemidlene i KSP2027¹⁹, som gir 4 TWh høyere forbruk enn i LA25.
- S2 *Klimatiltak*: Gjennomføring av alle tiltakene i KIN26²⁰, som gir 16 TWh økning fra LA25.

¹⁸ Se nærmere beskrivelse av metode og modellapparat i LA25 i [Vedlegg 6.2 Metode](#)

¹⁹ [Regjeringens klimastatus og -plan for 2027, Klima- og miljødepartementet, 2026.](#)

²⁰ [Klimatiltak i Norge 2026: Veivalg og utslippsbaner mot 2050, Miljødirektoratet, 2026.](#)

Delanalyse II: Økt kraftforbruk til datasentre

I andre delanalyse utforsker vi høyere utviklingsbaner for kraftforbruket til datasentre enn vi la til grunn i LA25. I LA25 forutsatte vi at kraftforbruket til datasentre ville øke til om lag 8 TWh i 2035. Sammenlignet med dagens nivå på rundt 3 TWh, tilsvarer det en økning på om lag 5 TWh. Vi utforsker følgende scenarier:

- S3 *Datasenter*: En raskere vekst i datasentre, som gir 6 TWh høyere forbruk i 2035 enn i LA25.
- S4 *Høy datasenter*: Øvre utfallsrom for datasentre mot 2035, som gir 17 TWh økning fra LA25.
- S5 *Datasenter Klimaplan*: Virkemidlene i *Klimaplan*, med forbruksbanen *Datasenter* lagt til grunn.

Delanalyse III: Lavere vindkraftutbygging

I tredje delanalyse undersøker vi virkningene av en lavere vindkraftutbygging enn i LA25. I LA25 forutsatte vi at det bygges ut om lag 16 TWh vindkraft fra i dag og fram mot 2035, fordelt på 7 TWh landvind og 9 TWh havvind. Vi utforsker følgende scenarier:

- S6 *Nullvekst landvind*: Ingen ny landvind til 2035, som gir 6,5 TWh lavere produksjon enn i LA25.

Tabell 1. Oversikt over forutsetninger for forbruk og produksjon i hvert scenario, rundet av til nærmeste TWh. De første to radene (i sort) viser hhv normaliserte historiske totalnivåer for 2025, og totalnivåer i året 2035 for scenarioet *Basis*. Radene under (i grått) viser endring relativt til *Basis*. Blanke felt indikerer lik forutsetning som i *Basis*. Merk at summen av de enkelte bidragene vil kunne avvike fra totalen grunnet avrunding til nærmeste TWh.²¹

Scenarier	Forbruk (TWh)			Produksjon (TWh)		
	Forbruk	til data-senter	til klima-tiltak	Produksjon	fra land-vind	fra hav-vind
Historisk, normalisert (2025)	142	3	16 ²²	158	16	0
S0 Basis (2035)	161	8	30²³	181	23	9
Del I: ytterligere klimatiltak						
S1 <i>Klimaplan</i>	+4		+ 4			
S2 <i>Klimatiltak</i>	+16		+ 16			
Del II: økt kraftforbruk til datasentre						
S3 <i>Datasenter</i>	+6	+ 6				
S4 <i>Høy datasenter</i>	+17	+ 17				
S5 <i>Datasenter Klimaplan</i>	+9	+ 6	+ 4			
Del III: lavere vindkraftutbygging						
S6 <i>Nullvekst landvind</i>				-7	- 7	
S7 <i>Nullvekst havvind</i>				-9		- 9
S8 <i>Nullvekst vind</i>				-16	- 7	- 9
S9 <i>Basis, uten Utsira Nord</i>				-2		-2
Del IV: høyere forbruk og lavere vindkraftutbygging						
S11 <i>Høyere forbruk, uten Utsira Nord</i>	+9	+ 6	+ 4	-2		- 2
S11 <i>Høyere forbruk, nullvekst vind</i>	+9	+ 6	+ 4	- 16	-7	- 9

²¹ Tallene i tabellen er forutsetningene lagt til grunn for de ulike scenarioene. Modellkjøringene kan resultere i andre totalnivåer for forbruk og produksjon, avhengig av hvilken løsning modellen finner som samfunnsøkonomisk optimal. Det kan også være små avvik mellom resultatene i *Basis* og i LA25 (se beskrivelse i vedlegg). Med mindre annet er spesifisert, refererer vi i denne rapporten til tall fra modellkjøringer gjennomført for denne analysen.

²² Som et grovt estimat anslår vi at om lag 12 prosent av det totale kraftforbruket i dag kan tilskrives klimatiltak. Dette er imidlertid krevende å anslå, og vil avhenge av hva man legger i begrepet «klimatiltak». I dette estimatet inkluderer vi 4,5 TWh forbruk til transportsektoren, 11 TWh til petroleumssektoren, samt noe forbruk innen industri og anlegg.

²³ Som et grovt estimat anslår vi at om lag 30 TWh av det totale kraftforbruket i 2035 kan tilskrives klimatiltak, en økning på om lag 14 TWh fra 2025. Som for anslaget for 2025, er også dette anslaget svært usikkert. Økningen fram mot 2035 inkluderer blant annet om lag 7 TWh forbruk til transportsektoren, 3 TWh forbruk til petroleumssektoren, 2 TWh til hydrogenproduksjon, samt noe forbruk innen industri og anlegg.

- S7 *Nullvekst havvind*: Ingen ny havvind til 2035, som gir 9 TWh lavere produksjon enn i LA25.
 S8 *Nullvekst vind*: Ingen ny vindkraft til 2035, som gir 15,5 TWh lavere produksjon enn i LA25.
 S9 *Basis, uten Utsira Nord*: Ingen produksjon fra Utsira Nord i 2035, som gir 2 TWh lavere produksjon.

Delanalyse IV: Høyere forbruk og lavere vindkraftutbygging

I fjerde delanalyse antar vi både høyere forbruk²⁴ og mindre ny vindkraft mot 2035 enn i LA25. Vi utforsker følgende scenario:

- S10 *Høyere forbruk, uten Utsira Nord*: Forbruksbanen Datasenter Klimaplan (S5), og uten Utsira Nord (S9).
 S11 *Høyere forbruk, nullvekst vind*: Forbruksbanen Datasenter Klimaplan (S5), og Nullvekst vind (S8)

NVES LANGSIKTIGE KRAFTMARKEDSANALYSE 2025

Resultatene i analysen sammenlignes med referansescenarioet *Basis*. Dette tilsvarer *Basisbanen* i NVEs *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2025* (LA25). LA25 beskriver NVEs forventede utvikling av kraftmarkedet fra referanseåret 2023 og fram til 2050, gitt vedtatt politikk og kjente drivere. Under gir vi en kort beskrivelse av utviklingsbanene som ligger til grunn for *Basisbanen*, for perioden 2023-2035. Her legger vi særlig vekt på utviklingstrekkene vi belyser nærmere i denne analysen. En nærmere beskrivelse av både disse og øvrige forutsetninger kan finnes i [LA25](#).

Kraftforbruk: I LA25 anslo vi at kraftforbruket i Norge ville øke til om lag 161 TWh i 2035. Dette tilsvarer en økning på om lag 19 TWh fra dagens nivå (2025). Basert på forutsetningene i LA25 har vi beregnet at om lag 17 TWh av den ventede forbruksveksten fra referanseåret 2023 og fram mot 2035 ville komme som følge av allerede vedtatte virkemidler i klimapolitikken. Fra dagens nivå gir dette en forbruksvekst på om lag 14 TWh som følge av klimatiltak. Videre anslo vi at datasentre ville stå for om lag 8 TWh av kraftforbruket i 2035. Dette tilsvarer en økning på om lag 5 TWh sammenlignet med dagens nivå (2025).

Kraftproduksjon: I LA25 anslo vi at kraftproduksjonen i Norge ville øke til om lag 181 TWh i 2035, i et normalår. Dette tilsvarer en økning på om lag 23 TWh fra dagens nivå. Vi anslo at vindkraft ville stå for hoveddelen av veksten, med en økning på om lag 16 TWh, fordelt på 6,7 TWh landvind og 9 TWh havvind. Vi forutsatte at nær 4,5 TWh av veksten i landvind ville komme i nordlige Norge. For havvind forutsatte vi at alle nye prosjekter ville knyttes til Sørvest-Norge.

Kraftbalanse: I dag har Norge en positiv kraftbalanse på om lag 15 TWh i et normalår. I LA25 anslo vi en norsk kraftbalanse i 2035 på om lag 20 TWh. Til tross for en forventet forbruksvekst, ventet vi at en betydelig økning i kraftproduksjonen ville bidra til at kraftbalansen styrkes mot 2035. Vi ventet imidlertid at økningen i kraftproduksjon først ville komme etter 2030, slik at kraftbalansen først ville svekkes mot 2030. I årene etter 2030 forutsatte vi at en betydelig vindkraftutbygging ville bidra til at kraftbalansen igjen styrkes. Også i resten av Norden forutsatte vi en positiv kraftbalanse i 2035. Særlig ventet vi et stort kraftoverskudd i Sverige i 2035, på rundt 21 TWh.

Karbon- og gasspriser: I LA25 forutsatte vi at karbonprisen ville øke gradvis, til rundt 100 €/tonn i 2035. Videre la vi til grunn en stabilisering av gassprisene, til rundt 24 €/MWh i 2035. Til sammenligning ligger europeiske karbon- og gasspriser i oktober 2026 på hhv rundt 85 €/tonn og 90 €/MWh (Kilde: Montel – SysPower).

Kraftpriser: Som følge av blant annet forutsetningene over, ble gjennomsnittlige kraftpriser i 2035 anslått til om lag 49-51 øre/kWh i nordlige Norge, og 56-57 øre/kWh i sørlige Norge. Til sammenligning lå snittprisene i 2025 på 10-25 øre/kWh i nordlige Norge, og 55-77 øre/kWh i sørlige Norge, avhengig av hvilket budområde vi ser på.

Temaboks 1. NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse

²⁴ For å unngå lange scenarionavn bruker vi her betegnelsen *Høyere forbruk* om forbruksbanen *Datasenter Klimaplan*.

3 Virkninger på kraftmarkedet

I dette kapitlet presenterer vi virkningene på kraftmarkedet av scenarioene gjennomgått i kapittel 2. Resultatene sammenlignes med *Basis*, som tilsvarer basisbanen i LA25 for året 2035 (se Temaboks 1). Om ikke annet er spesifisert, oppgir vi resultatene for et *normalår*. Virkningene på kraftmarkedet av høyere forbruk eller lavere produksjon kan derfor bli sterkere i enkelte år enn de gjennomsnittlige virkningene vi oppgir her. Dette diskuterer vi også nærmere i analysen (se også Temaboks 2 og Temaboks 6).

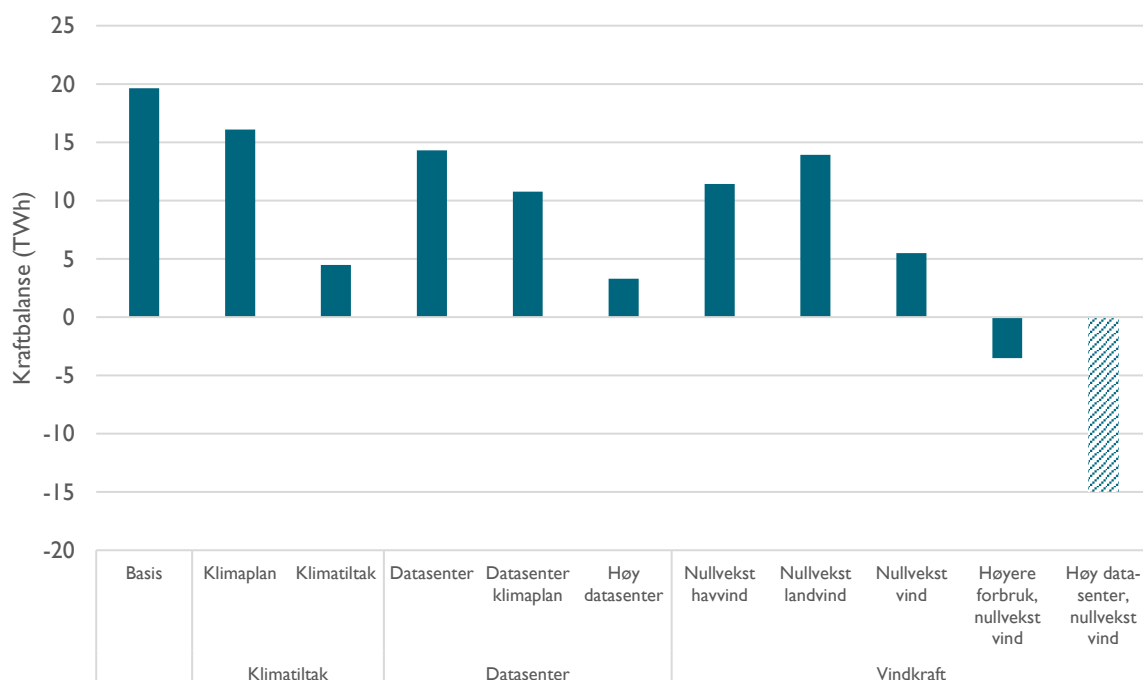
3.1 Kraftbalanse

I dette delkapitlet gjennomgår vi hvordan de ulike scenarioene påvirker den norske kraftbalansen i 2035. Figur 2 gir en oversikt over utfallsrommet for utviklingen i kraftbalansen mot 2035.

HVIS FLERE FAKTORER TREKKER I SAMME RETNING, KAN KRAFTBALANSEN BLI NEGATIV

Resultatene våre viser at kraftbalansen forblir positiv dersom vi *kun* legger til grunn en høyere forbruksvekst eller en lavere vindkraftutbygging mot 2035 enn i LA25, uten at andre faktorer endres. Scenarioene for høyere forbruksvekst gir et utfallsrom for kraftbalansen mot 2035 på 3-16 TWh. Med scenarioene for lavere vindkraftutbygging får vi et utfallsrom for kraftbalansen på 6-14 TWh.

Dersom vi derimot legger til grunn *både* en høyere forbruksvekst og en lavere produksjonsvekst mot 2035, finner vi at kraftbalansen kan nærme seg null og i ytterste konsekvens bli negativ. I scenarioet *Høyere forbruk, nullvekst vind* legger vi til grunn en forbruksvekst tilsvarende forbruksbanen i *Datasenter klimaplan*, samtidig som vi forutsetter ingen ny vindkraftproduksjon mot 2035. I dette scenarioet får Norge en negativ kraftbalanse på om lag -4 TWh i 2035, og import av kraft i et normalår.

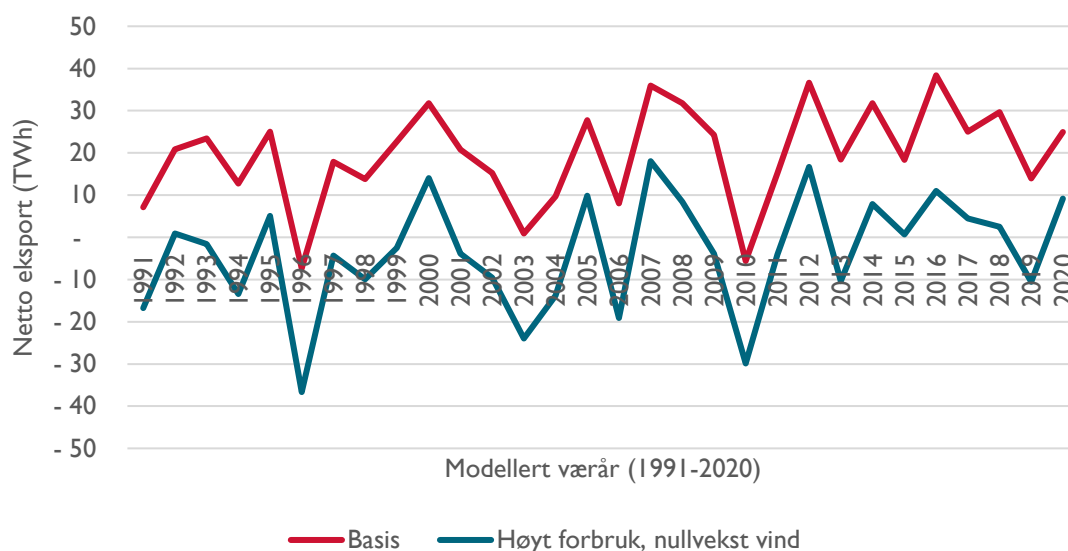


Figur 2. Resulterende kraftbalanse i 2035 for de ulike scenarioene for forbruk og produksjon, alt annet likt. Merk at «Høy datasenter, nullvekst vind» ikke representerer et eget scenario i analysen, men illustrerer kraftbalansen dersom både den høyeste forbruksutviklingen og den laveste produksjonsutviklingen vi har sett på i analysen legges til grunn.

EN NEGATIV KRAFTBALANSE VIL GI ENKELTÅR MED SVÆRT STOR IMPORT

I Figur 3 ser vi nærmere på den resulterende nettoimporten av kraft i 2035 for hvert av de 30 værårene som inngår i analysen. Figuren viser modellresultater for scenarioene *Basis* og *Høyere forbruk, nullvekst vind*, der den underliggende kraftbalansen er på hhv 19 TWh og -4 TWh. Figuren viser at Norge ved en positiv kraftbalanse på 19 TWh (rød linje) vil ha nettoeksport av kraft i de fleste år. Kun i 2 av de 30 modellerte værårene (1996 og 2010) vil Norge være nettoimportør. Ved en negativ kraftbalanse på -4 TWh (blå linje) viser derimot modellresultatene netto import av kraft til Norge i over halvparten (17 av 30) av værårene. I de aller tørreste værårene gir modellresultatene en kraftimport på 30-40 TWh. Dette ligger klart over den høyeste historiske nettoimporten på om lag 12 TWh i 2004.

Et betydelig høyere importnivå i modellresultatene enn vi har sett historisk, kan dels forklares av at Norge i dag har større muligheter for import enn de historiske tørreårene vi sammenligner med. Vi ser at modellene i større grad velger å dekke forbruket gjennom import, og i mindre grad dekker forbruket gjennom nedtapping av vannmagasinene enn det som historisk har vært tilfelle. Utbyggingen av ny utvekslingskapasitet de siste årene gjør at en større del av tilpasningen i tørrår kan skje gjennom handel med nabolandene. I teorien vil Norge kunne importere om lag 70-80 TWh kraft i løpet av et år dersom samtlige mellomlandsforbindelser blir fullt utnyttet til import til enhver tid i løpet av året uten begrensninger. Den faktiske tilgjengelige importmengden vil i virkeligheten være lavere enn dette, både som følge av tekniske og markedsmessige forhold.



Figur 3. Modellert nettoeksport i 2035 for hvert av de 30 værårene som er inkludert i analysen, for scenarioene *Basis* og *Høyere forbruk, nullvekst vind*.

EN SVAKERE UNDERLIGGENDE KRAFTBALANSE GIR FLERE ÅR MED NETTO IMPORT

Den underliggende kraftbalansen i Norge (heretter kalt *kraftbalansen*) angir forskjellen mellom årsproduksjon og årsforbruk i et *normalår*, korrigert for variasjoner i vær mellom år. I denne rapporten baserer vi normalårsproduksjon og -forbruk på værdata over en 30 årsperiode (1991-2020). En positiv norsk kraftbalanse betyr at Norge i et gjennomsnittså vil ha eksport av kraft. Motsatt vil en negativ kraftbalanse innebære at Norge i et normalår vil importere kraft. Det norske kraftsystemet er væravhengig, og det faktiske kraftoverskuddet eller -underskuddet vil variere betydelig mellom år, avhengig av variasjoner i vær. Den samme underliggende kraftbalansen kan dermed gi store variasjoner i faktisk nettoeksport fra år til år. Likevel er kraftbalansen en viktig indikator for hvor ofte Norge forventes å være nettoeksportør eller nettoimportør av kraft. Jo lavere kraftbalanse, jo flere år vil Norge være nettoimportør av kraft, og motsatt.

EN SVAK ELLER NEGATIV NORSK KRAFTBALANSE GJØR KRAFTSYSTEMET MER SÅRBART

Norge er i dag tett knyttet til resten av Norden og Europa både markedsmessig og gjennom mellomlandsforbindelser. Med en total kapasitet på om lag 9000 MW, muliggjør mellomlandsforbindelsene import av kraft til Norge i underskuddssituasjoner, og bidrar slik til å øke forsyningssikkerheten i det norske kraftsystemet. Større importavhengighet vil likevel gjøre det norske kraftsystemet mer sårbart. Med en betydelig svekket eller negativ kraftbalanse, vil Norge kunne få enkeltår med behov for tilgjengelig importkapasitet til Norge i store deler av året. Selv om Norge samlet sett er i stand til å importere tilstrekkelige energimengder, kan det i tørre år oppstå lokal knapphet på energi eller effekt. I en slik situasjon vil det norske kraftsystemet være sårbart for utfall av produksjon og nett, og andre uforutsette hendelser. Når marginene i kraftsystemet er små, kan selv mindre endringer i forutsetningene gi betydelige utslag i kraftpriser og kraftflyt. Dette gjør analysene mer usikre og anslagene mer krevende å fastsette enn i situasjoner med større kraftoverskudd.

HØY REALISERINGSGRAD FOR DATASENTRE KAN GI STERK NEGATIV KRAFTBALANSE

Det er betydelig usikkerhet knyttet til utviklingen i både kraftforbruk og kraftproduksjon fram mot 2035. Det faktiske kraftforbruket kan bli både høyere og lavere enn forbruksbanene som er analysert i denne rapporten. Særlig er det stor usikkerhet knyttet til den videre utviklingen i kraftforbruket til datasentre. Datasentre er i dag blant sektorene med raskest voksende etterspørsel etter kraft og nettkapasitet globalt. I Norge er datasentre den næringen hvor energibruken har vokst raskest de siste ti årene.³³ Datasenter-næringen er trolig den sektoren i Norge med størst potensial for å øke kraftforbruket de neste årene. Omfanget og tempoet i en slik utvikling er imidlertid svært usikkert.

I scenarioet *Høyere forbruk, nullvekst vind*, som gir en negativ kraftbalanse på -4 TWh, antar vi at kun en andel av datasentrene som i dag har fått tildelt nettkapasitet, faktisk blir realisert. Dersom vi derimot forutsetter en realisering av *alle* datasentre som har fått tildelt nettkapasitet til 2035, får vi en ytterligere svekket kraftbalanse, til om lag -15 TWh i et normalår. Dette illustreres i Figur 1 som et skravert nedre utfallsrom for kraftbalansen i 2035. I et slikt scenario beveger vi oss langt unna dagens situasjon, og antakelsen om «alt annet likt» blir vanskeligere å forsvare. Med vesentlig høyere kraftpriser vil forbruket i deler av eksisterende industri kunne bli redusert, samtidig som lønnsomheten i ny kraftproduksjon vil øke.

HVIS LITE NY PRODUKSJON ETABLERES TIL 2035, VIL IKKE KRAFTBALANSEN STYRKES

I LA25 er en sentral forutsetning for en sterk kraftbalanse i 2035 at det bygges ut om lag 16 TWh ny vindkraftproduksjon i Norge mellom 2030 og 2035. Denne utviklingen vil imidlertid ikke skje av seg selv. For havvind gjenstår flere viktige milepæler før prosjektene kan realiseres, og det er fortsatt usikkerhet knyttet til hvor mye ny produksjon som vil være i drift innen 2035. For vindkraft på land har det vært tilnærmet ingen ny utbygging de siste årene, og vi ser at flere prosjekter stopper i tidligfase, før NVE har fått dem til behandling. Hvis lite eller ingen ny vindkraft etableres mot 2035, vil heller ikke kraftbalansen styrkes.

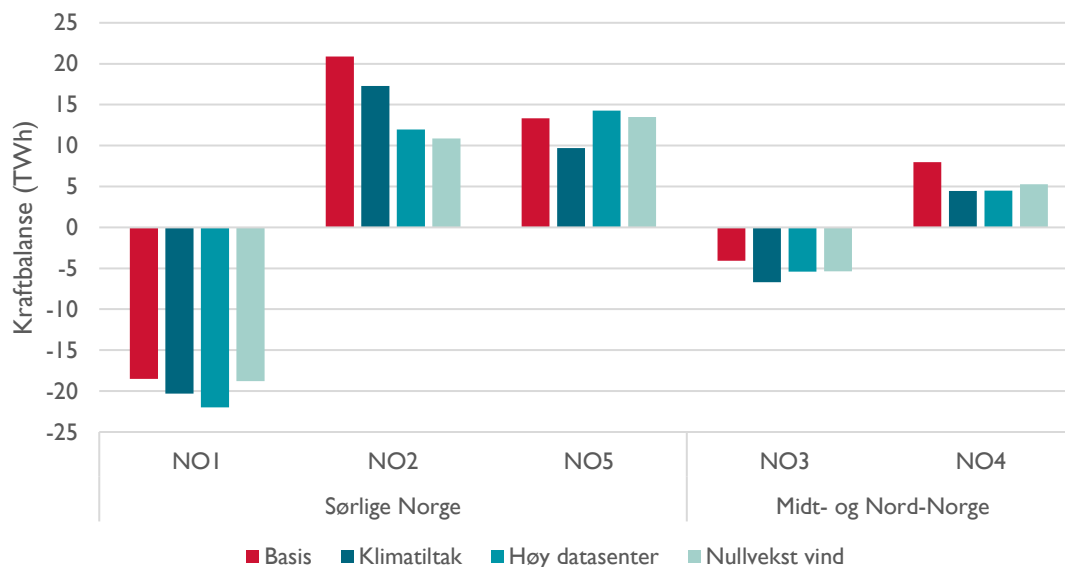
SVAK VEKST I KRAFTUTBYGGINGEN, MEN ØKT TILFANG AV NYE PROSJEKTER

I andre tertial 2026 (1. mai - 31. august) ble det satt i drift 52 MW ny kraftproduksjon, tilsvarende en årsproduksjon på om lag 120 GWh. 1,3 TWh ny kraftproduksjon er under bygging. Perioden føyer seg dermed inn i trenden vi har sett de siste årene, med svak vekst i ny kraftproduksjon. Vi ser likevel en sterk økning i nye prosjekter. Det er fastsatt 62 utredningsprogrammer for nye kraftprosjekter, hvor søknad ennå ikke er mottatt. I sum utgjør disse prosjektene nesten 7 GW, tilsvarende om lag 16,8 TWh årlig kraftproduksjon. Av disse prosjektene vil likevel ikke alle kunne få konsesjon, blant annet som følge av begrenset kapasitet i nettet. I senere år har vi også sett svekket lønnsomhet i noen prosjekter, noe som kan føre til at prosjekter som har fått konsesjon, likevel ikke realiseres. Omtrent 270 kraftprosjekter, tilsvarende en årsproduksjon på om lag 3,6 TWh, har i dag alle tillatelser på plass, men er ikke satt i drift. Les mer i [Status for kraftutbygging og NVEs konsesjons- og detaljplanbehandling](#).

I august i år la regjeringen fram en [tiltaksplan for raskere utbygging av kraft og strømmnett i Norge](#). Hvor raskt denne vil komme på plass og hvilken virkning den vil ha, er fortsatt usikkert. NVE arbeider løpende med tiltak for å bidra til kortere ledetider i tråd med regjeringens ambisjon.

SCENARIOENE PÅVIRKER KRAFTBALANSEN ULIKT I DE ULIKE BUDOMRÅDENE

Figur 4 viser at scenarioene gir ulike utslag i de enkelte budområdene.²⁵ Sørøst-Norge (NO1) og Midt-Norge (NO3) har kraftunderskudd i alle scenarioene, og underskuddet forsterkes noe når kraftforbruket blir høyere eller vindkraftutbyggingen blir lavere enn forutsatt i Basis. Sørvest-Norge (NO2) påvirkes mest av scenarioforutsetningene. Dette skyldes både at en stor del av den reserveerte datasenterkapasiteten er lokalisert i dette området, og at mye av den forventede havvindutbyggingen er knyttet til Sørvest-Norge. I scenarioet *Klimatiltak* fordeles forbruksveksten mer mellom landsdelene, noe som gir mindre utslag i Sørøst-Norge enn i de øvrige budområdene. Resultatene illustrerer at utviklingen i regional kraftbalanse i stor grad påvirkes av hvor nytt forbruk og ny produksjon lokaliseres. Tall for hvert budområde for alle scenarioer finnes i vedlegget.



Figur 4: Kraftbalanse per budområde i 2035 for Basis, Klimatiltak, Høy Datasenter og Nullvekst Vind. Gjennomsnitt av alle værår.²⁶

ØVRIGE TILPASNINGER I MARKEDET VIL KUNNE GI EN ANNEN LIKEVEKT PÅ LANG SIKT

I analysene vurderer vi de isolerte virkningene av å endre på deler av kraftforbruket og/eller kraftproduksjonen i Norge. De øvrige forutsetningene holdes like som i Basis. Vi tar dermed ikke hensyn til hvilke eventuelle øvrige langsiktige virkninger dette ville kunne gi i resten av kraftmarkedet. I virkeligheten vil endringene vi utforsker i denne analysen også kunne gi andre tilpasninger på produksjons- eller forbrukssiden både i Norge og i andre land. På lengre sikt vil kraftmarkedet kunne tilpasse seg de økte prisene fra en svekket kraftbalanse gjennom investeringer i ny produksjon, endringer i øvrig kraftforbruk eller andre markedsmessige tilpasninger. Over tid vil slike tilpasninger kunne bidra til at det oppstår en ny likevekt mellom tilbud og etterspørsel i kraftmarkedet. Kraftbalansen og kraftprisene reflekterer et samspill mellom tilbud og etterspørsel i markedet. Dette samspillet vil kunne gi en annen markedslikevekt på lang sikt enn det vi finner i våre analyser. I *Scenarier for kraftmarkedet 2025*²⁷, belyste vi dette gjennom scenarioet *Klimaplan Norden*, der vi utforsket mulige langsiktige tilpasninger i resten av kraftmarkedet ved en betydelig forbruksøkning i Norden.

²⁵ Norge er delt inn i fem budområder, se [Begrepsavklaringer](#).

²⁶ Kraftbalansen i NO5 er noe høyere i scenarioet *Høy Datasenter* enn i *Basis* og *Nullvekst Vind*. Dette skyldes at datasenterforbruket i scenarioet er basert på en ny framskrivningsmetode som tar utgangspunkt i en annen regional fordeling av datasentrene. Den nye metoden benytter informasjon fra Statnetts oversikt over tilknytningssaker. Se [Metode for framskriving av strømforbruk i datasentre, NVE, august 2026](#).

²⁷ [Scenarier for kraftmarkedet 2025. Omstillingsdrevet forbruksvekst mot 2035, NVE, rapport 24/2025.](#)

3.2 Effektbalanse

I NVEs rapporter *Status og utvikling i kraftsystemet 2025-2030*²⁸ og *Norsk og nordisk effektbalanse mot 2035*²⁹ peker vi på en utvikling mot en lavere norsk effektbalanse i 2030 og 2035 (se Temaboks 4). I denne analysen har vi ikke gjort egne analyser av hvordan endrede utviklingsbaner for forbruk og produksjon mot 2035 vil kunne påvirke utviklingen i effektbalanse. Under drøfter vi derfor kun på et overordnet nivå hvilke virkninger de ulike utviklingstrekkene vil kunne ha på den norske effektbalansen.

EN ØKT FORBRUKSVEKST MOT 2035 VIL TROLIG BIDRA TIL EN LAVERE EFFEKTBALANSE

I scenarioene for høyere forbruksvekst vil det nye kraftforbruket i stor grad fordele seg nokså jevnt over året. Særlig gjelder dette datasentre, der vi har antatt en jevn forbruksprofil over året. Det er derfor rimelig å legge til grunn at en betydelig del av det økte forbruket vil bidra til å øke effektbehovet i høylasttimer, og slik, alt annet likt, bidra til å redusere den norske effektbalansen. Hvor mye det totale bidraget vil bli, avhenger både av lastprofilen for det nye forbruket, samt hvor fleksibelt det er - for eksempel i hvor stor grad forbruket vil respondere på prissignaler i markedet.

LAVERE VINDKRAFTETABLERING MOT 2035 VIL I LITEN GRAD PÅVIRKE EFFEKTBALANSEN

Lavere vindkraftutbygging mot 2035 vil trolig kun i begrenset grad påvirke utviklingen i den norske effektbalansen. Dette skyldes at vindkraft ikke nødvendigvis produserer kraft i timer hvor effektbehovet er høyt, og dermed bidrar lite til effektbalansen i utgangspunktet. I våre tidligere analyser har vi anslått minimum tilgjengelig produksjonseffekt fra vindkraft på land til å være om lag 3 prosent, mens tilnærmet null for havvind. De norske havvindområdene ligger relativt nært hverandre geografisk, og er del av det samme vindregimet. Man kan derfor ikke utelukke at det kan oppstå perioder hvor det er tilnærmet vindstille samtidig på begge havvindlokalasjonene. Dette gjør at minimumsbidraget fra disse prosjektene blir lavt.

NVE VENTER AT EFFEKTBALANSEN VIL REDUSERES DE NESTE ÅRENE

For å sikre stabiliteten i kraftsystemet må det til enhver tid være balanse mellom produksjon og forbruk. Effektbalansen beskriver kraftsystemets evne til å dekke kraftbehovet i perioder der høyt effektbehov sammenfaller med lav tilgjengelig produksjonskapasitet.

I NVEs analyse [Status og utvikling i kraftsystemet 2025-2030](#) anslo vi at Norge hadde en positiv effektbalanse i 2025 på om lag 2,6 GW, men at effektbalansen vil reduseres til om lag 1,2 GW i 2030. Dette var basert på forventningen om at topplasten vil øke fra rundt 25 GW i 2025 til om lag 27 GW i 2030, samtidig som det kommer lite ny tilgjengelig effekt.

En stram effektbalanse kan gjøre at Norge må importere kraft i høylastperioder for å dekke forbruket, også når kraftprisene i tilgrensende land er høye. Strammere effektbalanse kan gi flere enkelttimer eller korte perioder der kraftprisene når høye nivåer. Hvor høy prisen vil bli i slike perioder avhenger av markedssituasjonen både i Norge og omkringliggende land. Tilsvarende som for kraftbalansen, vil en svakere norsk effektbalanse gjøre kraftsystemet mer sårbart for værvariasjoner, utfall av produksjon og nett, og andre uforutsette hendelser.

Temaboks 4. Effektbalanse

²⁸ [Status og utvikling i kraftsystemet 2025-2030, NVE, rapport 17/2026.](#)

²⁹ [Norsk og nordisk effektbalanse mot 2035, NVE, rapport 20/2024.](#)

3.3 Kraftpriser

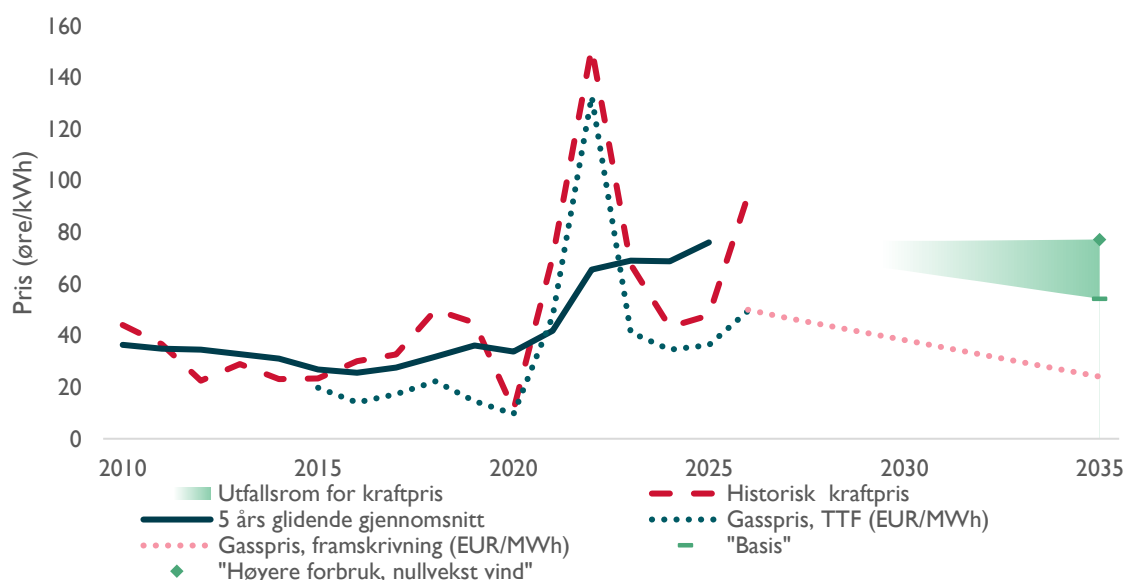
I dette delkapittelet presenterer vi resultatene for kraftpriser fra de ulike scenarioene. Resultatene sammenlignes med referansescenarioet *Basis*, som beskrives nærmere i Temaboks 1. Om ikke annet er spesifisert, ser vi på den *gjennomsnittlige årlige kraftprisen* for hvert prisområde³⁰ i Norge i et *normalår*. Den faktiske kraftprisen vil imidlertid variere mye, både gjennom døgnet, året og mellom år (se Temaboks 6).

ALLE SCENARIOENE VI HAR UNDERSØKT GIR HØYERE KRAFTPRISER I NORGE I 2035

Et høyere kraftforbruk i 2035, alt annet likt, vil redusere den norske kraftbalansen, og kraftprisene vil øke. Dette gjelder uansett om forbruksøkningen skyldes økt elektrifisering for å kutte klimagassutslipp, etablering av flere datasentre eller økt kraftforbruk til annen næringsvirksomhet. Redusert kraftforbruk som følge av mer energieffektivisering, vil derimot bidra til å styrke kraftbalansen og gi lavere kraftpriser. En lavere utbygging av ny kraft mot 2035 enn forutsatt i LA25, vil langt på vei gi tilsvarende virkning som ved et høyere kraftforbruk: Kraftbalansen reduseres, Norge vil importere kraft oftere, og kraftprisene øker.

I *Basis* ligger gjennomsnittsprisen i 2035 på 49-51 øre/kWh i nordlige Norge, og 56-57 øre/kWh i sørlige Norge, avhengig av hvilket budområde vi ser på. Til sammenligning lå snittprisene i 2025 på 10-25 øre/kWh i nordlige Norge, og 55-77 øre/kWh i sørlige Norge. Forventningen i LA25 om et moderat prisnivå i 2035 bygget dels på forventningen om en sterk norsk kraftbalanse i 2035, og dels på øvrige forutsetninger om utviklingen i kraftmarkedet, herunder et betydelig kraftoverskudd i Sverige og en normalisering av de europeiske gassprisene.

Alle scenarioene for høyere kraftforbruk og/eller mindre ny vindkraft mot 2035 gir økte kraftpriser i Norge, sammenlignet med i *Basis*. Dette illustrerer den sterke sammenhengen mellom den norske kraftbalansen og kraftprisene i Norge (se Temaboks 5). Effekten varierer mellom scenarioer, med større prisutslag jo lavere kraftbalanse scenarioet resulterer i. Til tross for at gjennomsnittsprisene i Norge øker i alle scenarioene, ligger snittprisene i 2035 likevel lavere enn i Tyskland og Storbritannia – på hhv 84 og 86 øre/kWh.

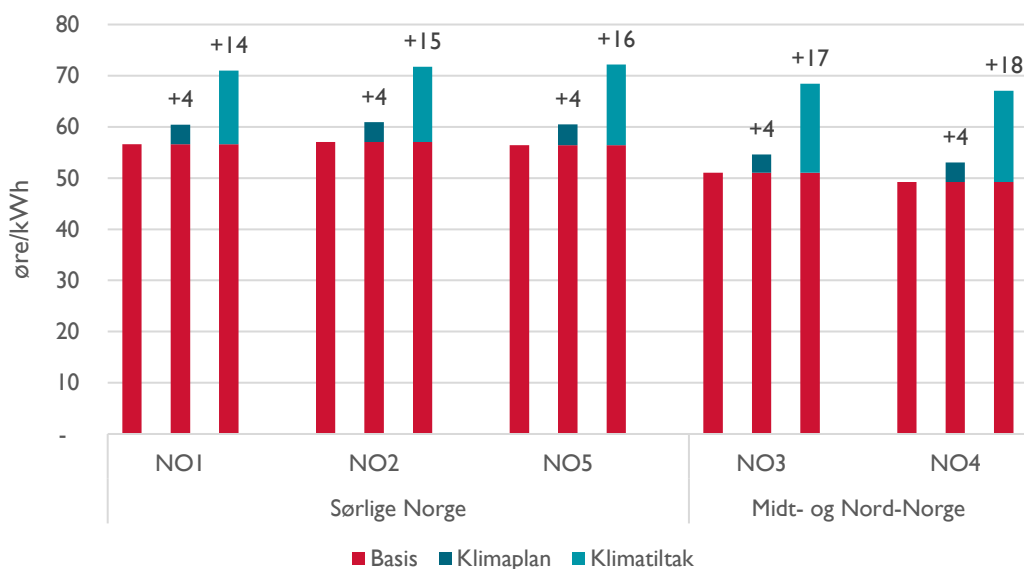


Figur 5. Historisk utvikling i gjennomsnittlige kraftpriser (øre/kWh) i Norge i perioden 2005-2026. For 2026 vises gjennomsnittet til og med september. Det grønne feltet viser utfallsrommet som blir anslått for kraftprisen i 2035 i denne analysen. For 2035 viser de ulike markørene snittprisene i *Basis*, samt det øvre utfallsrommet for kraftprisen i scenarioene i denne rapporten. Framtidige priser er modellerte og viser gjennomsnittlig kraftpris over et år basert på 30 ulike værår. Historiske priser er oppgitt i 2023 NOK. Prikket linje viser historiske nominelle gasspriser (EUR/MWh) og framskrivning av gasspris for 2035 i LA25.

³⁰ Norge er delt inn i fem budområder, se [Begrepsavklaringer](#).

YTTERLIGERE KLIMATILTAK UTOVER BASIS GIR EN PRISØKNING PÅ 4-18 ØRE/KWH

Figur 6 viser gjennomsnittlig kraftpris i 2035 for forbruksbanene *Basis*, *Klimaplan* og *Klimatiltak*, for de ulike budområdene i Norge. Den svekkede kraftbalansen resulterer i høyere kraftpriser i alle budområdene i Norge. Scenarioet *Klimaplan* gir en moderat økning i snittprisen, på 4 øre/kWh i alle budområder, sammenlignet med *Basis*. Med scenarioet *Klimatiltak* er økningen større. I sørlige Norge øker snittprisene med 14-16 øre/kWh, til 71-72 øre/kWh. I nordlige Norge er prisvirkningene noe sterkere, med en økning på 17-18 øre/kWh, til 67-68 øre/kWh. En sterkere prisvirkning i nord kan forklares ved at et svekket kraftoverskudd i Nord-Norge reduserer betydningen av flaskehalsene mellom nord og sør i Norden, noe som bidrar til likere priser mellom budområdene i Norge.



Figur 6. Årlig gjennomsnittlig kraftpris (øre/kWh) i norske budområder i 2035 for scenarioene *Basis*, *Klimaplan* og *Klimatiltak*

HØYERE ANSLAG FOR DATASENTRE GIR 4-16 ØRE/KWH HØYERE PRISER I 2035

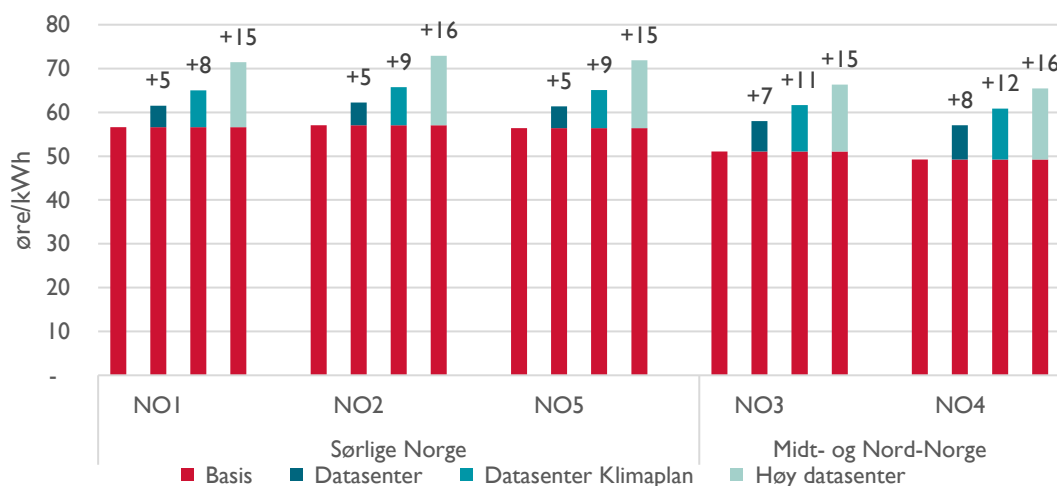
Scenarioet *Datasenter* legger til grunn våre oppdaterte anslag for kraftforbruk til datasentre mot 2035. Med denne forbruksbanen øker gjennomsnittsprisene i 2035 i alle budområdene sammenlignet med *Basis*. Økningen er størst i nordlige Norge, på 7-8 øre/kWh. I sørlige Norge øker snittprisene med 5 øre/kWh. Størst økning i nordlige Norge skyldes dels at datasentre øker mest her, og dels at en svekket kraftbalanse i nord reduserer betydningen av flaskehalsene mellom nord og sør i Norden, som beskrevet i forrige avsnitt.

Scenarioet *Datasenter Klimaplan* legger til grunn gjennomføring av regjeringens planlagte virkemidler i *Klimaplan*, med forbruksbanen i *Datasenter* som utgangspunkt. I dette scenarioet reduseres kraftbalansen i 2035 til om lag 11 TWh. Forbruksøkningen i *Datasenter Klimaplan* gir samlet sett en prisøkning på 8-12 øre/kWh sammenlignet med *Basis*. Av denne prisøkningen bidrar regjeringens planlagte virkemidler med om lag 4-5 øre/kWh. Dette er om lag tilsvarende prisøkning som når vi tar utgangspunkt i *Basis*.

KRAFTBALANSEN ER EN AV DE VIKTIGSTE DRIVERNE FOR KRAFTPRISEN

Det er en sterk sammenheng mellom den norske kraftbalansen og den gjennomsnittlige kraftprisen i Norge. Jo svakere kraftbalanse, jo høyere blir kraftprisene. Dette skyldes at prisdannelsen i Norge henger tett sammen med hvordan vannkraftprodusentene verdsetter vannet i magasinene. Når fyllingsgraden i vannmagasinene er lav, vil kraftprodusentene verdsette vannet høyere, og forbruket i Norge vil oftere dekkes av import. Norske kraftpriser er derfor mer eksponert for europeiske priser i perioder med lav magasinbefylling. I notatet [Sammenhengen mellom kraftbalanse og kraftpris](#) gir vi en grundigere beskrivelse av dette.

Scenarioet *Høy datasenter* utforsker forbruksutviklingen mot 2035 ved realisering av *alle* datasentre med tildelt kapasitet i eksisterende eller planlagt nett. En slik forbruksutvikling gir 15-16 øre/kWh høyere kraftpriser i 2035, sammenlignet med *Basis*. Scenarioet *Høy datasenter* illustrerer et øvre utfallsrom for forbruksveksten knyttet til datasentre. Vi har ikke sett på et scenario der vi både forutsetter denne vekst-raten for datasentre og samtidig legger til grunn ytterligere gjennomføring av klimatiltak utover tiltakene i LA25. Økte kraftpriser som følge av rask vekst i forbruket til datasentre vil påvirke både eksisterende og nye forbrukere, og gjøre det mer kostbart å gjennomføre klimatiltak i Norge som krever elektrifisering.



Figur 7. Årlig gjennomsnittlig kraftpris (øre/kWh) i norske budområder i 2035 for scenarioene Basis, Datasenter Klimaplan og Rask vekst i datasentre.

MINDRE VINDKRAFTUTBYGGING GIR OPP MOT 17 ØRE/KWH HØYERE PRISER I 2035

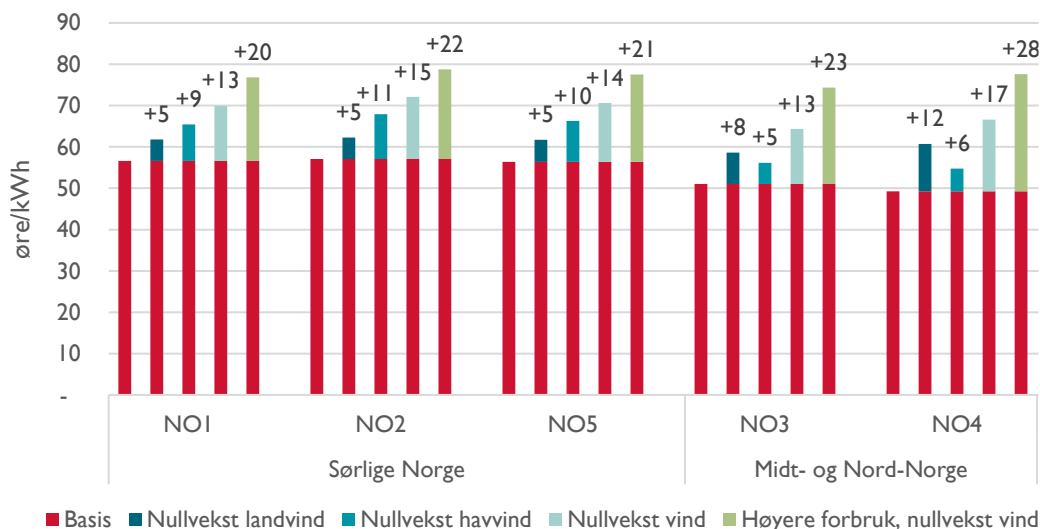
Dersom det bygges ut mindre vindkraft mellom 2030 og 2035 enn forutsatt i LA25, anslår vi at kraftprisene i 2035 kan øke med mellom 2 og 17 øre/kWh, avhengig av hvilket scenario som legges til grunn. Vi finner at manglende utbygging av havvind har størst virkning på kraftprisen i sørlige Norge (9-11 øre/kWh), mens manglende utbygging av landvind har størst virkning i Nord-Norge (over 11 øre/kWh). Forskjellen skyldes at havvindutbyggingen mot 2035 er forutsatt tilknyttet Sør-Norge (NO2), mens den landbaserte vindkraftutbyggingen i større grad er lokalisert i Nord-Norge. I tillegg er prisene i Nord-Norge mer følsomme for endringer i kraftbalansen enn i Sør-Norge, som tidligere nevnt. Det største prisutslaget finner vi dersom ingen ny vindkraft etableres mot 2035 (13-17 øre/kWh), med størst prisvirkning i Nord-Norge.

KRAFTPRISENE KAN VARIERE MYE GJENNOM DØGNET, ÅRET OG MELLOM ÅR

I denne rapporten oppgir vi kraftpriser som gjennomsnittlige årlige nivåer. Om ikke annet er spesifisert, viser vi priser for et normalår, beregnet som et gjennomsnitt over 30 værår. De faktiske kraftprisene kan imidlertid variere betydelig, både gjennom døgnet, gjennom året og mellom år. I kraftmarkedet fastsettes kraftprisene med en tidsoppløsning på 15 minutter, i et samspill mellom kraftproduksjon, kraftforbruk og kraftutveksling mellom områder og land. Både produksjon og forbruk varierer over tid, blant annet som følge av værforhold og ressursituasjonen, noe som kan gi store utslag i kraftprisene.

Det samme gjelder prisvirkningene av de ulike scenarioene vi analyserer. I rapporten presenterer vi disse som gjennomsnittlige prisvirkninger i et normalår. De faktiske prisvirkningene kan imidlertid variere betydelig, både mellom år og innenfor det enkelte år. I enkelte perioder og år kan virkningen på kraftprisene være vesentlig sterkere enn det som framgår av gjennomsnittsnivåene. Dette gjelder særlig i tørre og kalde år, når kraftsystemet er mer presset.

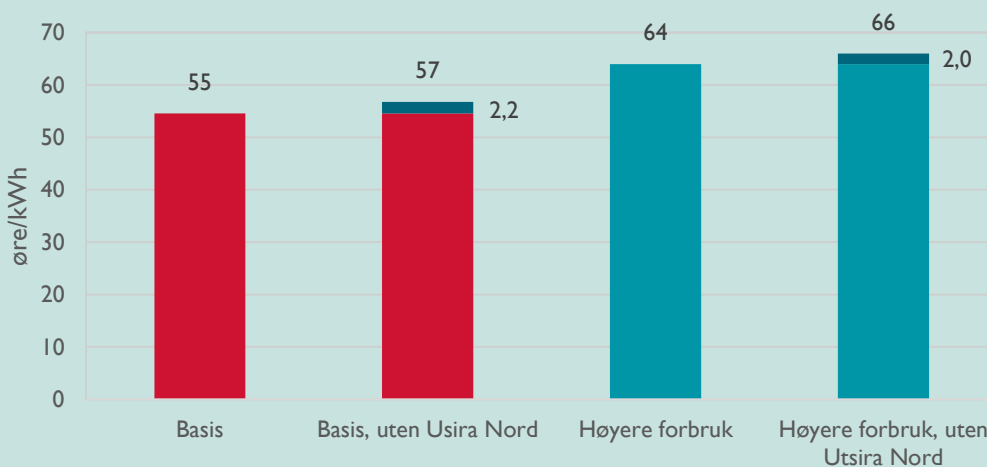
Den faktiske utviklingen i vindkraftproduksjon vil trolig ligge et sted mellom ytterpunktene av utfallsrommet vi utforsker i denne analysen. Utviklingen vil være et resultat av summen av flere enkeltprosjekter, der den samlede virkningen avhenger av hvilke prosjekter som faktisk blir realisert. Dette illustrerer vi gjennom scenarioene der vi kun ser på den isolerte effekten av Utsira Nord (se Temaboks 7).



Figur 8. Årlig gjennomsnittlig kraftpris i øre/kWh i 2035 for Basis, de tre scenarioene for lavere vindkraftproduksjon, og scenarioet Høyere forbruksvekst, nullvekst vind. Tallene over søylene viser hvor mange øre/kWh høyere kraftprisen er enn i Basis.

VIRKNINGENE AV AT HAVVINDUTBYGGINGEN PÅ UTSIRA NORD UTEBLIR

I to av scenarioene undersøker vi virkningene på kraftmarkedet dersom utbyggingen av havvind på Utsira Nord uteblir. Dette innebærer om lag 2 TWh lavere vindkraftproduksjon sammenlignet med Basis. I Basis legger vi til grunn en årsproduksjon fra Utsira Nord på 2.2 TWh i 2035. Dersom vi antar at produksjonen på Utsira Nord ikke kommer innen 2035, gir dette en tilsvarende reduksjon i kraftbalansen. Vi anslår at dette vil gi en økning i gjennomsnittlig kraftpris på om lag 2 øre/kWh, sammenlignet med Basis. Vi finner at bortfall av produksjonen på Utsira Nord vil ha størst priseffekt i Sør- og Sørvest-Norge, med en prisøkning på rundt 3 øre/kWh. Priseffekten er tilnærmet lik, uavhengig av om vi legger til grunn forbruksveksten i Basis (scenario Basis, uten Utsira Nord) eller en høyere forbruksvekst (scenario Høyere forbruk, uten Utsira Nord).



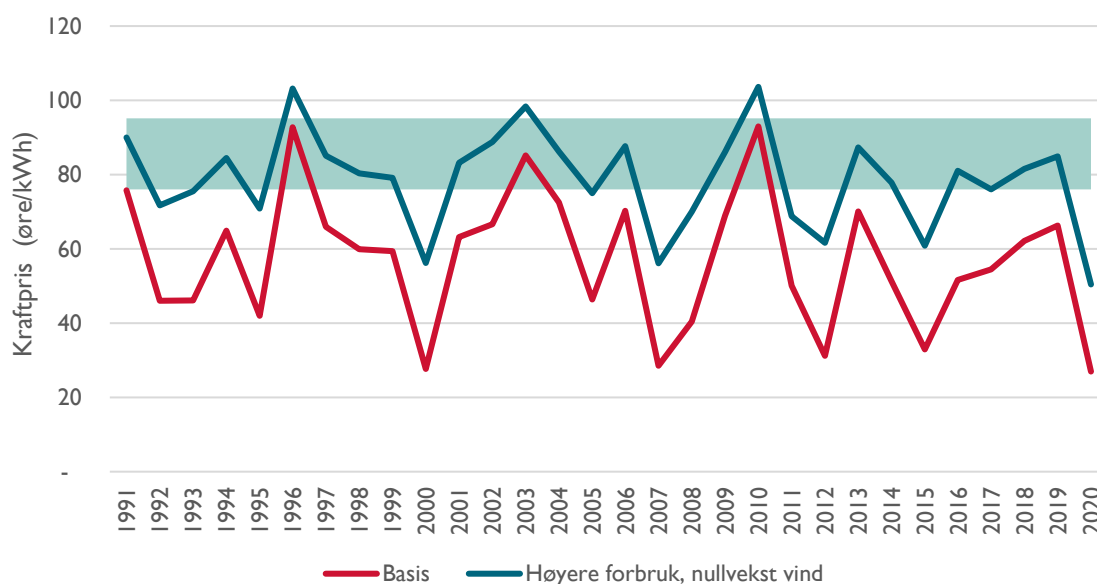
Figur 9: Gjennomsnittlig kraftpris i Norge med og uten utbygging av 500 MW havvind på Utsira Nord (øre/kWh)

Temaboks 7. Utsira Nord

MED EN SVAK KRAFTBALANSE KAN KRAFTPRISENE NÆRME SEG EUROPEISKE NIVÅER

I scenarioet *Høyere forbruk, nullvekst vind* utforsker vi virkningene på kraftmarkedet av at flere faktorer trekker i retning av en svakere kraftbalanse i 2035. I dette scenarioet forutsetter vi en forbruksutvikling tilsvarende *Datasenter Klimaplan* og en produksjon tilsvarende *Nullvekst vind*. I et slikt scenario får Norge en negativ kraftbalanse på -4 TWh i 2035, og 21-29 øre/kWh høyere gjennomsnittspriser i 2035, sammenlignet med Basis. I dette scenarioet løftes gjennomsnittsprisen i alle budområdene i Norge opp til nær 80 øre/kWh. Merk at disse resultatene bygger på en forutsetning om at øvrige forutsetninger holdes uendret fra LA25. Det er grunn til å tro at resten av markedet i større grad ville tilpasse seg til endringene i kraftbalanse og kraftpriser enn det som framgår av resultatene.

Figur 10 viser modellert gjennomsnittlig årspris i 2035 for 30 ulike værår, for scenarioene *Basis* og *Høyere forbruk, nullvekst vind*. Figuren viser at værvariasjoner gir stor variasjon i kraftpriser mellom år, også når den underliggende kraftbalansen er den samme. Samtidig ser vi også at det er en sterk sammenheng mellom den underliggende kraftbalansen og hvor store utslag vi får på kraftprisene i tørre og våte år. Med en sterk underliggende kraftbalanse blir Norge mindre påvirket av kraftprisene på kontinentet i våte år. Med en svak underliggende kraftbalanse vil prisene i Norge oftere være på nivå med prisene på kontinentet. Norske kraftpriser blir dermed mer påvirket av utviklingen i prisdrivere som er viktige på kontinentet, særlig brensel- og CO₂-priser (se også Temaboks 5).



Figur 10. Modellert gjennomsnittlig årspris i 2035 for 30 ulike værår, for scenarioene *Basis* og *Høyere forbruk, nullvekst vind*. Lyseblått felt viser utfallsrommet for Tyske kraftpriser på årsbasis.

ANALYSEN LEGGER TIL GRUNN ETT SETT FORUTSETNINGER FOR RESTEN AV EUROPA

I denne analysen legger vi til grunn ett bestemt sett med forutsetninger for utviklingen i resten av Norden og Europa. Norge er tett knyttet til både det nordiske og europeiske kraftmarkedet, og kraftprisene i Norge påvirkes i stor grad av utviklingen i de omkringliggende markedene. Særlig har utviklingen i kraftbalansen i de øvrige nordiske landene, og da spesielt Sverige, betydning for prisnivået i Norge. Utviklingstrekk som økt elektrifisering og vekst i datasentre er ikke unike for Norge, men gjør seg i ulik grad gjeldende i store deler av Norden og Europa. Dette innebærer at endringer i kraftforbruket ofte skjer samtidig i flere land. Dette belyste vi nærmere i fjorårets rapport, *Scenarioer for kraftmarkedet 2025*.³¹ Gjennom scenarioet *Klimaplan Norden* utforsket vi mulige virkninger på kraftmarkedet ved en betydelig forbruksøkning i hele Norden.

³¹ [Scenarioer for kraftmarkedet 2025. Omstillingsdrevet forbruksvekst mot 2035, NVE, rapport 24/2025.](#)

Prisene på gass, kull og CO₂-kvoter er også viktige drivere for kraftprisene i Europa, og dermed også for kraftprisene i Norge. I mange europeiske land dekkes etterspørselen i høylastperioder ofte av termisk kraftproduksjon, særlig gasskraft, som dermed blir den prissettende teknologien. Gassprisen betyr derfor mye for kraftprisene i Europa, og endringer i gassmarkedet kan gi store utslag i europeiske kraftpriser. Under energipriskrisen i 2021-2023 førte ekstreme gasspriser til svært høye kraftpriser i Europa. Dette ga også høye kraftpriser i Norge, særlig i sørlige Norge. Erfaringene fra de siste årene viser at geopolitisk uro raskt kan gi store utslag i gassprisene, og dermed ha betydelig innvirkning på kraftprisene i både Europa og Norge. Etter 2023 har gassprisene stabilisert seg noe, men en urolig global situasjon bidrar nå til ny usikkerhet om prisutviklingen.

Utviklingen utenfor Norge har ikke bare betydning for det generelle prisnivået, men også for hvor store prisvirkninger endringer i den norske kraftbalansen gir. Dersom sentrale forutsetninger vi har lagt til grunn i LA25 utvikler seg annerledes mot 2035, vil også prisvirkningene av en endret kraftbalanse i Norge endres. Høye priser på brensel og CO₂-kvoter vil normalt bidra til sterkere prisutslag av en svekket kraftbalanse i Norge, mens lavere priser kan dempe virkningene. Eksempelvis forutsetter vi i LA25 at gassprisene vil stabilisere seg og ligge på et lavere nivå i 2035 enn i dag. Dersom gassprisen derimot holder seg på dagens nivå, vil priseffekten av en svakere kraftbalanse mot 2035 trolig bli større.

Begrepsavklaringer

Basis eller **basisbanen**: *Basis* tilsvarer basisbanen vår i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse 2025 (forkortet LA25). *Basis* representerer vår vurdering av utviklingen i kraftmarkedet framover, gitt vedtatt politikk, og de virkemidlene og driverne som vi ser i dag. *Basis* fungerer som referansescenario for de øvrige scenarioene i analysen.

Budområde eller **prisområde**: Norge er delt inn i fem budområder (også kalt prisområder), som følger av flaskehalser i kraftnettet som begrenser den fysiske flyten av kraft mellom ulike regioner i landet. Når vi omtaler geografiske forskjeller og regionale forhold i de ulike landsdelene, refererer hver landsdel til følgende budområde:

- Sørøst-Norge: NO1
- Sørvest-Norge: NO2
- Midt-Norge: NO3
- Nord-Norge: NO4, og
- Vest-Norge: NO5.

Når vi beskriver forhold særlig gjeldende for nordlige eller sørlige landsdeler, bruker vi følgende begreper:

- sørlige Norge: NO1, NO2 og NO5, og
- nordlige Norge: NO3 og NO4.

Les mer om inndelingen i de norske budområdene [her](#).

Effektbalanse: Effektbalansen beskriver kraftsystemets evne til å dekke kraftbehovet i perioder der høyt effektbehov sammenfaller med lav tilgjengelig produksjonskapasitet.

Første- og andreordenseffekter: Førsteordenseffekter er de isolerte, eller umiddelbare, virkningene av å endre én faktor, mens de øvrige rammebetingelsene holdes uendret. (Se også beskrivelsen av «under ellers like forhold».) Førsteordenseffekten inkluderer ikke andre eventuelle indirekte virkninger av endringen, som gjerne omtales som *andreordenseffekter*,

KSP: Forkortelse for *Regjeringens klimastatus og -plan* (også *Klimastatus og -plan*), som publiseres sammen med Statsbudsjettet hvert år.

Kraftbalanse eller **underliggende kraftbalanse**: Den norske *kraftbalansen*, eller *underliggende kraftbalansen*, angir forskjellen mellom total kraftproduksjon og totalt kraftforbruk i et *normalår*, eller et gjennomsnittså. Selv om Norge har en positiv underliggende kraftbalanse, vil kraftoverskuddet i hvert enkeltår likevel være sterkt påvirket av værforholdene i det spesifikke året, som tilsig, vind og temperatur.

Kraftoverskudd/-underskudd eller **væravhengig kraftbalanse**: Ressurssituasjonen i et enkeltår medregnet væreffekter. Den væravhengige kraftbalansen i hvert enkelt år, vil være sterkt preget av værforhold som tilsig, vind og temperatur. Selv om Norge har en positiv *underliggende kraftbalanse* (se definisjon over) kan det likevel være enkeltår der Norge har et kraftunderskudd og er avhengig av import for å dekke forbruket.

Kvotepliktige utslipp, eller **utslipp under EU ETS**: Utslippene som er omfattet av EU ETS. Disse inkluderer mesteparten av utslippene fra industrien, olje- og gassutvinning, luftfart og deler av maritim transport.

Ikke-kvotepliktige utslipp, eller **utslipp under ESR**: Utslipp som faller innunder innsatsfordelingen (EUs innsatsfordelingsforordning). Dekker utslipp fra transport, jordbruk, bygg og avfall, samt ikke-kvotepliktige utslipp fra industrien og petroleumsvirksomheten.

LA25: Forkortelse for NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse publisert i 2025.

Mulighetsrom for klimatiltak: Mulighetsrom for hvordan Norge kan oppnå utslippsreduksjoner nasjonalt, basert på Miljødirektoratets kartlegging av klimatiltak på tvers av alle sektorer i Norge.

Normalår: Med mindre annet er spesifisert, vil resultatene vi viser i denne rapporten være for et *normalår*. Normalår betyr at tallene er korrigert for variasjon i vær mellom ulike år. Normalårsproduksjonen og normalårsforbruket i denne rapporten er beregnet ut fra været i årene 1991-2020.

Scenario, eller utviklingsbane: En beskrivelse av en tenkt tilstand i framtiden. I denne rapporten kan begrepet *scenario* forstås som en beskrivelse av en situasjon der én eller flere faktorer er endret fra Basisbanen i LA25 (her kalt Basis). I denne rapporten utforsker vi effekten på kraftmarkedet av disse endringene, *alt annet likt* (se begrepsavklaring under). Scenarioene er slik *forenklede scenarioer* (se begrepsavklaring under), der den eneste forutsetningen som endres er utviklingen i kraftforbruket i Norge og/eller vindkraftproduksjonen i Norge.

Tiltak: Et tiltak er en konkret aktivitet som iverksettes for å nå et spesifikt mål, for eksempel reduksjon av klimagassutslipp. Eksempel på en slik aktivitet kan være overgang fra oljefyring til elektrisk oppvarming i bygg, overgang fra fossile til elektriske kjøretøy, eller erstatning av fossilt brensel i industrien med hydrogen eller elektrisitet. Et tiltak utløses gjerne som respons på virkemidler.

Alt annet likt/under ellers like forhold eller *ceteris paribus*: En analyse som ser på den isolerte virkningen av å endre én faktor, mens de øvrige rammebetingelsene holdes uendret. En slik vurdering kalles gjerne *ceteris paribus*, som direkte oversatt betyr «under ellers like forhold».

Vedtatt politikk: I Basis kan «vedtatt politikk» forstås som virkemidler som allerede er vedtatt. Vår definisjon av vedtatt politikk inkluderer ikke vedtatte politiske mål. Selv om politiske mål uttrykker en ønsket retning, gir disse i seg selv ikke en garanti for gjennomføring.

Virkemiddel: Virkemidler er juridiske, økonomiske, administrative eller informative verktøy som benyttes for å utløse ønskede tiltak. Virkemidler kan være påbud, forbud, avgifter, subsidier, gebyrer eller informasjonskampanjer. Virkemidler for å utløse tiltak for reduksjon av klimagassutslipp kan for eksempel være forbud mot bruk av fyringsolje til oppvarming av bygninger, eller momsfristak for elbiler.

Vårår eller værscenarioer: Scenarioer for tilsig, temperaturer, vind og sol. Fordi kraftsystemet er væravhengig, simulerer vi hvordan markedet ville ha oppført seg i ulike værscenarioer eller vårår. Vi simulerer hvert av modellårene 2023, 2030 og 2035, gitt været i årene 1991 til 2020. Når vi oppgir årlige kraftpriser, bruker vi gjennomsnittet av disse 30 værscenarioene hvis ikke annet er spesifisert. Dette refereres ofte til som et *normalår* (se begrepsavklaring over).

Vedlegg A: Detaljert beskrivelse av scenarioer og forutsetninger

I dette vedlegget gir vi en mer detaljert beskrivelse av hver delanalyse, og hvert scenario som inngår i hver delanalyse. I tallgrunnlaget presenterer vi totalnivåene i 2035, samt hvilken vekst dette vil innebære fra dagens situasjon (2025). For en nærmere beskrivelse av referansescenarioet *Basis*, og forutsetningene som ligger til grunn, se Temaboks 1 i kapittel 2.

A.1 Delanalyse 1: Ytterligere klimatiltak

I første delanalyse utforsker vi scenarioer for økt kraftforbruk som følge av gjennomføring av klimatiltak. I LA25 anslø vi at kraftforbruket i Norge ville øke til om lag 161 TWh i 2035. Basert på forutsetningene i LA25 anslår vi at om lag 14 TWh av den ventede forbruksveksten fra 2025 og fram mot 2035 kan knyttes til allerede vedtatte virkemidler i klimapolitikken (se også Temaboks 1). I scenarioene i delanalyse 1 legger vi til grunn at det gjennomføres *ytterligere* klimatiltak, i tillegg til tiltakene vi allerede har inkludert i *Basis*.

S1 Klimaplan

Scenarioet *Klimaplan* viser forbruksutviklingen i Norge mot 2035 ved innføring av regjeringens planlagte virkemidler i *Klimastatus og -plan for 2027*¹⁹. Som følge av ytterligere gjennomføring av klimatiltak utover tiltakene lagt til grunn i LA25, legges det til i underkant av **4 TWh** økt kraftforbruk i *Klimaplan* sammenlignet med *Basis*. Scenarioet omfatter økt kraftforbruk som følge av planlagte virkemidler i *Klimastatus og -plan 2027*, som særlig er rettet mot å bidra til å nå klimamålene for 2030 og 2035. I tillegg gjøres enkelte justeringer for ny vedtatt politikk som ikke allerede ligger inne i *Basis*. Beregningene av kraftbehovet som utløses av virkemidlene, samt justeringer av vedtatt politikk gjennomføres av Klima- og miljødepartementet og Finansdepartementet.

Økningen på 4 TWh kan blant annet knyttes til økte klimaavgifter, virkemidler for elektrifisering av tungtransport og planlagte forbud og krav i ikke-kvotepliktig industri, sjøfart, oppvarming og bygg og anlegg. Med NVEs inndeling av forbrukskategorier er økningen størst i transport, med om lag 3 TWh. I andre næringer³² øker kraftforbruket med omtrent 1 TWh. Samlet gir *Klimaplan* et kraftforbruk i Norge på rundt 165 TWh i 2035. Dette er på tilnærmet samme nivå som tilsvarende bane i fjorårets scenariorapport.¹⁵

S2 Klimatiltak

Scenarioet *Klimatiltak* illustrerer forbruksutviklingen i Norge mot 2035 dersom *alle tiltakene* i årets klimatilaksanalyse fra Miljødirektoratet, *Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2026*²⁰ (KIN26), skulle gjennomføres. Dette gir en forbruksøkning på **16 TWh** i 2035, sammenlignet med *Basis*. KIN26 utgjør et kunnskapsgrunnlag for hvordan utslippskutt i Norge kan bidra til at vi når klimamålene i 2030, 2035 og 2050. Forbruksbanen i *Klimatiltak* illustrerer slik et anslått nasjonalt mulighetsrom for klimatiltak, og må ikke forstås som en forventningsbane for utviklingen mot 2035.

I KIN26 er kraftforbruket i 2035 anslått til å være om lag 32 TWh høyere enn årsforbruket i 2024. Dette inkluderer også klimatiltak som antas gjennomført med eksisterende virkemidler. I *Klimatiltak* tar vi utgangspunkt i *Basis* og legger til kraftforbruk fra tiltak som ikke allerede er inkludert i *Basis*. Etter justeringer mot *Basis* legger vi til grunn at *Klimatiltak*-banen øker kraftforbruket med om lag 16 TWh i 2035. Sammenlignet med *Basis* er det klimatiltak i industri som bidrar mest til forbruksveksten. Veksten er hovedsakelig knyttet til karbonfangst og -lagring, hydrogenproduksjon og elektrifisering av industriprosesser i kraftkrevende industri. Samlet kraftforbruk i årets *Klimatiltak*-bane er på tilnærmet samme nivå som tilsvarende bane i fjorårets scenariorapport, om lag 177 TWh.¹⁶ Beregningene av kraftbehovet knyttet til tiltakene er utført av Miljødirektoratet.

³² Andre næringer omfatter kraftforbruk knyttet til mindre kraftkrevende industri, landbruk samt bygg og anlegg.

A.2 Delanalyse II: Økt kraftforbruk til datasentre

I andre delanalyse utforsker vi scenarioer for høyere kraftforbruk til datasentre mot 2035 enn vi la til grunn i LA25. I LA25 anslø vi at datasentre ville stå for om lag 8 TWh av kraftforbruket i 2035. Dette tilsvarer en økning på om lag 5 TWh sammenlignet med dagens kraftforbruk til datasentre på om lag 3 TWh. De siste årene har vi imidlertid sett en betydelig vekst i datasentre, med et økende antall datasentre som ønsker å knytte seg til kraftnettet. Datasentre er den næringen hvor energibruken har vokst raskest de siste ti årene.³³

I dag står datasentre for rundt halvparten av den totale reserverte nettkapasiteten i Norge. Per august 2026 er det reservert om lag 4 GW kapasitet til datasentre i eksisterende og planlagt nett fram mot 2035.³⁴ Med en antatt brukstid på 70 prosent, tilsvarer dette et totalt årlig kraftforbruk på rundt 25 TWh. Av den reserverte kapasiteten er om lag en tredel reservert i eksisterende nett og to tredeler i planlagt nett. Mange av prosjektene som har fått reservert kapasitet er dermed avhengig av at planlagt nettutbygging realiseres for å kunne bli etablert.

I tillegg står flere datasentre i tilknytningskø. Per mai 2026 viste Statnetts tilknytningsregister totalt 120 saker fra datasenteraktører som ønsker nettilknytning, med en total kapasitet på om lag 9 GW. I tillegg er ytterligere over 20 GW kapasitet til datasentre forespurt.³⁵ Med en brukstid på 70 prosent, utgjør reservert og køsat kapasitet til datasentre samlet et årlig kraftforbruk på rundt 80 TWh. For at den køsatte kapasiteten til datasentre skal kunne realiseres, må det frigjøres plass i nettkøen eller bygges nytt nett.

Scenarioene i denne delanalysen reflekterer den økte veksten vi har sett innen datasentre de siste årene. Under beskriver vi scenarioene for datasentervekst som vi har utforsket i analysen.

S3 Datasenter

Scenarioet *Datasenter* legger til grunn **6 TWh** høyere kraftforbruk til datasentre i 2035, sammenlignet med *Basis*. Dette gir et totalt kraftforbruk til datasentre på 14 TWh i 2035. Anslaget bygger på en ny framskrivningsmetode, som blant annet tar utgangspunkt i prosjekter som har fått reservert tilknytning hos Statnett og et standardisert anslag for prosjektenes realiseringssannsynlighet³⁶. Metoden er tidligere brukt til å anslå kraftforbruk til datasentre mot 2030 i *Status og utvikling i kraftsystemet 2025-2030*³⁷, og nærmere beskrevet i notatet *Metode for framskriving av strømforbruk i datasentre*³⁸. Det er lagt til grunn at nye datasentre gradvis fases inn over tid, og at det tar flere år fra etablering til full kapasitetsutnyttelse. Det økte forbruket til datasentre antas å gi en jevn økning i kraftforbruket over året.

S4 Høy datasenter

Scenarioet *Høy datasenter* utforsker forbruksutviklingen mot 2035 dersom *alle datasentre* som har fått tildelt kapasitet i eksisterende eller planlagt nett skulle bli realisert. Dette scenarioet tar utgangspunkt i en reservert kapasitet til datasentre på 3,6 GW.³⁹ Med en brukstid på 70 prosent, ville dette gitt et årlig kraftforbruk på om lag 22 TWh. Lagt til dagens forbruk på rundt 3 TWh, gir dette et totalt kraftforbruk til datasentre i 2035 på om lag 25 TWh. Dette ville innebære om lag **17 TWh** høyere kraftforbruk til datasentre i 2035, sammenlignet med *Basis*. Scenarioet må ikke forstås som en forventningsbane for kraftforbruket til datasentre, men en illustrasjon av et øvre utfallsrom mot 2035. Øvrige forutsetninger, som antatt innfasingstid, holdes like som i scenarioet *Datasenter*.

³³ [Energibruksrapporten 2026, NVE, rapport 39/2026.](#)

³⁴ [Statistikk om tilknytningssaker, Statnett](#), uttrekk gjort september 2026.

³⁵ [Tilko, ElBits](#), uttrekk gjort september 2026.

³⁶ Sannsynligheten for at nye prosjekter blir realisert anslås til 75 prosent for prosjekter under bygging, 50 prosent for prosjekter der investeringsbeslutning er tatt, og 25 prosent for prosjekter som har fått reservert kapasitet.

³⁷ [Status og utvikling i kraftsystemet 2025-2030, NVE, rapport 17/2026.](#)

³⁸ [Metode for framskriving av strømforbruk i datasentre, NVE, august 2026.](#)

³⁹ [Statistikk om tilknytningssaker, Statnett](#), uttrekk gjort mars 2026.

S5 Datasenter Klimaplan

Scenarioet *Datasenter Klimaplan* viser forbruksutviklingen mot 2035 ved innføring av virkemidlene i Klimaplan dersom vi legger de oppdaterte vurderingene i forbruksbanen *Datasenter* til grunn. Dette gir om lag **9 TWh** høyere forbruk i 2035, sammenlignet med *Basis*, og et samlet årsforbruk på 171 TWh i 2035.

A.3 Delanalyse III: Lavere vindkraftutbygging

I tredje del av analysen utforsker vi scenarioer på produksjonssiden, og forutsetter en lavere utviklingsbane for vindkraftproduksjon mot 2035 enn det vi la til grunn i LA25. I LA25 anslo vi at det ville bygges ut om lag 16 TWh vindkraft mot 2035, fordelt på 7 TWh landvind og 9 TWh havvind. Siden LA25 ble publisert har vi imidlertid sett økende usikkerhet rundt framtidig etablering av både havvind og vindkraft på land.

De siste årene har det vært tilnærmet ingen utbygging av ny landbasert vindkraft i Norge.⁴⁰ NVE har flere prosjekter til behandling, men en eventuell idriftsettelse av disse skjer trolig ikke før etter 2030. Endringer i konsesjonsprosessen og behandling av vindkraftprosjekter etter plan- og bygningsloven har også gjort at flere prosjekter stopper i tidligfase, før NVE har fått dem til behandling.

Allerede i LA25 nedjusterte vi anslaget for havvind sammenlignet med i vår forrige langsiktige analyse (LA23), blant annet som følge av betydelig kostnadsvekst for havvindprosjekter. Det er fortsatt usikkerhet knyttet til både omfang og tidspunkt for framtidig havvindproduksjon. Flere sentrale prosjekter er fortsatt under planlegging og utvikling, og endelig realisering avhenger blant annet av videre prosjektutvikling, myndighetsbehandling og investeringsbeslutninger.

Scenarioene i denne delanalysen reflekterer den økte usikkerhet knyttet til framtidig etablering av ny vindkraft i Norge. Scenarioene må ikke forstås som framskrivninger, men belyser et utfallsrom for utviklingen fram mot 2035.

S6 Nullvekst landvind

I scenarioet *Nullvekst Landvind* legger vi til grunn **6,5 TWh** lavere produksjon fra landbasert vind i 2035, sammenlignet med *Basis*. *Nullvekst Landvind* reflekterer en økende usikkerhet knyttet til realiseringen av framtidige vindkraftprosjekter.

S7 Nullvekst havvind

I scenarioet *Nullvekst Havvind* utforsker vi virkningene av at *all havvindproduksjon* som er inkludert i *Basis* i 2035, faller bort. Dette tilsvarer en produksjon på **9 TWh**. *Nullvekst Havvind* belyser den økte usikkerheten knyttet til fremtidig etablering av havvind i Norge.

S8 Nullvekst vind

Scenarioet *Nullvekst Vind* utforsker den kombinerte effekten av lavere vindkraftproduksjon både til lands og til havs. I dette scenarioet legger vi til grunn at det ikke etableres noe ny vindkraft i Norge mot 2035. Dette tilsvarer **15,5 TWh** lavere vindkraftproduksjon i 2035, sammenlignet med *Basis*.

S9 Basis, uten Utsira Nord

Scenarioene for nullvekst i land- og/eller havvind belyser et utfallsrom, der den faktiske utviklingen trolig vil ligge et sted mellom ytterpunktene av utfallsrommet. For å illustrere hvordan hvert enkeltprosjekt vil påvirke utviklingen, har vi også inkludert to scenarioer for Utsira Nord. Det første scenarioet, *Basis, uten Utsira Nord*, illustrerer virkningene av at havvindutbyggingen på Utsira Nord uteblir, alt annet likt. Dette innebærer om lag **2 TWh** lavere vindkraftproduksjon enn i *Basis*. I det andre scenarioet legger vi også til grunn en høyere forbruksvekst (se beskrivelse av scenario S10 under).

⁴⁰ Les mer i [Status for kraftutbygging og NVEs konsesjons- og detaljplanbehandling, 2. tertial 2026](#).

A4 Delanalyse IV: Høyere forbruk og lavere vindkraftutbygging

I de tre første delanalysene ser vi på den isolerte effekten av *enten* et høyere kraftforbruk *eller* en lavere kraftproduksjon i 2035. I fjerde delanalyse ser vi på den kombinerte effekten av endrede forutsetninger på både forbruks- og etterspørselssiden, og forutsetter *både* en høyere forbruksvekst og en lavere produksjonsvekst mot 2035 enn i *Basis*.

S10 Høyere forbruk, uten Utsira Nord

I dette scenarioet legger vi til grunn **2 TWh** redusert produksjon fra Utsira Nord, og forutsetter samtidig **9 TWh** høyere kraftforbruk i 2035, tilsvarende forbruksutviklingen i scenarioet *Datasenter Klimaplan*. Vi utforsker dermed virkningene av at produksjonen fra Utsira Nord uteblir, gitt våre oppdaterte anslag for datasentre, samt en forbruksøkning som følge av regjeringens planlagte virkemidler på klimaområdet.

S11 Høyere forbruk, nullvekst vind

Scenarioet *Høyere forbruk, nullvekst vind* kombinerer scenarioene *Datasenter Klimaplan* og *Nullvekst vind*. På forbrukssiden legger vi til grunn en forbruksutvikling tilsvarende scenarioet *Datasenter Klimaplan*, som gir **9 TWh** høyere kraftforbruk i 2035, sammenlignet med *Basis*. På produksjonssiden legger vi til grunn en forbruksutvikling tilsvarende scenarioet *Nullvekst vind*, som gir **15,5 TWh** lavere vindkraftproduksjon i 2035 enn i *Basis*. Vi legger dermed til grunn at det ikke bygges ny vindkraft i Norge mot 2035, verken på land eller til havs.

Vedlegg B: Hovedtall fra analysen

I tabellene under oppsummerer vi hovedtallene for analysen. Merk at det kan være små avvik mellom forutsetningene og resultatene i *Basis* og det som vises i LA25. Dette kan skyldes at vi velger å framstille forutsetninger eller resultater på ulik måte, eller at vi har gjort egne modellkjøringer av *Basis* for denne analysen, der små justeringer i datasettet eller modelloppsett kan gi små avvik. Med mindre annet er spesifisert, vil vi i denne rapporten referere til resultatene fra modellkjøringer for denne analysen.

Tabell. 2 Forbruk per budområde

Scenario [TWh]	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Norge
2025*	36,9	37,1	29,6	20,8	17,7	142,1
2035						
Basis (S0)	40,1	44,6	32,5	24,5	19,8	161,5
Klimaplan (S1)	41,5	45,4	33,2	25	20,2	165,3
Klimatiltak (S2)	41,9	48,5	35,2	28,1	23,7	177,4
Datasenter (S3)	40,7	47,3	33,4	26,6	19	167
Høy Datasenter (S4)	43,6	53,8	33,9	28	19,1	178,4
Datasenter Klimaplan (S5)	42,1	48,2	34,1	27,1	19,3	170,8
Nullvekst Landvind (S6)	40	44,5	32,4	24,4	19,8	161,1
Nullvekst Havvind (S7)	39,9	44,5	32,5	24,5	19,8	161,2
Nullvekst Vind (S8)	39,9	44,5	32,5	24,4	19,8	161,1
Basis, uten Utsira Nord (S9)	40	44,5	32,5	24,5	19,8	161,3
Høyere forbruk, uten Utsira Nord (S10)	42	48,1	34,1	27,1	19,3	170,6
Høyere forbruk, nullvekst vind (S11)	41,9	48,1	34,1	27	19,3	170,4

*Data hentet fra Status og utvikling 2025-2030 (Temperaturkorrigert)

Tabell 3. Produksjon per budområde

Scenario [TWh]	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Norge
2025*	19,5	51,9	26,4	29,4	30,3	157,5
2035						
Basis (S0)	21,6	65,5	28,4	32,4	33,2	181,1
Klimaplan (S1)	21,6	65,6	28,5	32,5	33,3	181,5
Klimatiltak (S2)	21,6	65,8	28,5	32,6	33,4	181,9
Datasenter (S3)	21,6	65,6	28,4	32,5	33,3	181,4
Høy Datasenter (S4)	21,6	65,8	28,5	32,6	33,4	181,9
Datasenter Klimaplan (S5)	21,6	65,7	28,5	32,5	33,4	181,7
Nullvekst Landvind (S6)	21	64,1	27,1	29,6	33,3	175,1
Nullvekst Havvind (S7)	21,6	56,8	28,4	32,5	33,4	172,7
Nullvekst Vind (S8)	21,1	55,3	27,1	29,7	33,3	166,5
Basis, uten Utsira Nord (S9)	21,6	63,4	28,4	32,5	33,3	179,2
Høyere forbruk, uten Utsira Nord (S10)	21,6	63,6	28,5	32,5	33,4	179,6
Høyere forbruk, nullvekst vind (S11)	21,1	55,5	27,1	29,7	33,4	166,8

*Data hentet fra Status og utvikling 2025-2030 (Normalårs produksjon)

Tabell 4. Kraftbalanse per budområde

Scenario [TWh]	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Norge
2025	-17,4	14,8	-3,2	8,6	12,6	15,4
2035						
Basis (S0)	-18,5	20,9	-4,1	7,9	13,4	19,6
Klimaplan (S1)	-19,9	20,2	-4,7	7,5	13,1	16,2
Klimatiltak (S2)	-20,3	17,3	-6,7	4,5	9,7	4,5
Datasenter (S3)	-19,1	18,3	-5	5,9	14,3	14,4
Høy Datasenter (S4)	-22	12	-5,4	4,6	14,3	3,5
Datasenter Klimaplan (S5)	-20,5	17,5	-5,6	5,4	14,1	10,9
Nullvekst Landvind (S6)	-19	19,6	-5,3	5,2	13,5	14
Nullvekst Havvind (S7)	-18,3	12,3	-4,1	8	13,6	11,5
Nullvekst Vind (S8)	-18,8	10,8	-5,4	5,3	13,5	5,4
Basis, uten Utsira Nord (S9)	-18,4	18,9	-4,1	8	13,5	17,9
Høyere forbruk, uten Utsira Nord (S10)	-20,4	15,5	-5,6	5,4	14,1	9
Høyere forbruk, nullvekst vind (S11)	-20,8	7,4	-7	2,7	14,1	-3,6

Merknad: Tallene er beregnet på grunnlag av forbruks- og produksjonstallene i tabellene over (Tabell 2. og 3.).

Tabell 5. Gjennomsnittlig kraftpris per budområde

Scenario [øre/kWh]	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5	Norge**
2025*	68	77	25	10	55	47
2035						
Basis (S0)	56,6	57,1	51	49,2	56,4	54,1
Klimaplan (S1)	60,4	60,9	54,6	53,1	60,5	57,9
Klimatiltak (S2)	71	71,7	68,3	66,9	72,2	70
Datasenter (S3)	61,5	62,3	58	57,1	61,4	60
Høy Datasenter (S4)	71,5	72,9	66,3	65,5	71,9	69,6
Datasenter Klimaplan (S5)	65	65,8	61,6	60,8	65,1	63,7
Nullvekst Landvind (S6)	61,8	62,3	58,6	60,8	61,7	61
Nullvekst Havvind (S7)	65,5	67,9	56,2	54,8	66,3	62,1
Nullvekst Vind (S8)	69,9	72,1	64,3	66,6	70,6	68,7
Basis, uten Utsira Nord (S9)	58,9	59,7	52,5	50,5	59,3	56,2
Høyere forbruk, uten Utsira Nord (S10)	67	68	63,3	62,3	67,7	65,6
Høyere forbruk, nullvekst vind (S11)	76,8	78,7	74,4	77,6	77,5	77

*Data hentet fra Status og utvikling 2025-2030

**Gjennomsnittlig kraftpris i Norge



Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0310 Oslo

Telefon: (+47) 22 95 95 95

<https://www.nve.no>