

Kjernekraft i Norge – mulig påvirkning for nettplanleggingen og systemdriften av det norske kraftsystemet

Innspill til Kjernekraftutvalget



Forord

I juni 2024 oppnevnte Energidepartementet et utvalg for å utrede kjernekraft som en mulig kraftkilde i Norge. Utvalget skal gjennomgå og vurdere ulike sider ved en eventuell framtidig etablering av kjernekraft, og levere sin rapport innen 1. april 2026.

Behovet for utslippsfrie og stabile energikilder i møte med natur- og klimautfordringene, kombinert med et økende kraftbehov og rask teknologisk utvikling, har aktualisert kjernekraft i Norge. I tillegg har initiativer fra private aktører, i samarbeid med kommuner, bidratt til å løfte kjernekraft opp på den politiske dagsordenen.

Kjernekraft berører mange samfunnsområder og er en kompleks energikilde. Som en del av utvalgets arbeid har Statnett blitt bedt om å vurdere hvordan kjernekraft kan påvirke utviklingen av kraftnettet og driften av kraftsystemet. Utvalget ønsker vurderinger av både større, konvensjonelle anlegg og mindre, geografisk distribuerte anlegg (SMR).

Vårt innspill bygger på våre roller som netteier for transmisisjonsnettet og systemansvarlig for det norske kraftsystemet. På grunn av mange ukjente faktorer knyttet til mulig kjernekraft, har vi belyst problemstillingene bredt. Usikkerheten og det store utfallsrommet gjøre det utfordrende å tallfeste hvilken påvirkning kjernekraft kan ha.

Gunnar G. Løvås

Konserndirektør Kraftsystem og Kunder

Martine Moe Winsnes

Direktør Langsiktig kraftsystemutvikling

Oktober 2025

Mandat for oppdraget: Kjernekraftutvalget har bedt Statnett vurdere hvordan kjernekraft kan påvirke nettplanleggingen og -driften i Norge

Et hovedspørsmål for Kjernekraftutvalget er å vurdere om og hvordan kjernekraft passer i det norske energisystemet. De fleste scenarier for utviklingen av energisystemet har hittil ikke inkludert kjernekraft i energimiksen. Utvalget har derfor bedt Statnett om å belyse kjernekraftens påvirkning på nettvikling, muligheten for tilknytning, samt påvirkning for systemdriften, som en del av underlaget for utvalgets vurderinger. Utvalget ønsker en vurdering av virkningene av både større konvensjonelle anlegg og geografisk distribuerte, mindre anlegg (SMR).

Utvalget ber om at analysen tar utgangspunkt i den måten Statnett i praksis vil forholde seg til en beslutning om kjernekraft i Norge. Hva er forutsetningene for at kjernekraft vil påvirke nettplanlegging og -drift og eventuelt betydningen av ulike forutsetninger for utbygging av kjernekraft, som koordinert planlegging eller desentrale beslutninger.

Det er ønskelig at Statnett vurderer om og hvordan virkninger kan tallfestes, og at dette begrunnes.

Nærmere om spørsmålene som ønskes belyst

- **Nettplanlegging og -investeringer**
 - Overordnet beskrivelse av hvordan nettplanleggingen gjøres i dag.
 - Hvordan vil lokalisering av og størrelse på kjernekraftverk påvirke planleggingen av og investeringer i transmisjonsnettet?
 - Hvor vil kjernekraft være gunstig for nettet og hvor vil den ikke være det? Hvor stor betydning har størrelsen på anleggene?
 - Hvilken betydning har ledetid og usikkerhet om framtidige investeringer i kjernekraft for utviklingen av nettet?
 - Når bør eventuelt beslutning om kjernekraft tas for å ha en gunstig virkning for nettviklingen?
 - Hva betyr det eventuelt for nettviklingen om kjernekraft og (like) stort forbruk, for eksempel et datasenter, planlegges på samme sted? Bli tilknytningsvurderingen vesentlig annerledes om det ikke finnes slike 'parallele' planer, og hvis ja, hvordan?
- **Systemdrift og -kostnader**
 - Balanse- og systemtjenester som brukes i dag og behovet framover. Hvordan skaffes disse til veie, og hvilke kilder hentes de fra?
 - Hvordan kan kjernekraft bidra til endrede systemdriftskostnader og hvordan skiller det seg fra annen produksjon?
 - Hvordan bidrar kjernekraft til å endre behovet? Hvordan kan kjernekraft bidra ved å tilby systemtjenester og gjennom systembærende egenskaper?

Vår tilnærming:

Vi vurderer konsekvens av kjernekraft i Norge på nettutvikling og systemdrift, men tar ikke stilling til lønnsomhet av kjernekraft i Norge

Det er mange ukjente, det er langt fram i tid og et stort utfallsrom

- Det er ikke kjent når eventuelt kjernekraft kan bli realisert, hvor det bygges, samt hvilken størrelse det vil kunne ha. Videre er det usikkerhet knyttet til teknologi og tekniske egenskaper, inklusiv hvilken fleksibilitet og systembærende egenskaper de vil ha.
- Sentralt også hvordan anleggets kjøremønster blir (blant annet hvor prisfølsomt), samt forventet oppetid/regularitet (stabil drift, revisjoner, feil).

Vi anvender case for å illustrere mulige konsekvenser

- Med utgangspunkt i våre større, faste analyser* drøfter vi mulig virkning på kraftnettet og driften. Vi tar utgangspunkt i nettet vi har, og det nettet som vi tar sikte på å bygge.
- Vi ser på overordnende case for å illustrere mulige konsekvenser for flyt, flaskehals og pris. Vi trekker casene langt, og ikke nødvendigvis det vi har mest tro på. Vi ser på områder, og ikke konkrete stasjoner.
- Vi har sett på fire typer case (hvor de to første typene er simulert): (i) stor kjernekraft i større underskuddsområder med stor forbruksvekst, for å se på betydning for transportkanaler**, (ii) mange distribuerte SMR fordelt i Norge for å se på energibalanser og flyt mellom områder, (iii) enkeltstående SMR i mindre/regionale underskuddsområder, for å se om kjernekraft kan redusere behovet for tilknytningsnett samt (iv) off-grid kjernekraft.

Underlaget belyser sentrale forhold – men er ikke en fullverdig systemanalyse

- Vi legger til grunn at kjernekraft i Norge først vil kunne settes i drift fra 2040 og utover***
- Vi legger i casene til grunn at kjernekraft er samfunnsmessig akseptert, at det finnes tilstrekkelige verdikjeder, og at regelverk og institusjoner er på plass. Vi har ikke drøftet mulig gevinst ved varme fra kjernekraft.
- Videre tar vi ikke stilling til hvorvidt kjernekraft er lønnsomt, hverken bedrifts- eller samfunnsøkonomisk.
- Vi gjør en partiell betraktning ved å se konsekvens av kjernekraft alene (samtidig vil flere av vurderingene sammenligne med forventet flyt og flaskehals fra andre analyser for å belyse endringer med kjernekraft).
- Vi legger i våre simuleringer og i store deler av våre vurderinger til grunn at kjernekraften opererer på markedsmessige vilkår. Vi har derfor ikke tatt høyde for hvordan eventuelle prissikringsmekanismer vil påvirke kjernekraftens drift og kjøremønster.
- Casene er ikke knyttet til spesifikke henvendelser fra aktører.
- Vi har ikke analysert eller vurdert hvilke konsekvenser som økt utbygging av kjernekraft i andre land vil ha, eksempelvis Sverige.
- Vi har på enkelte områder støttet oss på andre TSO'er og/eller litteraturstudier, da kjernekraft er en ny teknologi i kraftsystemet i Norge.

*) Langsiktig markedsanalyse (utgis hvert annet år, ser til 2050), Kortsiktig markedsanalyse (utgis hvert år, ser 5 år fram) og Analyse av Transportkanaler (hvert annet år, ser til 2050)

***) Med transportkanal mener vi sentrale ledninger, eller grupper av ledninger, som forbinder større regioner i Norge. Med begrepet tilknytningsnett mener vi lokale/regionale nett for å forsyne (mindre) regionale områder, og kan både være radielt og masket nett.

****) Basert på Rystad (2024) og Thema (2025), samt tidsplaner for ny kjernekraft i andre land.

Nettutvikling:

Kjernekraft kan i hovedsak ikke erstatte planlagte nettforsterkninger i transportkanalene, men kan redusere behovet for enkelte lokale nettforsterkninger

Positivt med ny kraftproduksjon – størrelse må tilpasses regional energibalanse

- Det trengs ny kraftproduksjon for at Norge skal nå utslippsmålene og legge til rette for industrivekst. Vi trenger både mer energi og effekt, og kjernekraft kan bidra med begge.
- Ny kraftproduksjon er gunstig i områder med kraftunderskudd og/eller høy forbruksvekst. Østlandet (NO1) og Midt-Norge (NO3) er i dag områder med underskudd på energibalansen og stort potensial for videre forbruksvekst, og derfor godt egnet for økt kraftproduksjon.
- Kjernekraft plassert i NO1 kan dekke opp for en høy forbruksvekst i hele Sør-Norge når planlagte nettforsterkninger i transportkanalene er gjennomført. Nettbegrensinger mellom midt/nord og Sør-Norge gjør at økt produksjon i NO3 egnert seg best til å forsyne forbruksvekst i samme region.
- Større produksjonsenheter av kjernekraft kan etableres der det er sterkt masket nett og flere større transformatorstasjoner. I områder med svakere nett, hvor samspill mellom produksjon og forbruk er enda viktigere, er det mer aktuelt med mindre enheter.

Kjernekraft kan i hovedsak ikke erstatte planlagte nettoppgraderinger i transportkanalene

- Våre planlagte nettoppgraderinger i transportkanaler fram til år 2040-45 er nødvendige uansett. Mange av tiltakene er reinvesteringer av eksisterende infrastruktur, hvor vi øker kapasiteten ved å oppgradere eksisterende 300 kV-nett til 420 kV. Mye av dette må gjøres uavhengig av veksten i kraftforbruket. Kapasitetsøkningen som oppgraderingene gir i transmisjonsnettet utnyttes både ved høy og lav forbruksvekst. I dag kan ikke kjernekraft spare oss for nettinvesteringer i transportkanaler i transmisjonsnettet.
- Fremtidig transmisjonsnett kan håndtere store mengder ny produksjon og nytt forbruk. Utbygging av kjernekraft i Norge legger først og fremst til rette for tilknytning av mer forbruk i planlagt nett.

Kjernekraft kan, gitt visse forutsetninger, redusere behovet for enkelte lokale/regionale kraftledninger

- Noen lokale nettutbygginger kan antagelig utsettes eller unngås hvis kjernekraft og nytt forbruk plasseres i nærheten av hverandre. Dette gjelder først og fremst behovet for nye ledninger, men ikke nødvendigvis stasjoner.
- Hvis kjernekraft erstatter lokale nettutbygginger, vil det være behov for koordinering i drift og vedlikehold mellom kjernekraft og forbruk, samt automatiske vernløsninger for forbruket ved feil i kjernekraften, og motsatt.
- For at Statnett skal utsette en nettinvestering på grunn av etablering av kjernekraft forutsetter det at kjernekraftaktøren forplikter framdrift, samt at myndigheter gir tydelige og stabile rammer for etablering.

Systemdrift:

Kjernekraft har gode systembærende egenskaper og reguleringsevne – men vi er ikke avhengig av kjernekraft for sikker og stabil drift fremover

Positivt med mer kraftproduksjon, og spesielt regulerbar kraftproduksjon

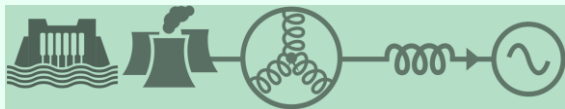
- Kjernekraft kan bidra med både energi og effekt, samt har gode og viktige systembærende egenskaper som inert^{*} og reaktiv effekt, som er viktige for driften av kraftsystemet.
- Det er økende behov for inert^{*} i kraftsystemet i større deler av året, og kjernekraften bidrar generelt med mer inert^{*} enn andre produksjonsteknologier.
- For å nyttiggjøre viktige systemegenskaper, som spenningsstøtte og kortslutningsytelse, er geografisk plassering viktig.

Kjernekraftens reguleringsevne må støtte driften av kraftsystemet

- For å bidra med fleksibilitet i energimarkedet og tilby balansetjenester må kjernekraftverk designes for å kunne regulere produksjonen.

Ny kjernekraft bør ikke øke reservebehovene. Kjernekraftens evne til å styre produksjon nyttig for å unngå ubalanser i kraftsystemet.

- Store kjernekraftverk/-blokk kan øke dimensjonerende feil og dermed øke krav til reserver. Flere mindre SMR-er som ikke faller ut samtidig vil i liten grad påvirke reservebehov.
- Regulerbar kraft, som kjernekraft, kan bidra til mindre reservebehov for ubalanser (spesielt hvis dette på sikt erstatter variabel kraftproduksjon som vind- og solkraft).



Tradisjonelle kraftverk

Synkrongenerator

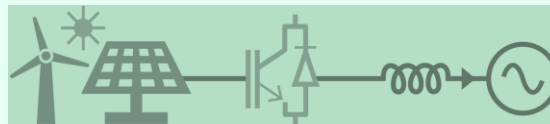
Kraftnettet

Usikkerhet om fremtidige reservekostnader og kjernekraftens betydning

- Statnetts kostnader for reserver har økt betydelig de seneste årene og kan fortsatt bli høye i framtiden.
- Det er stor usikkerhet til kostnadsnivået på lang sikt. Nye teknologier, som batterier, og flere nye aktører vil endre dette.
- Kjernekraft og regulerbar vannkraft har fordeler sammenlignet med uregulerbar sol- og vindkraft, fordi det er lettere å prognosere produksjon og dermed lavere reservekostnader.

Det er flere måter å sikre viktige egenskaper i kraftsystemet

- Egenskaper som kjernekraft bidrar med kan også oppnås på andre måter, med kjent teknologi. F.eks. kan batterier via omformere tilføre tilsvarende energi som inertien i synkrongeneratorene i vannkraft eller kjernekraft bidrar med.
- Som systemansvarlig for det norske kraftsystemet må vi planlegge og iverksette tiltak for å sikre at det er tilstrekkelig med systembærende egenskaper for å dekke et bredt spekter av driftstilfeller. Kraftsystemet må fungere uavhengig av hvor kraften kommer fra; - både uten kjernekraft, med kjernekraft eller når kjernekraften er ute av drift. Vi vil derfor gjennomføre flere typer av tiltak: markedsbaserte løsninger (eks. hurtige frekvensreserver), krav (eks. krav til grid-forming egenskaper fra omformere) og nettiltak (eks. investering i synkronkompensatorer).



Vind- og solkraftverk

Omformer

Kraftnettet

* Inertien, den fysiske tregheten i de roterende massene i synkrongeneratorenes rotor og turbiner, er viktig for stabiliteten i kraftsystemet, fordi den hjelper til med å dempe raske endringer i frekvensen når det oppstår ubalanse mellom produksjon og forbruk.

Tilknytningsprosess:

Etablering av kjernekraft i Norge bør ikke følge vanlig tilknytningslogikk med tilknytningsplikt, men bygge på samlet systemvurdering

Kjernekraft må etableres hvor det er gunstig for kraftsystemet, og ikke styrt av enkelt-prosjekter lokalt

- Det er fremmet flere forslag til mulige plasseringer av kjernekraft i Norge, på vidt forskjellige lokasjoner.
- Det er stor frihet til å velge lokasjon av kjernekraftverk, til forskjell fra vann- og vindkraft som utnytter steds spesifikke ressurser. Dette bør utnyttes til å velge gunstig lokasjon ut fra et kraftsystemperspektiv.
- Kjernekraft krever høy sikkerhet, god beredskap og solid infrastruktur. Hvis staten styrer plasseringen, vil dette lettere kunne samordnes med annen infrastruktur og kraftnettet, samt ivareta samfunnets øvrige interesser. En statlig involvering vil kunne gi bedre koordinering og raskere fremdrift.
- Det er viktig at ny kjernekraft bygges i gunstige områder, og i sterke punkter i nettet. Vi ser det som lite hensiktsmessig at enkeltaktører selv velger hvor anleggene skal ligge.
- Eventuelle anlegg som ikke skal knyttes til nettet (off grid løsninger) kan etableres uavhengig av dette.

Norge bør starte med en nasjonal strategi for kjernekraft

- NVE, DSB og DSA har anbefalt* en statlig tilnærming for videre utvikling av kjernekraft i Norge, som bygger på en nasjonal strategi, ikke med lokale initiativ om enkeltanlegg. Dette følger anbefalingene fra det internasjonale atomenergibyrået IAEA, som sier at land bør lage nasjonale planer for hvordan kjernekraft kan bli en del av energimiksen, og at det bør gjøres grundige vurderinger før man bestemmer hvor et anlegg skal bygges. Direktoratene anbefaler å vente med å behandle konkrete saker om etablering av kjernekraft til kjernekraft-utvalget har kommet med sine vurderinger, og til det er tatt en nasjonal beslutning om kommersiell kjernekraft.

At kjernekraft kan bli aktuelt i fremtiden, må ikke forsinke utvikling av kjente løsninger nå.

- Det er stor usikkerhet om kjernekraft blir bygget i Norge. Både behov for mange myndighetsavklaringer/-tillatelser og uklare lønnsomhetsforhold gjør at det er grunn til å tro at kjernekraft først blir realisert etter 2040.
- Det er viktig med tidlig avklaring om Norge ønsker å satse på kjernekraft, for å eventuelt unngå feilinvesteringer i andre produksjonsteknologier og systemdesign generelt.



* NVE, DSB og Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA) leverte 1.9.2025 forslag til utredningsprogram for kjernekraftverk til Energidepartementet, Helse- og omsorgsdepartementet, Klima- og miljødepartementet og Justis- og beredskapsdepartementet, som skal ta stilling til videre arbeid.

Samlet vurdering

Kjernekraftens mulige påvirkning på nettplanlegging og systemdrift

Her presenterer vi den samlede vurdering vi har gjennomført på bakgrunn av Kjernekraftutvalgets oppdrag til Statnett.

Våre analyser og vurderinger er utdypet i påfølgende kapitler i rapporten

1. Nettplan- og tilknytningsprosessen
2. Analyserte case for betydning av kjernekraft for nettviklingen
3. Påvirkning på systemdriften og systembærende egenskaper av kjernekraften



Økt kraftproduksjon er ønskelig i det norske kraftsystemet

– tilgangen på ny kraftproduksjon setter rammer for forbruksveksten

Det trengs ny kraftproduksjon for at Norge skal nå utslippsmålene og legge til rette for industrivekst. Vi trenger både mer energi og effekt

- Den viktigste faktoren for hvor mye forbruket i Norge vokser fram til 2050, er tilgangen på store nok volumer ny produksjon til lave nok priser.
- Med lav vekst i ny norsk kraftproduksjon, vil høye kraftpriser dempe veksten i forbruket.

Mange muligheter for økt kraftproduksjon i Norge – og noen utfordringer

- Vannkraft: Primært oppgradering av eksisterende anlegg. Stor andel effektoppgraderinger, med lav økning i ny energi.
- Havvind: Gunstig nært forbrukspunkt langs kysten – høye kostnader.
- Landvind: Lønnsomme prosjekter – lav aksept.
- Solkraft: Kan bygges raskt – lav produksjon om vinteren.
- Kjernekraft: Stabil forsyning – store investeringer og lav modenhet i Norge

Fleksibel vannkraft og et sterkt nett gjør at ny kraftproduksjon kan integreres i det norske kraftsystemet på en god måte

- Ny produksjon er spesielt gunstig i områder med kraftunderskudd eller høy forbruksvekst.
- Tilstrekkelig nettkapasitet og spredt tilknytning er også avgjørende for hvor det er gunstig med økt produksjon
- Det meste av målnettet* på transportkanalnivå må uansett bygges. Målnettet vi planlegger kan håndtere store mengder nytt forbruk og ny produksjon.

Det er behov for tiltak i systemdriften for å håndtere mer uregulerbar produksjon - fleksibilitet i forbruk og produksjon er nødvendig

- Kraftproduksjonen blir mer vær-avhengig i alle land, og det gir økt verdi av å flytte kraft fra områder med overskudd til områder med underskudd. Det gir høyere og mer varierende flyt i nettet
- Det er behov for automatisering av systemdriften, mer reserver og økt fleksibilitet.
- Vi må sørge for at kraftsystemet teknisk sett fungerer slik det skal, uavhengig av hvilke kraftverk som produserer.

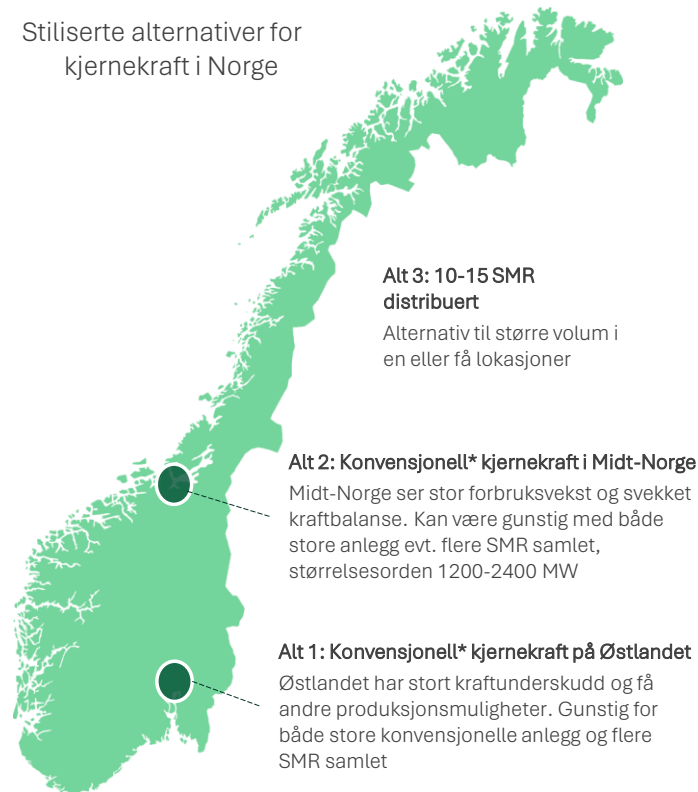
* Statnetts områdeplaner skisserer hvordan transmisjonsnettet ser ut etter at pågående og planlagte tiltak er gjennomført - om ca. 20 år. Dette kaller vi målnettet.

Eventuell utbygging av kjernekraft i Norge legger først og fremst til rette for tilknytning av mer forbruk i planlagt nett

Vi ser på hvordan kjernekraft i Norge kan påvirke flaskehalsen og nettbehov i transportkanalene. Analysen gir følgende hovedkonklusjoner:

- I likhet med utbygging av vind- og vannkraft vil kjernekraft gjøre det mulig å tilknytte mer forbruk i det planlagte nettet. Kjernekraft vil imidlertid i liten grad kunne erstatte dagens planlagte nettførsterkninger i transportkanalene.
- Ved utbygging av store enheter konvensjonell kjernekraft vil Østlandet være en gunstig plassering ut fra energibalanse og nett. Samtidig viser analysen at kjernekraft på Østlandet også kan dekke opp for en høy forbruksvekst andre steder i Sør-Norge når planlagte nettførsterkninger i transportkanalene er gjennomført.
- Det vil fortsatt være en del flaskehalsen nord – sør når hele målnettet er bygget. En eventuell utbygging av kjernekraft bør derfor gå i takt med forbruksveksten innenfor landsdelene Nord, Midt og Sør-Norge.
- Ved forpliktende felles planlegging kan tettere samlokalisering av kjernekraft og nytt forbruk redusere behovet for lokale nettførsterkninger.
- Et scenario med utbygging av kjernekraft gir i hovedsak like kraftpriser og prisforskjeller som et scenario med tilsvarende økning i energi og effekt kommer fra utbygging av vindkraft og effektoppgraderinger i eksisterende vannkraftverk.

Stiliserte alternativer for kjernekraft i Norge



*) Vi omtaler her store samlede volumer (1200 MW -3600 MW) som "konvensjonell kjernekraft", men det kan like gjerne være flere SMR tilknyttet samme lokasjon. Med stor installert ytelse på en lokasjon kan det for kraftsystemet sin del være nødvendig å spre den totale produksjonskapasiteten i denne lokasjonen på flere tilknytningspunkt i nettet.

Kjernekraft kan i hovedsak ikke erstatte planlagte nettforsterkninger i transportkanalene

Stort behov for planlagt nett i Norge

- Norge er en del av et felles nordisk kraftsystem. Kraftflyten i våre overføringsledninger påvirkes av variabel produksjon fra vind og sol i nord og øst i Norden, fleksibel vannkraft i Norge og utveksling med Europa. Denne volatiliteten er drivende for utvekslingsbehov i transportkanalene fram mot 2050. Gunstig plassering av kjernekraft innad i Norge vil ikke endre på dette.
- I dag ser vi store prisforskjeller og et klart behov for å forsterke nettet. Framover vil mer varierende priser og produksjon gi høy flyt i nettet. Økt forbruk og produksjon vil forsterke dette behovet.
- Utviklingen i det nordiske og europeiske kraftsystemet vil være en sterk nok driver for skiftende flyt på transportkanalene til at det er behov for god overføringskapasitet selv når energitransporten er mer balansert.
- Norges vannkraft gir lavere kortsiktig prisvariasjon enn i Europa, men svingninger i tilsig gir store forskjeller mellom våte og tørre år. Sammen med store prisvariasjoner hos nabolandene gir dette betydelige prisforskjeller mellom Norge og utlandet gjennom hele analyseperioden (2030-2050).

Tiltak i transportkanaler er viktige – også med kjernekraft

- De fleste tiltakene i 2040-nettet handler om å oppgradere eksisterende kraftnett. Mye er bygd på 60- og 70-tallet, og nærmer seg reinvesterings-tidspunktet ikke lenge etter 2040. Den reelle kostnaden med å øke kapasiteten er kostnaden med å forskuttere reinvesteringene, i bytte mot å få mer kapasitet tidligere.
- Analyser (se ATK23* og Utdypende vurdering 2) viser at det planlagte nettet for transportkanalene kan håndtere kjernekraft – både store og små anlegg – i ulike scenarier og på ulike steder i landet. Målnettet er robust og nødvendig, også ved lav vekst i kraftforbruk og selv om kjernekraft bygges i områder underskudd på energibalansen.
- Uten oppgraderinger får vi store flaskehals i alle scenarier. Med balansert utvikling av forbruk og produksjon blir flaskehalsene og prisforskjellene mindre.
- En hovedkonklusjon fra ATK23 er at vi i stor grad vil ha behov for det samme nettet om veksten blir høy og lav. Ved høy vekst må det bygges mye ny produksjon, helst der forbruket øker. Sammen med en slik rimelig balansert regional utvikling kan 2040-nettet da håndtere et scenario der forbruket øker til 260 TWh eller mer. Samtidig er flaskehalsene og nytten av nettet større i et slikt scenario.

*: ATK23 – Analyse av Transportkanaler: [ATK 2023-2050](#)

Ny kraftproduksjon gunstig i områder med kraftunderskudd og/eller høy forbruksvekst

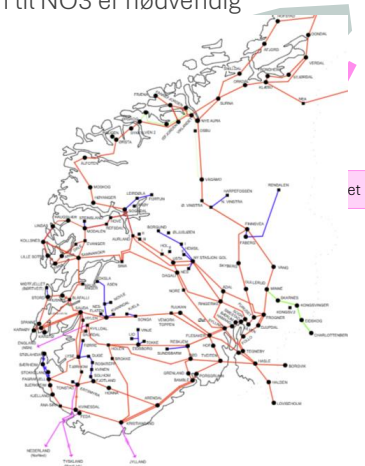
NO1 og NO3 er i dag områder med underskudd på energibalansen og stort potensial for videre forbruksvekst, og derfor godt egnet for kjernekraft. Kjernekraft plassert i NO1 kan dekke opp for en høy forbruksvekst i hele Sør-Norge når planlagte nettforsterkninger i transportkanalene er gjennomført. Flaskehals mellom Midt- og Sør-Norge gjør at økt produksjon i NO3 egner seg best til å forsyne forbruksvekst i samme region.

NO1 (Østlandet) er godt egnet for større utbygging av kjernekraft

- Området har høyt kraftforbruk og et stort underskudd på energi – i 2050 anslås dette til 20 TWh i et normalår. Mye av dagens kraftproduksjon er elvekraft, som er lite regulerbar. Det bygges noe vind- og solkraft, men det dekker ikke kraftbehovet.
- Transmisjonsnettet i og inn til NO1 er allerede planlagt for å håndtere et stort underskudd. Transportkanalene inn til området er robuste, og oppgraderingene som er planlagt forsterker dette.
- Stor mengde kjernekraft øst for Oslofjorden bedrer effektivt energibalansen i NO1, slik at kraftflyten inn til området avlastes på alle transportkanaler. Samtidig vil utfordringer med overskudd om sommeren kunne forsterkes når det er mye elvekraft og lavt alminnelig forbruk.
 - I 2050 vil kraftnettet internt i Sør-Norge være robust, og det er lite flaskehals mellom områdene, selv med store mengder kjernekraft i NO1. Men to større flaskehalsen gjenstår; Sørnorgesnittet (NO3 mot NO1/NO5) og Haslesnittet (NO1-SE3) mot Sverige. Dette betyr at produksjonen må komme på riktig side av disse snittene for å legge til rette for elektrifisering og økt forbruk uten stor økning i prisforskjeller.
- Hvis vi får mye kjernekraft i NO1 mens forbruket blir tilstrekkelig høyt i andre deler av Sør-Norge, blir det viktigere med regional samlokalisering av forbruk- og produksjonsutviklingen også internt i Sør-Norge.

Stor nytte av målnettet med kjernekraft i NO3

- Kjernekraft i NO3 er egnet til å bedre den midt-norske energibalansen og legge til rette for forbruksvekst i NO3 og NO4
- Men kjernekraft i NO3 er dårligere egnet til å forsyne forbruksvekst i Sør-Norge (den dominerende flaskehalsen er Sør-Norgesnittet, som inkluderer forbindelsene fra NO3 til hhv NO1/NO5 og SE2).
- Simuleringer viser at målnettet i og inn til NO3 er nødvendig også med kjernekraft i området. Kjerr i NO3 på bekostning av vindkraft i Midt-Norge har mindre å si for nytten målnettet.
- Kjernekraft i Midt-Norge kan erstatte ny fornybar kraftproduksjon i NO3 og NO4 uten større prisvirkninger.



Samlokalisering av kjernekraft og nytt forbruk kan i enkelte tilfeller redusere behovet for regionale nettførsterkninger

Balansert utvikling innenfor mindre områder kan, under visse forutsetninger, gjøre det mulig å knytte til mer forbruk og produksjon uten å bygge nye kraftledninger. Dette gjelder først og fremst behovet for nye ledninger, men ikke nødvendigvis stasjoner – som ofte er dyre. Hvis det bygges mye kjernekraft i en region, kan det i seg selv gi behov for mer lokalt nett.

Samlokalisering av ny kjernekraft og nytt forbruk

- Kjernekraft kan legges til steder med særlig stort behov for kraft eller med svakere nettilkobling. Gunstig plassering av SMR'er kan styrke regionale energibalanser.
- Kjernekraft vil kunne begrense flyten i tilknytningsnettet i regionale områder hvor nettet er mindre masket. En samtidig forbruksøkning med økning i produksjon vil opprettholde eller bedre den regionale energibalansen og føre til at overføringsbehovet inn til regionen ikke øker som følge av forbruksøkning. SMR kan legge til rette for en større forbruksøkning i det planlagte tilknytningsnettet, eller at noen nettutbygginger kan utsettes eller droppes helt. Selv med mindre behov for utbygging av tilknytningsnett vil det være behov for nye eller ombygging av nettstasjoner, som utgjør store kostnader.
- Selv om SMR kan bidra til å redusere ubalanser i og mellom regioner, vil det fortsatt være behov for kraftutveksling mellom områder på grunn av svingninger i fornybar produksjon og utveksling med naboland.
- I Nord- og Midt-Norge er samlokalisering og balansert utvikling av forbruk og produksjon viktigere enn i Sør-Norge. NO3 og særlig NO4 er preget av lange avstander og mindre masket nett enn Sør-Norge, og områdene er mer sensitive for endringer i energibalansen. En produksjonsutvikling som følger forbruksutviklingen vil gi en mer balansert utvikling på energibalansen.

Koordinering og sterke avtaler vil være nødvendig – utover vanlig praksis

- At utbygging av kjernekraft skal være premiss for utbyggingsvalg i tilknytningsnettet krever tett planlegging og forpliktelse mellom forbruks- og produksjonsutbygging, samt tydelige myndighetsprosesser. Å bruke ny produksjon for å redusere nettbehov krever mer styring og koordinering av forbruks- og produksjonsutvikling enn det som gjøres i dag.
- Et eksempel på utfordringer og behov for forpliktende koordinering av nettutviklingen er gasskraftverket på Kårstø: lenge var det usikkert om det ville bli bygd. Når det ble bestemt at gasskraftverket skulle bygges la Statnett aktuelle nettførsterkninger til side. Gasskraftverket ble satt i drift i 2007, men ble lite kjørt, og det ble til slutt demontert i 2019. Våre nettplaner la under lang tid gasskraftverket til grunn, og vi kom på etterskudd da det ble lagt ned.
- Videre må koordinering av vedlikeholdsperioder og håndtering av eventuelle feil være avklart i tydelige avtaler mellom partene og systemansvarlig for å sikre god forsyningssikkerhet når dette inntreffer. Systemansvarlig og kraftsystemet kan ikke komme i en situasjon hvor to kommersielle aktører foretar driftsbeslutninger som vesentlig utfordrer driften og forsyningssikkerheten for området. Hvordan dette løses må fastlegges før/når beslutning om kjernekraft tas.

Off-grid kjernekraft gir ikke behov for nytt nett eller påvirke driften av kraftsystemet

En off-grid-løsning* innebærer at kjernekraftanlegg bygges med direkte kopling til nytt forbruk som trenger kraft (og varme)

- En ren off-grid-løsning er ikke knyttet til kraftnettet. All kraft leveres lokalt.
- I en semi-off-grid-løsning vil forbruket i all hovedsak forsynes direkte av kjernekraft, men med nettforbindelse som backup for deler at kapasiteten (enten at kjernekraften kan mate noe inn på nettet, eller at forbruket kan få deler av sitt forbruk dekket fra nettet).
- Motivasjonen som løftes fram for off-grid-løsninger er redusert nettleie, samt reduserte kostnader eller tid for nettilknytning.

Ved off-grid er industriaktøren bundet til kjernekraftverkets drift og kostnader

- Ved driftsstanser må dette koordineres mellom partene. Ved kortvarige feil på kjernekraftverket kan noen forbrukere håndtere dette ved bruk av batterier, mens for langvarige feil (dager/uker) vil dette mest trolig føre til full stans i industrien.
- Erfaringer viser at det er sikrere å knytte seg til kraftnettet enn å knytte seg direkte til noe enkeltkraftverk, uavhengig av teknologi. Kjernekraftverk har typisk en tilgjengelighet i størrelsesorden 90-95%, mens transmisjonsnettet i Norge har en oppetid på over 99,99%.
- Risiko for avbrudd i strømforsyning til forbruket ved en off-grid-løsning kan reduseres ved å bygge kjernekraftverk med flere reaktorer (redundans), men da øker kostnadene. Eventuelt ha en nettforbindelse for deler av forbruket eller produksjonen (semi-off-grid). Nettleien utgjør en langt lavere kostnad enn kraftprisen fra et kjernekraftverk (gitt de kostnadsestimater vi har sett for kjernekraft i andre land).

Drift og systemperspektiv med off-grid-løsninger

- Ren off-grid-løsning: ikke behov for nettutbygging. Videre vil ikke off-grid-løsningen påvirke driften av det nasjonale kraftsystemet.
- Semi-off-grid-løsning: kjernekraftens systembærende egenskaper kan nyttiggjøres i kraftsystemet. En semi-off-grid løsning må tilfredsstillere funksjonskravene systemansvarlig stiller (NVF). Det er sentralt at anlegget håndterer feilsituasjoner i nettet (dvs. at Fault Ride Through-egenskapene må være gode), slik at de da ikke går i øydrift, og at kjernekraftens egenskaper dermed ikke er til nytte når det er behov for det i nettet.

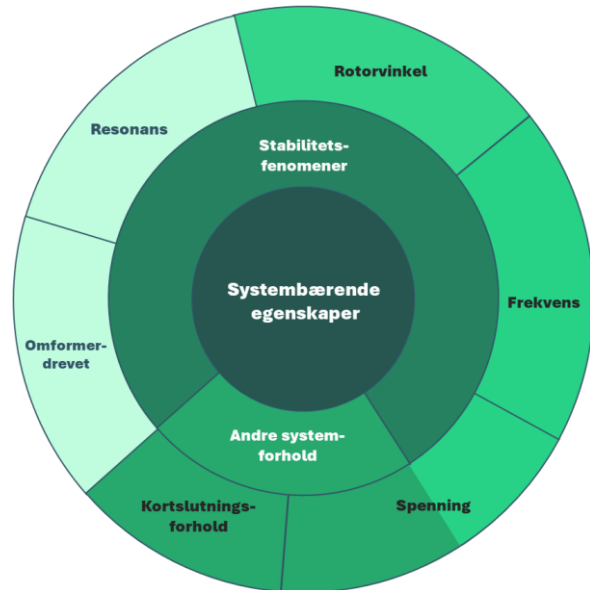
Hvis staten støtter kjernekraft bør den knyttes til nettet, men hvis kjernekraften realiseres kommersielt/privat kan off-grid-løsning vurderes.

- Hvis staten økonomisk støtter kjernekraft bør staten også fastlegge nettløsning slik at total systemnytte utnyttes.
- Hvis private aktører er villig til å finansiere kjernekraft kan det være aktuelt med off-grid-løsning. NVEs gjeldende konsesjonspraksis åpner ikke for off-grid kraft-produksjon som er større enn én MW.

*) [Ny forretningsmodell for Norsk Kjernekraft - off-grid sammen med industri - Norsk Kjernekraft AS, https://www.blykalla.com/post/blykalla-and-norsk-kjernekraft-launch-first-joint-smr-site-project-in-norway](https://www.blykalla.com/post/blykalla-and-norsk-kjernekraft-launch-first-joint-smr-site-project-in-norway), <https://www.neimagazine.com/advanced-reactors-fusion/norsk-kjernekraft-looks-to-off-grid-smr-projects/>

Kjernekraft har gode systembærende egenskaper for driften av kraftsystemet

- Kjernekraft har gode og viktige systembærende egenskaper (se figur), som kan bidra til å opprettholde og sikre stabilitet i kraftsystemet:
 - Inerti
 - Spenningsregulering/reaktiv effekt
 - Kortslutningsytelse
- Geografisk plassering av kjernekraftverk er viktig for om vi kan nyttiggjøre alle disse egenskapene i systemdriften: Reaktiv støtte og kortslutningsytelse bidrar mest til lokale systemforhold.
- Det er økende behov for inerti i kraftsystemet: Det nordiske kraftsystemet forventes oftere og i større deler av året (også i vinterperioden) ha situasjoner med lav inerti. Kjernekraft har gode inertibidrag, og bidrar generelt med mer inerti enn andre produksjonsteknologier.
- Dilemma: fleksibilitet kan gå på bekostning av systembærende egenskaper: Ny kjernekraft fremholdes å bli stadig mer fleksibel og kunne respondere på kraftpriser. Det er positivt at kjernekraft blir mer fleksibel og stenger i perioder med overproduksjon og lave priser, av hensyn til balanseringen av systemet. Samtidig er det nettopp i timer med lave priser, høy import og høy andel sol- og vindkraft at behovet for inerti og andre systembærende egenskaper er høyt. For at kjernekraften da skal bidra må den produsere kraft.



Figuren illustrerer sentrale **systembærende egenskaper**, som er grunnleggende forutsetninger som må være til stede for at kraftsystemet skal fungere.

De systembærende egenskapene henger sammen med hverandre og kan dermed ikke ses på isolert (må ha en helhetlig tilnærming)

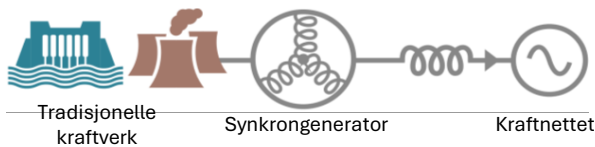
Les mer om ulike stabilitetsklasser her:

[Stabilitet i et kraftsystem i endring](#)

Fleksibilitet stadig viktigere i driften av kraftsystemet – ny kjernekraft må utformes med fleksibilitet, og kunne respondere på pris/signaler

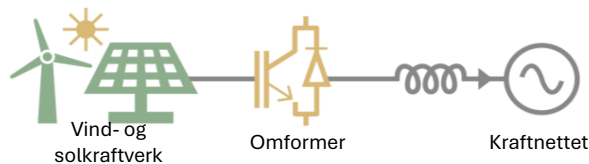
Ny kraftproduksjon bør være fleksibel

- Kraftsystemet har økende behov for fleksibilitet, inklusiv regulerbar kraftproduksjon, både i energi- og reservemarkedene.
- Kjernekraft kan i større grad enn annen produksjon plasseres hvor det er gunstig for kraftsystemet, med bidrag til både energi og effekt.
- Kjernekraft er i utgangspunktet utformet for stabil kraftproduksjon, men har god teknisk reguleringssevne. De fleste eksisterende kjernekraftanlegg kjører stabilt, men vi observerer at i noen land responderer kjernekraft på pris i energimarkedene (eks. Finland og Frankrike). Ny SMR-teknologi blir fremholdt å være mer fleksible enn konvensjonell kjernekraft, og kan teknisk lettere respondere på kraftsystemets behov.
- For at kjernekraftens mulige fleksibilitet/reguleringssevne skal realiseres må anlegget utformes riktig, ha riktig lokasjon og at priser-/signaler for å aktivere fleksibiliteten når fram til anleggseieren på en effektiv måte.
- I et kraftsystem med stadig mer uregulerbar kraftproduksjon er det mindre behov for kraftverk som kjører jevnt. Mer sol- og vindkraft i inn- og utland vil føre til at også norske kraftpriser tidvis og oftere faller ned mot null. Dette vil utfordre stabil drift for kjernekraftproduksjon, enten ved at kjernekraften reduserer produksjonen sin eller produserer med tap.



Stor økning i behov og kostnader for reserver de seneste årene – vi venter stor markedsdynamikk framover.

- Endret kraftsystem og markedsdesign har gitt stor økning i behov (MW) de siste årene. Videre har det vært stor økning i reservekostnader pga. økte markedspriser for reserver (pga. høyere og mer volatile energipriser). Våre prognoser for de nærmeste årene framover tilsier at volumene og kostnadene vil ligge over nivået fra 2024.
- Vi forventer stor markedsdynamikk innen reserveområdet – mye vil skje på 10-15 år. Nye teknologier og tilbydere, som batterier og vindkraft, nye markedsaktører, samt videreutvikling av markedsdesign for å redusere barrierer og øke konkurransen vil bidra til endringer.
- Kjernekraft har teknisk evne til levere noen typer reserver. Kjernekraft er i utgangspunktet designet for kontinuerlig og stabil produksjon, og mindre egnet til stadige og raske responser. Ny kjernekraft antas å ha økt fleksibilitet, men vil møte konkurranse fra andre fleksible teknologier, som batterier og (effektutvidelser i) vannkraft.
- Store kjernekraftblokker vil kunne øke dimensjonerende feil og reservebehovet i enkelte områder av nettet. Mindre anlegg/SMR vil i mindre/liten grad påvirke reservebehov. Hvis regulerbar kjernekraft erstatter variabel kraftproduksjon, vil kraftsystemets ubalanser kunne reduseres noe, og dermed vil behovet for reserver for ubalanser reduseres.



Kraftsystemet må fungere uavhengig av hvor kraften kommer fra; – både uten kjernekraft, med kjernekraft eller når kjernekraften er ute av drift

Vi vil utrede og iverksette flere typer tiltak for å ivareta stabilitet:

- Det nordiske kraftsystemet blir stadig mer væravhengig og omformerbasert, mens rotasjonsenergien synker.
- Egenskaper som kjernekraft (roterende synkrongeneratorer) bidrar med er viktig – men mye av dette kan oppnås på andre måter, med kjent teknologi.
- Som systemansvarlig må vi sikre at systemet har tilstrekkelige egenskaper og tiltak for å fange bredden i driftsutfordringer/-situasjoner, som eksempelvis driftsstanser i nett og produksjon, feil, høylast/lavlast mm. Typer av tiltak:

Markedsbaserte tiltak

Gjennom markedsløsninger kan aktører konkurrere om å levere tjenester som svarer til kraftsystemets behov, eks. hurtige frekvensreserver (FFR) som støtter systemet i perioder med lite inert, eller kjøp av tjenester fra synkronkompensatorer*.



Funksjonskrav

Ved å stille funksjonskrav kan vi sørge for at nye omformerbaserte kraftverk får flere synkrongeneratorlignende egenskaper, eks. krav til omformere om grid-forming egenskaper.



Netttiltak

Gjennom tiltak i nettet øke tilgangen på inert og systemstyrke, eller redusere behovet for disse egenskapene, eks. installasjon av synkronkompensatorer og/eller forsterke/nye ledninger



- Kraftsystemet har allerede, og vil i økende grad ha, tilknyttet omformerbasert produksjon (eks. sol og vind) og omformerbasert forbruk (eks. datasenter, metallindustri, transport mm). Et omformerstyrt kraftsystem vil være mer desentralisert, med flere lokale (investerings-) behov og aktører. Dette kan gi økt kompleksitet, og stiller krav til at alle parter følger opp funksjonalitet og egen evne til å bidra.

* En synkronkompensator er en synkronmaskin (som en generator) som går i tomgang, uten mekanisk belastning. Den er koblet til nettet og kan justere sin eksitering (magnetfelt) for å regulere spenning og reaktiv effekt, uten å produsere aktiv effekt. Ved å levere reaktiv effekt kan den øke spenningen i nettet, samt at den bidrar til systemets dynamiske stabilitet, spesielt ved raske endringer i belastning eller feil.

Etablering av kjernekraft i Norge bør ikke følge vanlig tilknytningslogikk med tilknytningsplikt, men bygge på samlet systemvurdering

Flere initiativ for etablering av kommersiell norsk kjernekraft er fremmet

- Det er nylig fremmet forslag til flere mulige kjernekraftanlegg i Norge, på vidt forskjellige lokasjoner. Disse er fremmet av kommersielle/private aktører, i samarbeid med kommuner.
- I disse prosjektene legges det i utgangspunktet opp til realisering av kjernekraft uten statlige subsidier eller støtte.

Kommersiell lønnsomhet for norsk kjernekraft er trolig svakere enn i andre land – statlig støtte og involvering trolig nødvendig for å sikre realisering

- Kjernekraftteknologien leveres av internasjonale aktører, og Norge har neppe vesentlige fortrinn som gjør at anlegg kan bygges billigere her enn i andre land.
- Vår markedsanalyse viser at kraftprisen i Norge forventes å være lavere enn i andre deler av Nord-Europa. Dermed vil den kommersielle lønnsomheten av kjernekraft forventningsmessig være bedre i andre land enn i Norge. I de aller fleste andre land mottar ny kjernekraft en eller annen form for statlig støtte eller finansieringsgaranti. For eksempel vil svenske myndigheter gi omfattende støtte og risikoavlastning for ny kjernekraft, både for å redusere finansieringskostnadene og sikre inntekt ved drift.
- I sum tilsier dette at det vil kunne være vanskelig for kommersielle aktører å etablere kjernekraftverk i Norge uten statlig støtte, i en eller annen form.

En statlig involvering vil kunne gi bedre koordinering og raskere fremdrift

- Norge har i dag ingen nasjonal plan for kjernekraft. Kjernekraft krever høy sikkerhet, god beredskap og solid infrastruktur. Det internasjonale atomenergibyrået IAEA anbefaler at land bør ha et overordnet program før man bestemmer plassering av konkrete anlegg.
- Dersom staten skal støtte utvikling av kjernekraft, er det naturlig at staten også aktivt deltar for å samordne anleggets størrelse og lokasjon med annen infrastruktur, inklusiv kraftnettet, samt veie inn samfunnets øvrige interesser. En statlig involvering vil trolig gi bedre koordinering og raskere fremdrift.
- Vi ser det derfor som lite hensiktsmessig at enkelt-aktører selv velger hvor anleggene skal ligge*.

Koordinerte utvikling- og tilknytningsprosesser for ny kraftproduksjon er ikke noe nytt i Norge, eks. erfaringer fra havvind:

- Statnett ble tidlig bedt av ED om å identifisere gode lokasjoner/stasjoner, sett fra kraftsystemets side, for mulig tilknytning av havvind. Dette var innspill som ED veide inn i totalvurdering om hvilke områder som skulle bygges ut, og i hvilken rekkefølge.
- Statnett foretok tidlig reservasjon i stasjoner for å sikre kapasitet, og dette skjedde før aktør var kjent.
- Når aktør ble valgt på Sørøst Nordsjø II har vi gjennomført en koordinert tilknytningsprosess mellom Ventyr og Statnett, knyttet til funksjonskrav til anleggene, behov for nettutvikling, nett-/tilknytningsavtaler og behov for datadeling.

*) Direktoratet for strålevern og atomsikkerhet (DSA), Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) og Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) foreslo den 1.9.2025 overfor fire departementer et utredningsprogram for kjernekraftverk. De anbefaler at utviklingen av kjernekraft i Norge bør starte med en nasjonal strategi, og ikke med enkeltprosjekter lokalt.

Viktig med tidlig avklaring om Norge ønsker å satse på kjernekraft – for å unngå feilinvesteringer i andre produksjonsteknologier og systemdesign generelt

Uten avklaringer om kjernekraft vil andre planlagte og pågående utbygginger fortsette

- Det er usikkert om Norge vil åpne for kjernekraft og være villig til å finansiere dette. Det betyr at mye av pågående planlegging og utbygging av andre produksjonsteknologier (eks. havvind, sol og effektutvidelser) vil fortsette.
- I og med at idriftsettelse av kjernekraft ligger langt fram i tid, er det viktig at det avklares tidlig om Norge ønsker å gå i denne retningen, slik at andre aktører (og Statnett) unngår feilinvesteringer og feilbeslutninger knyttet til andre produksjonsteknologier og systemdesign generelt.

En planutfordring for nettutviklingen med kjernekraft er timing og trygghet om realisering

- Det er krevende å basere nettutviklingen på at kommersiell kjernekraft virkelig kommer, - og når den bli satt i drift samt hvordan den blir driftet.
- Et eksempel på en slik planutfordring er gasskraftverket på Kårstø (se boks til høyre).
- For at kjernekraft skal være en premis for regional nettutvikling og systemdrift må Statnett ha tydelige forpliktelse fra aktørene, tydelig støtte fra myndighetene, samt at Statnett må kunne stille krav til hvordan kjernekraftanlegget kan støtte sikker systemdrift.

Eksempel på utfordring for nettutviklingen – gasskraftverket på Kårstø:

- Det var under lengre tid usikkert om gasskraftverket ville bli bygd.
- Når det endelig ble bestemt at gasskraftverket skulle bygges la Statnett aktuelle nettførsterkninger til side.
- Gasskraftverket ble satt i drift i 2007 (relativ rask byggetid), men anlegget ble i tiden etterpå lite anvendt, og driften ble avsluttet i 2019 (og demontert).
- Implikasjon: Statnetts nettplaner la i en lengre periode gasskraftverket til grunn, og vi kom på etterskudd da anlegget ble lagt ned.
- Tilsvarende ble Mongstad gasskraftverk etablert i 2010 og lagt ned i 2022.



Utdypende vurdering 1

Nettplan- og tilknytnings- prosessen

I denne utdypende vurderingen beskriver vi overordnet Statnetts prosess for nettplanlegging, med vekt på våre planverk og hvordan vi håndterer usikkerhet. Sentrale elementer er:

- Vi har 10 områdeplaner som fanger regionale behov, behov for forsterkninger mellom områder, samt viser trinnvis utvikling av nettet.
- Nettutvikling tar lang tid, og for eventuelle tilpasninger i planene for kjernekraft treffer det mest de siste trinnene i planleggingen
- Mye nytt forbruk kommer de nærmeste årene, men mer usikkert hvor mye produksjon som kommer.



Våre ti regionale områdeplaner oppsummerer våre planer for å møte forventet regionale og nasjonal utvikling

Vi har 10 områdeplaner som dekker hele landet

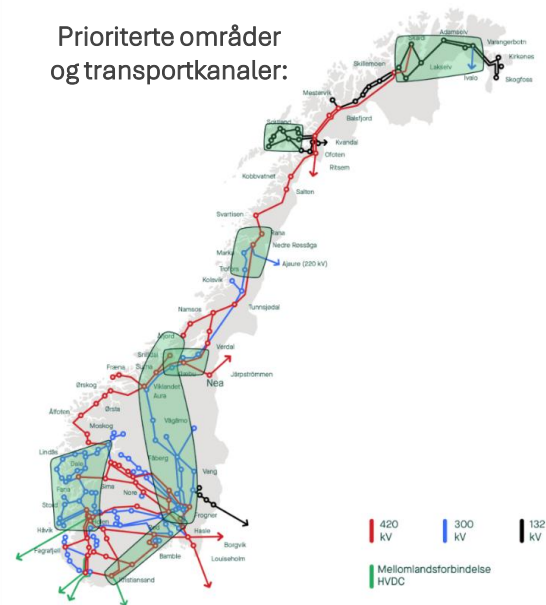
- Områdeplanene beskriver nå-situasjon, behov, målnett, en trinnsvis utvikling og samfunnsøkonomisk rasjonalitet
- Mange av tiltakene er reinvesteringer hvor vi øker kapasiteten ved å oppgradere eksisterende 300 kV-nett. Mye av dette må gjøres uavhengig av veksten i kraftforbruket.
- Vi har fortsatt mange forespørsler om nettilknytning, men aktørbildet er i endring:
 - Vekst fra datasenter fortsetter, mens andre industrier, som hydrogen, enten utsetter eller faller fra.
 - Vi har flere henvendelser fra ny produksjon, både sol, vind og vann. En stor andel av vannkraftprosjektene er rene effekt-oppgaderinger.
- Usikkert om hva som endelig blir realisert:
 - Mange prosesser parallelt, bl.a. havvind, effektutvidelser, sol mm. Solkraft vil kunne realiseres i løpet av få år, mens havvind kan komme etter 2030, og effekt-utvidelser fra ca. 2035.
 - Noen produksjonsprosjekter kan være i konkurranse (f.eks. kan ulike effektutvidelser svekke lønnsomhet til andre effektutvidelser), mens andre passer bra sammen (eksempelvis havvind og effektutvidelser).



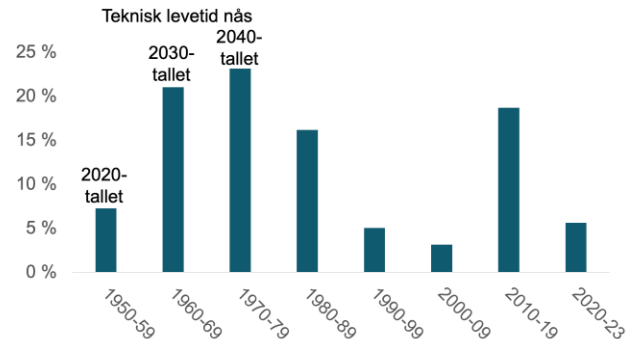
Vår langsiktige plan gir økt overføringskapasitet mellom områder

- Vår langsiktige plan er et målnett på 420 kV
 - Målnettet kan håndtere betydelig større kraftflyt enn dagens nett, og legger til rette for en dobling av kraftforbruk og produksjon frem mot 2050.
 - Sentralt er fornyelse av eldre 300 kV anlegg og samtidig øke kapasiteten. Mye av reinvesteringene må gjøres uavhengig av veksten i kraftforbruket pga. alder.
- Vi har omfattende planer for nettutvikling over hele landet, hvor vi **prioriterer transportkanaler, storbyer og områder med høy forbruksvekst.**
- Våre prioriterer nå tiltak i følgende områder (se også figur):
 - Vestlandet. Nord-sør, fra Sogndal til Sauda/Nesflaten
 - Fra Sørlandet til Østlandet via Grenlandsområdet
 - Fra Midt-Norge til Oslo via Sunndalsøra og Gudbrandsdalen
 - Stor-Trondheim
 - Helgeland: Rana-området og til Sverige
 - Harstad, Lofoten, Vesterålen
 - Finnmark: Fra Skaidi til Hammerfest og østover mot Varangerbotn og Finland

Prioriterte områder og transportkanaler:

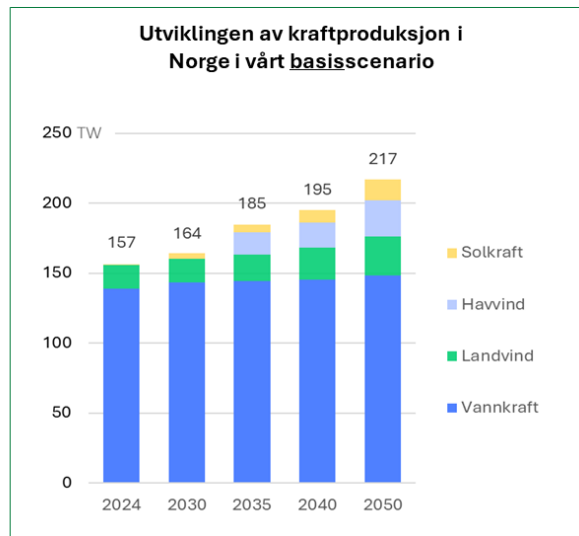
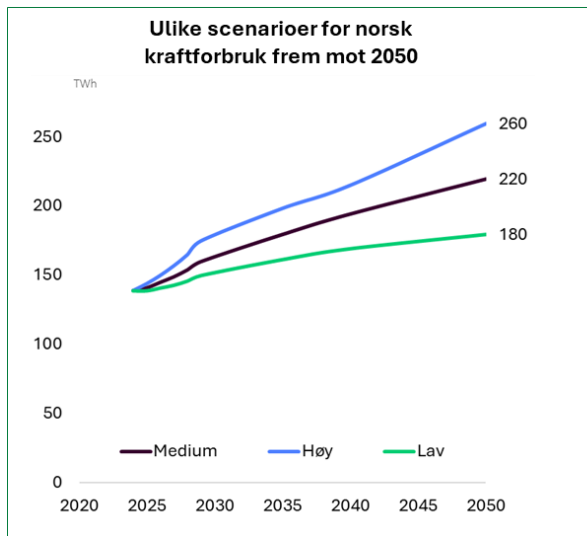


Mange anlegg nærmer seg forventet teknisk levetid:

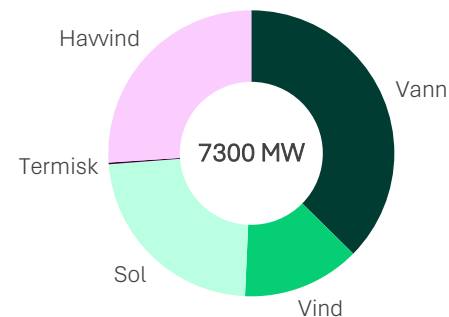


Stort utfallsrom for forbruksvekst i Norge – produksjon begrenser potensiell forbruksvekst

Analysers/scenarier*:



Faktisk reservert kapasitet for produksjon, pr sept. 2025**



Vi har reservert kapasitet til mye nye effekt fra kraftproduksjon, men vesentlig mindre energi sammenliknet med forbruk.

*) Kilde: Statnetts Langsiktige markedsanalyse 2024 [januar 2025]

**) Kilde: [Statistikk om tilknytningssaker | Statnett](#)

Mange muligheter for kraftproduksjon – usikkert omfang og tempo

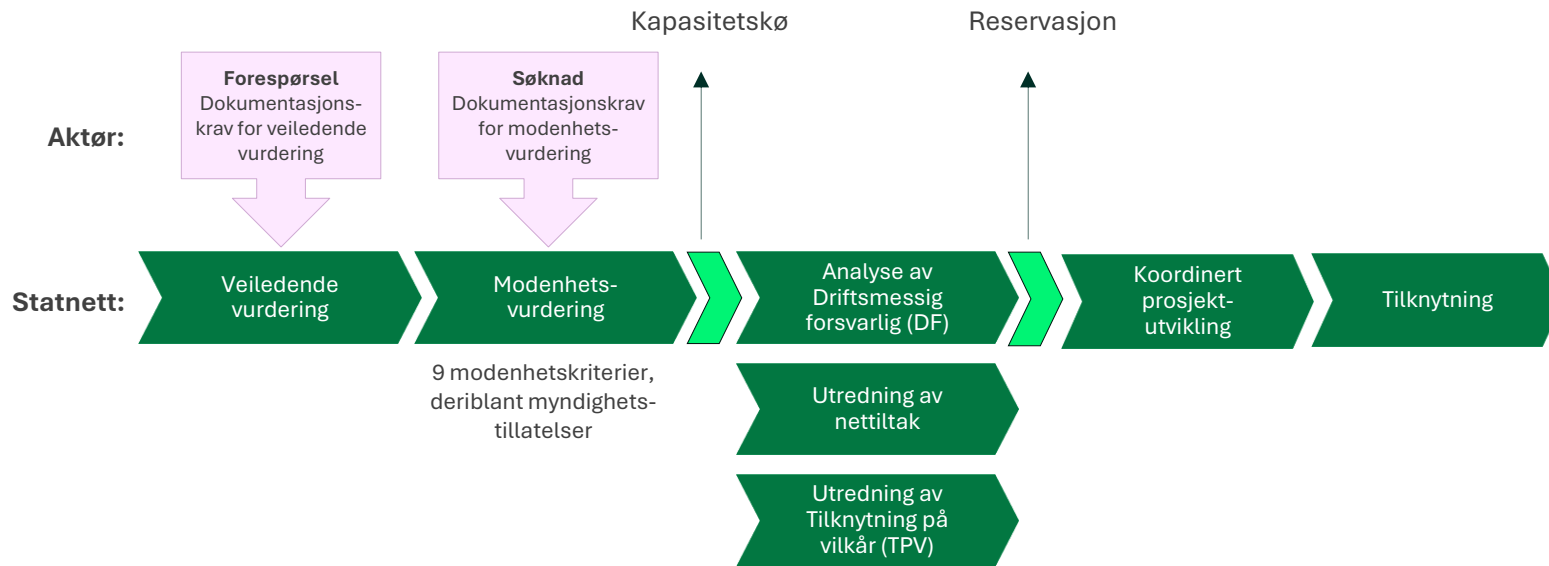
Ulike teknologier

- Kjernekraft kan lokaliseres nært stor forbruk eller i områder med stort kraftunderskudd og bidra til bedre kraftbalanse i disse områdene.
- Norge har gode havindområder og mye kystnært industriforbruk. Havvind med kort avstand til land og nært stort forbruk er gunstig. Havvind passer godt i nærheten til områder hvor vi også har regulerbar vannkraft.
- Stort potensiale for oppgradering av eksisterende vannkraft: primært økt effekt, pumpekraft, samt noe mer energi.
- Norge har gode ressurser for og konkurransedyktig landvind allerede i dag. Utbygging er avhengig av økt aksept.
- Solkraft kan bygges mange steder og relativt raskt, og gi et bidrag til energibalansen.

Ulike kombinasjoner av forbruk og produksjon, og ulike produksjonskilder, *kan redusere behovet for nett*

- Større enheter kjernekraft og havvind kan etableres der det er sterkt masket nett og flere større stasjoner. I områder med svakere nett er det mer aktuelt med mindre enheter da det er viktigere med en større grad av regional balanse.
- Solkraft har en tydelig døgn- og sesongprofil i produksjonen. Batterier kan jevne ut døgnvariasjonene, mens vindkraft og vannkraft passer godt sammen med solkraft ved at de har ulik sesongprofil.
- Vindkraft samspiller også godt med vannkraft og batterier.
- Offshore forbruk kan etableres med egenforsyning til redundans eller i nærheten av havvindinstallasjoner.
- Gunstig at stabilt forbruk og regulerbar produksjon etableres i nærheten av hverandre.
- Varierende kraftproduksjon og fleksibelt forbruk kan utfylle hverandre.

I tilknytningsprosessen anbefaler og forventer Statnett mer koordinering med og mellom myndigheter for kjernekraft (og havvind)



Kjernekraft og behov for nettutvikling

Det er et stort utfallsrom for mulig kjernekraft i Norge. Vi har simulert flere case for å analysere for å illustrere hvordan kjernekraft kan påvirke nettutviklingen. I tillegg har vi vurdert kvalitativt noen konkrete plasseringer.

En sentral innsikt er at en stor del av nettoppgraderingene våre er nødvendige uavhengig av om det bygges kjernekraft i Norge. Utbygging av kjernekraft i Norge legger først og fremst til rette for økt forbruk i nettet vi allerede planlegger. Lokalt kan gunstig lokalisering av ny kraftproduksjon og nytt forbruk redusere behovet for nett og gi raskere tilknytning. Dette gjelder i hovedsak tilknytningsnett som i dag ligger i de siste trinnene i områdeplanene.



Modellberegninger gir grunnlaget for analysen

Vi tar utgangspunkt i modelldatasett og forutsetninger om markedsutviklingen fra vår siste langsiktige markedsanalyse (LMA24*), og bygger videre på arbeid fra områdeplaner, tidligere ATK, områdestudier og temarapporter. Vi modellerer fremtidige topologier for nettet i den tekniske nettmodellen PSSE basert på informasjon fra områdeplaner og Statnetts porteføljeplan, og bruker disse til å beregne nettkapasiteter i fremtidig nett. Med marked-nettmodellen Samnett simulerer vi marked og nett i samspill. Dette gir oss mulighet til å teste ut hvordan en lang rekke ulike sensitiviteter og scenarier påvirker flyt og flaskehals i det norske kraftsystemet.

I hvert datasett simulerer vi det samme "analyseåret" over 29 historiske værår med en tidsoppløsning på 3 timer. Dette gir ca. 85 000 tilstander for hele systemet per simulerte datasett. I denne rapporten viser vi hovedpunktene fra analysen, mens vi tar med oss kunnskapsgrunnlaget fra analysearbeidet videre som underlag til nye oppdateringer av Statnetts områdeplaner, områdeanalyser og KVVU-er**.

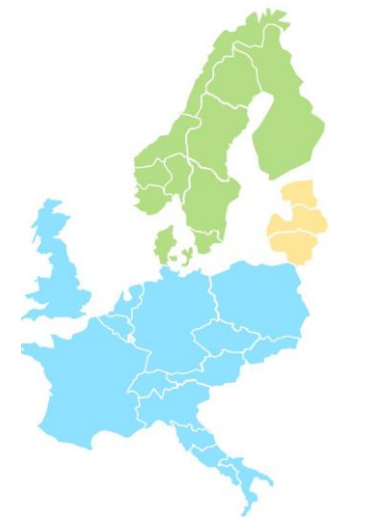
Vi ser modellberegningene våre opp mot driftserfaringer og teori, og drøftingen av resultatene er like viktig som modellresultatene i seg selv.

PSS/E: Teknisk nettmodell som med detaljerte data og elkraftens matematiske ligninger gjengir øyeblikksbilder av den elektriske delen av kraftsystemet i Norden. Brukes til å beregne kapasitetsgrenser i nettet med utfallsanalyser, til bruk i Samnett.

BID 3.0: Markedsmodell som med optimeringsalgoritmer minimerer de løpende driftskostnadene for å møte etterspørselen time for time over ulike analyseår, basert på detaljert databeskrivelser av hele markedet. Brukes i Statnett til å gjengi det britiske og kontinentale markedet – og gir prisrekker for landene med grense til Norden som inngangsdata til Samnett.



Samnett: Integriert markeds og nettmodell. Etterligner markedet bottom-up ved å minimere de løpende driftskostnadene for hele markedet time for time, innenfor grensene gitt av blant annet alle kraftverkene og nettet. Dette inkluderer en detaljert optimering av vannkraften. Har integriert nettmodell lik den i PSSE og beregner fysisk lastflyt time for time. Sikrer at flyten holder seg innenfor grensene beregnet i PSSE med prisområder og flytbasert markedskobling. I Statnetts oppsett dekker modellen Norden og henter markedspriser for kontinentet og UK fra simuleringer med BID-modellen.



PSSE – teknisk nettmodell
Samnett – markeds og nettmodell
BID 3.0 – markedsmodell



*) [Langsiktig Markedsanalyse 2025](#)

**) KVVU = konseptvalgutredning. Fra september 2025 ble KVVU-ordningen avviklet (samtidig som NVE fikk ansvar for å avgjøre konsesjonssøknader for nettleddninger), og det er nå ikke lenger krav til ekstern kvalitetssikring av utredninger av nye, store kraftledninger med spenning over 300 kV og lengde på minst 20 km.

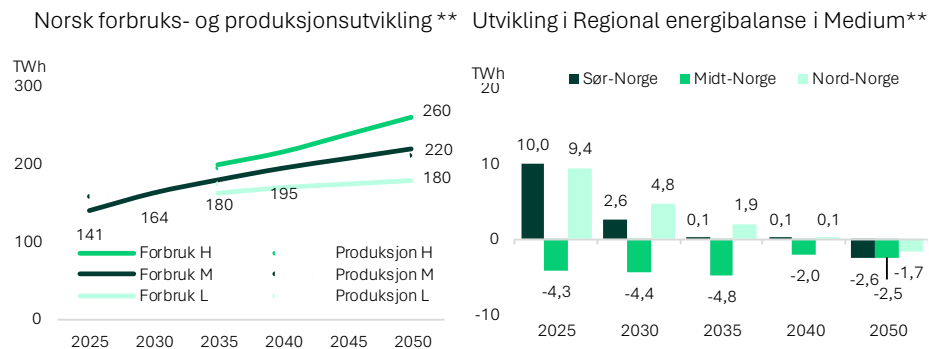
Våre datasett beskriver utfallsrom for utviklingen 2030 - 2050

I våre scenarier for forbruks- og produksjonsutvikling* i Norge legger vi til grunn at Norge beholder målet om å bli et lavutslippssamfunn innen 2050. Dette bidrar til økt elektrifisering, mer energieffektivisering og ny produksjon i Norge. Utviklingen kan ta kortere eller lenger tid enn det vi skisserer, men hovedretningen for det norske kraftsystemet vil være den samme. Vi legger ikke til grunn at Norge når målet fra Hurdalsplattformen om å kutte 55% av norske utslipp til 2030.

Tre faktorer har stor påvirkning på forbruksveksten i Norge. På forbruks-siden er elektrifisering for å kutte eksisterende norske klimagassutslipp en viktig driver. I tillegg vil det være avgjørende hvor stor andel Norge tar av ny europeisk industri og næringsaktivitet, eksempelvis datasenter og hydrogenproduksjon. Her gjør økt industriell konkurranse fra Kina og USA sammen med usikkerhet om hydrogen blir billig nok, at vi får et stort utfallsrom for industrien i Norge. Den tredje faktoren handler om tilgangen på tilstrekkelig volum ny fornybar produksjon til lave kostnader. En større netto vekst i industrien forutsetter at det kommer til ny kraftproduksjon til konkurransedyktige kostnader slik at kraftprisene holdes lave nok. Øker prisene i Norge relativt til andre land vil ny industri heller etablere seg andre steder. Det kan fortsatt komme tilvekst av forbruk med høy betalingsvilje, men de høye prisene kan bidra til å skyve ut eksisterende forbruk, slik at nettoøkningen blir begrenset. Både havvind, hydrogen og grønn industri kan ha behov for økonomisk støtte av ulike slag for å realiseres. I analysene her legger vi til grunn at Norge ikke vil ha store og vedvarende subsidieordninger, selv om det gis støtte i starten.

Dette, sammen med begrensede utsikter til økt produksjon fra vindkraft på land, vil begrense hvor høy veksten kan bli, særlig i perioden frem til 2040. På lenger sikt kan det bygges ut kjernekraft i Norge. Vi har ikke kjernekraft i Norge i våre basisdatasett, men studerer konsekvensene av kjernekraft i den norske produksjonsmiksen gjennom casene beskrevet her.

Vi har tre hovedscenarier for norsk forbruksutvikling – Lav, Medium og Høy. Disse angir en vekst til mellom 180 og 260 TWh til 2050. Vi forventer at markedskreftene over tid vil trekke i retning av en rimelig balanse mellom veksten i forbruk og produksjon. I LMA har vi en langsiktig energibalanse på -3 TWh i Medium. I [Analyse av Transportkanaler](#), som vi tar utgangspunkt i her, har vi tatt bort trinn to med havvind i Sørlike Nordsjø fra Medium. Det gir en energibalanse i Norge i 2050 på -6,8 TWh.



* Utfyllende beskrivelse av datasettene og driverne for de ulike forutsetningene kan leses i [Langsiktig markedsanalyse 2024-2050](#)

** Tall for 2025 og 2030 er fra KMA25. Datasettene for resten av analyseperioden bygger på LMA 2024. Hovedforskjellen er at vi i ATK ikke har med et trinn to med havvind i Sørlike Nordsjø tilknyttet med hybrid, som i LMA er forutsatt i drift fra 2035

Høy- og lavscenario gir et utfallsrom for volum

De tre forbruksscenarioene viser et utfallsrom for forbruksutviklingen – ingen representerer Statnetts forventning. På grunn av den tette sammenhengen mellom forbruksutvikling og produksjonsutvikling på lang sikt, gir Høy og Lav i realiteten også et utfallsrom for produksjonsutviklingen i Norge.

Høy har større grad av lønnsomhet i fornybare energikilder slik at mer produksjon realiseres, særlig havvind langs norskekysten. Det åpner for større forbruksvekst, samtidig som europeisk og norsk industri, inkludert hydrogenproduksjon, er konkurransedyktige med USA og Kina.

I Lav-scenariet er det enda mindre støtte til grønn industri og produksjon enn i Basis, og det legges opp til storstilt energisparing. Økningen i kraftproduksjon i Norge er beskjeden, og selv om det kommer til litt ny industri vil en del av dagens industri utkonkurreres slik at nettoøkningen blir begrenset.

Tre scenarier for norsk forbruksutvikling

	Kraftproduksjon	Forbruk	Hydrogen	ENØK
Medium	En del ny produksjon blir realisert	En del nytt forbruk innen alle kategorier	En del av behovet dekkes av import og blått hydrogen	Tilsvarende myndighetenes mål
Høy forbruks- utvikling	Flytende havvind lønnsomt i Norge fra 2040*	Europeisk industri konkurransedyktig, og Norge tar en høyere andel av grønn industrivekst	Norge produserer hydrogen til egen industri og eksport	Tilsvarende myndighetenes mål
Lav forbruks- utvikling	Begrenset volum ny kraftproduksjon i Norge	Europeisk industri har dårlig konkurransekraft. Noe ny industri i Norge– noe av dagens blir utkonkurrert	En stor del av behovet dekkes av import og blått hydrogen	Stor satsning på ENØK – mer enn nåværende mål

* I denne analysen erstattes typisk havvind med tilsvarende volum kjernekraft.

Forutsetninger og beskrivelse av case

Hvordan kjernekraft påvirker flyt, flaskehals og nettbehov vil avhenge av volum og geografisk plassering. Hvilken produksjon kjernekraften erstatter har også betydning. Her er det mange muligheter. I denne delstudien har vi valgt ut fem varianter med ulike volum og plasseringer av ny kjernekraft, som i sum representerer et relevant mulighetsrom.

For konvensjonell kjernekraft ser vi på effektene av å legge de nye kraftverkene på Østlandet (A-scenarioene) og i Midt-Norge (B-scenario). I disse regionene er det i dag underskudd på energibalansen og stort potensial for videre vekst i forbruket. I NO1 fokuserer vi på det høyeste kjernekraftvolumet, fordi dette representerer en-til-en skifte vindkraft + fleks mot kjernekraft, samtidig som det tydelig får frem forskjellene. Vi har også simulert et scenario med mange mindre kjernekraftverk (SMR) fordelt utover i nettet for å vise virkningen av mer distribuert utbygging.

Det vil trolig ta mange år før eventuelle kjernekraftverk settes i drift i Norge, og de vil være i systemet i mange tiår. Vi tar derfor utgangspunkt i Medium/Basis for 2050, og nettet slik det er planlagt til dette stadiet.

Regionale energibalanser i de ulike hoved-scenarioene

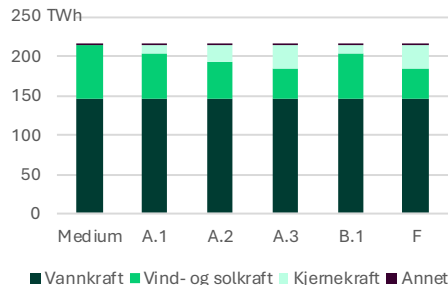
Navn	Case	Kjernekraft		Energibalanser					
		Effekt [MW]	Energi [TWh]	Norge	NO1	NO2	NO3	NO4	NO5
Medium	Referanse	0	0	-7	-20	5	-3	-2	12
A.1	1200 NO1	1200	10	-7	-10	-2	-2	-2	9
A.2	2400 NO1	2400	20	-7	0	-9	-2	-2	6
A.3	3600 NO1	3600	30	-6	7	-13	-2	-2	4
B.1	1200 NO3	1200	10	-7	-20	5	-1	-4	12
F	3600 SMR	3600	30	-7	-15	-1	-1	-1	11

I Medium 2050 fra LMA 2024 har vi 20 TWh havvind tilknyttet Sør-Norge og 5 GW økt installert effekt i eksisterende vannkraftverk. Siden kjernekraft både gir utslippsfri energi og regulerbar effekt antar vi i denne delanalysens scenarier at kjernekraften erstatter havvind og effektutvidelser tilnærmet en til en. Samtidig viser vi også sensitiviteter der kjernekraften kommer i tillegg til annen ny produksjon.

I A.1 er 10 TWh havvind i Sør-Norge erstattet med 10 TWh kjernekraft i NO1. I A.2 er all ny havvind tilknyttet Sør og Vestlandet erstattet med kjernekraft på Østlandet. I A.3-scenariet erstatter enda mer kjernekraft ytterligere 10 TWh landvind og solkraft i Sør-Norge. I midt og nord gir endringer på energibalansene større utslag. Scenarioet B.1 har derfor noe mindre vekst i kjernekraften med 1200 MW i NO3.

Sørnorgesnittet er fortsatt en strukturell flaskehals mellom Sør-Norge og Nord- og Midt-Norge i 2050. Vi holder derfor i utgangspunktet energibalansene uendret nord og sør for Dovre. Vi illustrerer samtidig virkningen av en mer ubalansert utvikling i sensitiviteter.

Årlig norsk snittproduksjon per scenario

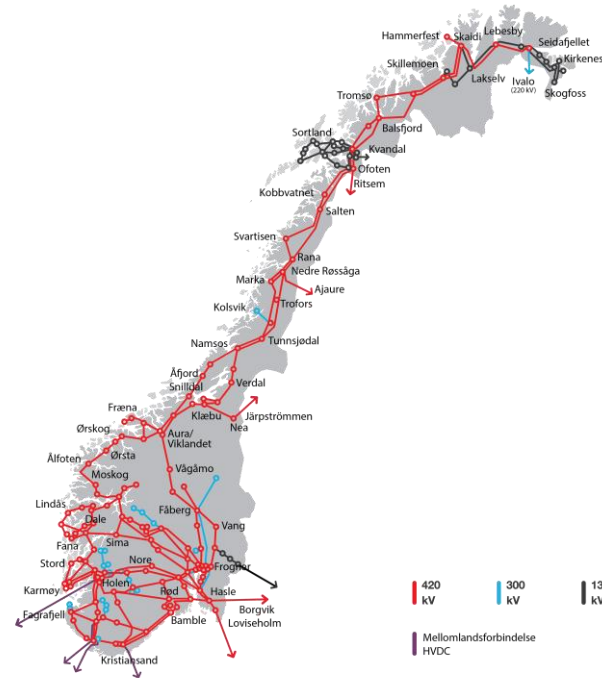


Vi antar at kjernekraft kobles til når målnettets er på plass

Vi modellerer nettet detaljert i fem-års bolker, 2030, -35, -40 og Målnett 2045/-50, hvor hver topologi representerer våre planer for nettførsterkninger som vi tror kan være klare rundt denne tiden. Disse topologiene bygger på igangsatte prosjekt og videre utvikling forespeilet i Statnetts Områdeplaner. Rekkefølgen og timingen gjenspeiler tidsplaner fra områdeplanene, samtidig som vi er nødt til å gjøre noen kvalitative valg når vi pakker tiltakene sammen i fire diskrete modeller med fem år mellom for å sikre gode analysemodeller.

Vi antar at en eventuell realisering av kjernekraft i Norge vil ta tid. I denne delstudien fokuserer vi derfor på nettmodellen for 2045, men ser på sensitiviteter med tidligere nettmodeller. 2045-nettmodellen representerer det vi kaller målnettets, et nett som vi mener er rustet til å være det bærende nettet i Norge på lang sikt. Et hovedtrekk i målnettets er at flere av ledningene som i dag er 300 kV oppgraderes til 420 kV, men det bygges også noen helt nye ledninger. Videre er det selvfølgelig flere ting, ikke minst på behovssiden, som kan endre seg innen vi når 2045. Dessuten vil noen av de nye traséene være utfordrende med tanke på lange strekninger, krevende terreng og potensielle arealkonflikter. Vi har likevel modellert det meste av det som ligger i fremtidsplanene i basisdatasettene våre.

Selv om det er noe usikkerhet knyttet til målnettets, er det viktig å påpeke at dette er et nettbilde som vi har brukt mye tid på å utforme og regne på konsekvensene av. Vi har en god og detaljert beskrivelse av nettet og grundige snittberegninger som understøtter effekten av dette nettet på muligheten til å overføre kraft internt i og mellom områder i Norge. Selv om det kan bli endringer, gir denne modellen et godt grunnlag for å studere det store, langsiktige bildet.



Kjernekraft kan erstatte vindkraft og økt effekt i vannkraftverk

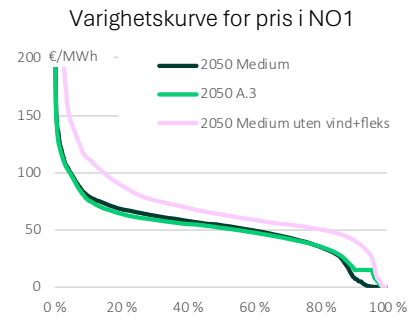
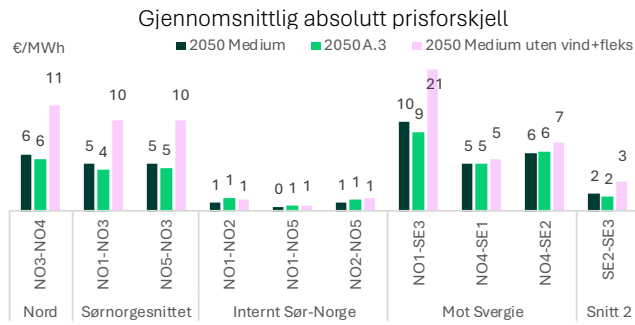
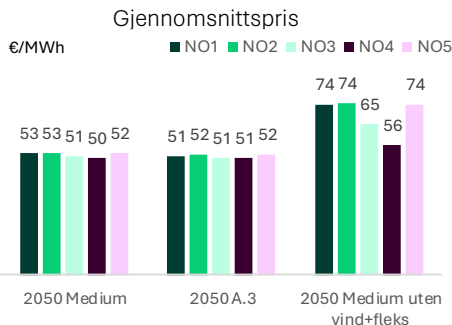
I LMA 2024 forklarer vi at størrelsen på forbruksveksten til 2050 vil avhenge av veksten i ny produksjon. Uten nok produksjonsvekst blir kraftprisene høyere i Norge og da vil forbruksveksten også bli lavere. Det er derfor relevant å se på scenarier der den samlede produksjonsveksten er på nivå med veksten i forbruket. Her ser vi først på scenarier der produksjonen fra kjernekraft erstatter annen ny produksjon.

I Medium 2050 dekkes forbruksveksten med energi fra variabel vindkraft og fleksibilitet fra eksisterende vannkraft supplert med mer effekt. I tillegg bidrar utvekslingen internt og med andre land. I sum gir dette relativt jevne priser litt under nivået på kontinentet, selv om forbruket i Norge har økt fra 140 TWh i dag til 220 TWh.

Når vi simulerer med samme forbruksvekst men uten noe vekst i fornybar og uten effektutvidelsene, så øker snittprisene i Sør-Norge med rundt 20 €/MWh. Vi får også en betydelig økning i prisforskjell mellom områder.

Når vi så legger til 3600 MW kjernekraft på Østlandet (A.3)*, flyttes prisbildet nesten helt tilbake til utgangspunktet. Både snittprisene og prisforskjellene internt i Norge er omtrent som i Medium. Men siden scenarieret med kjernekraft har en mindre andel uregulerbar produksjon får vi litt færre timer der kraftprisene faller helt ned til null. Samtidig blir kjernekraften prissettende i rundt 5 % av tiden. Dette gir en lav pris på 15 €/MWh i disse timene, som er nivået vi har antatt på de marginale driftskostnadene for kjernekraften**. Vi får også litt lavere priser når vannkraften setter prisene.

Selv i scenarieret med 3600 MW kjernekraft ser vi ingen endring på toppen varighetskurven. Dette er timer med høyt forbruk i Norge hvor prisen ikke settes av vannverdi, men av prisen i utlandet eller forbruksutkobling. Grunnen til at kjernekraft ikke fjerner disse høypristimene sammenlignet med medium, er at bidraget fra kjernekraft erstatter bidraget fra effekt i vannkraft og energi i vindkraft tilnærmet en-til-en, og gir derfor lite utslag.



* Vi har lagt til kjernekraften i Langerud (dagens Tegneby), en 420 kV transformatorstasjon som ligger plassert øst for flaskehalsene gjennom Oslo, og i en masket del av nettet, ikke langt fra kjølevannet i ytre Oslofjord.

** Ved lavere marginalkostnad for kjernekraft ville prisen i timene hvor kjernekraft setter prisen også blitt lavere, men det gir lite utslag på gjennomsnittspris og prisforskjell.

Kjernekraft kan påvirke utviklingstakten til forbruk

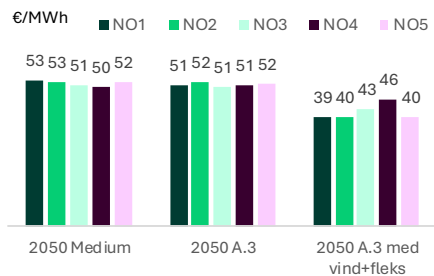
Hvis det blir bygget ut konvensjonell kjernekraft i Norge vil dette trolig skje først etter 2040 og i store enheter som gir mye ny produksjon på en gang. Både den lange ledetiden og det at det kommer mye ny produksjon når den først kommer, gjør det relevant å vurdere realismen i at kjernekraften erstatter vekst i annen produksjon. Det kan også tenkes at vi får en situasjon på kort sikt som gjør at andre typer produksjon likevel bygges ut før kjernekraften realiseres. Da vil kjernekraften i større grad komme på toppen av denne veksten heller enn i stedet for.

Hvis kjernekraft kommer istedenfor andre kraftkilder kan det utsette forbruksveksten: i et scenario der norske myndigheter holder igjen på utbyggingen av eksempelvis havvind for å heller satse på kjernekraft, kan dette dempe veksten i forbruket før de nye kraftverkene er i drift. Dette vil også kunne gi en periode der de nye kraftverkene kommer som et tillegg og gir økt overskudd på energibalansen før forbruket etterpå tar seg opp og gir en balanse.

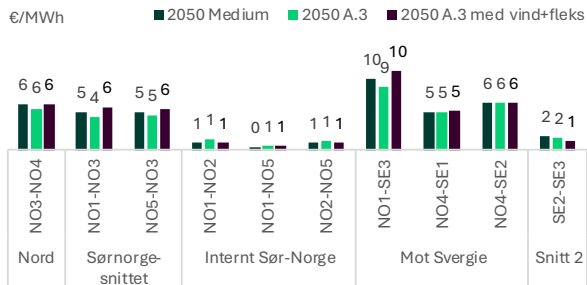
Hvis kjernekraft kommer før forbruk: når vi simulerer med ny kjernekraft uten tilsvarende vekst i forbruket reduseres de norske kraftprisene. Dette øker insentivene til å etablere nytt forbruk.

Hvis forbruk kommer før ny kraftproduksjon: hvis forbruksveksten fortsetter utover 2030 tallet uten at dette dekkes opp av annen produksjon, vil dette gi underskudd på energibalansen i forkant av at kjernekraften kommer i drift. I sensitiviteten under ser vi hvordan dette gjør at prisene i Sør-Norge øker til et nivå som er høyere enn snittprisen på kontinentet. Dersom denne utviklingen blir langvarig vil dette trolig dempe forbruksveksten eller gjøre at det likevel kommer mer produksjon fra andre kilder.

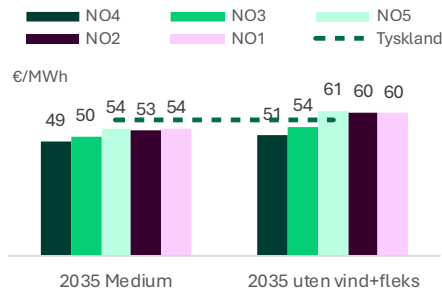
Gjennomsnittspris



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



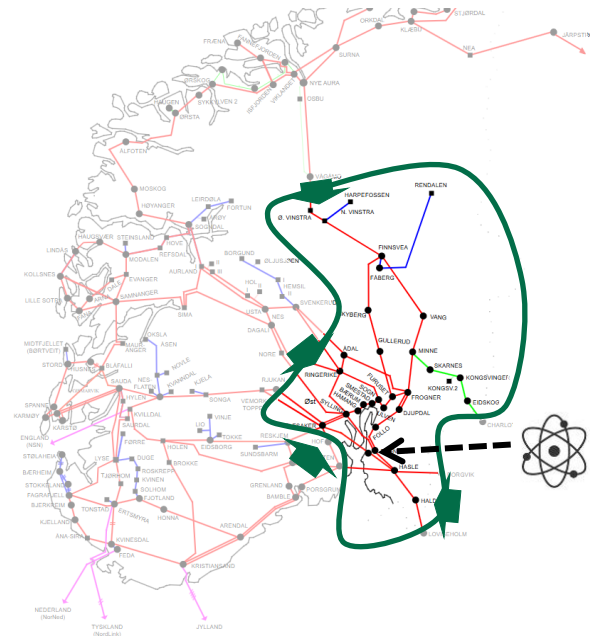
Gjennomsnittspris i 2035 for Medium og Medium simulert uten ny vindkraft og effektoppgraderinger i vannkraften



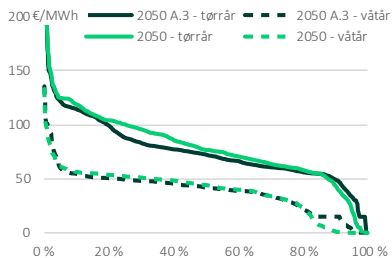
Østlandet er en god lokasjon for kjernekraft

Østlandet og budområdet NO1 har høyt forbruk og underskudd på energibalansen i snitt, både historisk og i våre datasett framover. I Medium 2050 har NO1 et underskudd på 20 TWh i et normalår. Dette gir høy flyt inn til området på vinteren. Produksjonen i området er samtidig i stor grad uregulert med mye elvekraft og etter hvert også vind og solkraft. Dette gir overskudd på sommeren når forbruket er lavt. På grunn av disse karakteristikene er overføringsbehovet i transportkanalene høyt både gjennom, og til og fra, NO1.

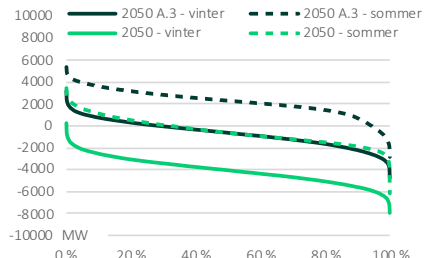
Kombinasjonen av underskudd på energibalansen i gjennomsnitt og samtidig høye overføringskapasiteter til resten av Sør-Norge og Sverige gjør at NO1 vil være en god lokasjon for konvensjonell kjernekraft. Når vi legger til 3600 MW kjernekraft i Langerud bedrer dette energibalansen i NO1, slik at vi får 10 TWh overskudd i et normalår. Simulert kraftflyt inn til området reduseres da i alle transportkanalene. Samtidig blir det mye mer flyt ut av området på sommeren når det er mye elvekraft og lavt alminnelig forbruk. Flaskehalsene er imidlertid fortsatt moderate. Det er først når vi legger inn enda mer kjernekraft på Østlandet at det blir vesentlige flaskehals.



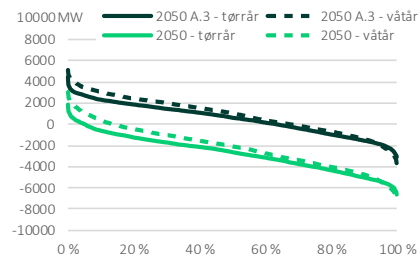
Varighetskurve pris NO1, tørrår og våtår



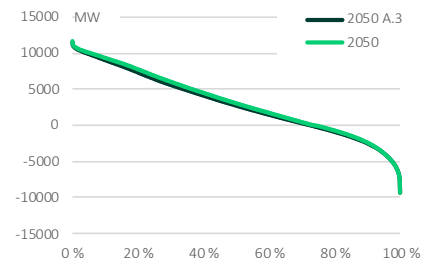
Varighetskurve ut av NO1, sesong



Varighetskurve flyt ut av NO1, tørrår og våtår



Varighetskurve flyt nord-sør i Norden

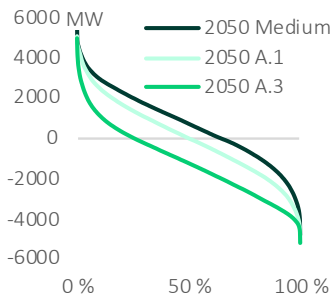


Kjernekraft i NO1 kan forsyne økt forbruk i hele Sør-Norge

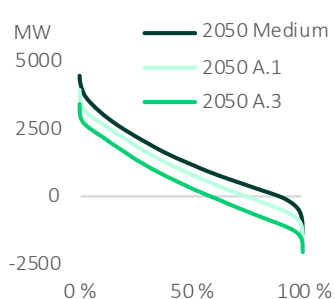
I Medium bidrar havvind og vannkraft på Vest- og Sørlandet til å forsyne mye av det økte forbruket på Østlandet. Når vi legger til 3600 MW kjernekraft i NO1 (A.3) går energibalansen i NO1 fra -20 TWh til +10 TWh. Samtidig blir energibalansen på Vest- og Sørlandet mer negativ når vi tar ut den antatte økningen i havvind og effektoppgraderinger. Dermed blir det i større grad slik at kjernekraft på Østlandet forsyner økt forbruk både på Vest og Sørlandet. Dette snur mer av flyten til å gå fra øst til vest og sør.

Det er fortsatt flaskehals i en del av tiden mellom NO2 og NO1 i Medium 2050, og da særlig i østlig retning. Med kun 1200 MW kjernekraft i NO1 (A.1) blir utvekslingen mellom NO2 og NO1 mer balansert, mens A.3. snur dette og vi får mer begrensning fra NO1 til NO2. Prisforskjellene som følger av flaskehalsen er imidlertid små. Det er først ved enda mer kjernekraft at det blir betydelige prisforskjeller.

Flyt NO2-NO1



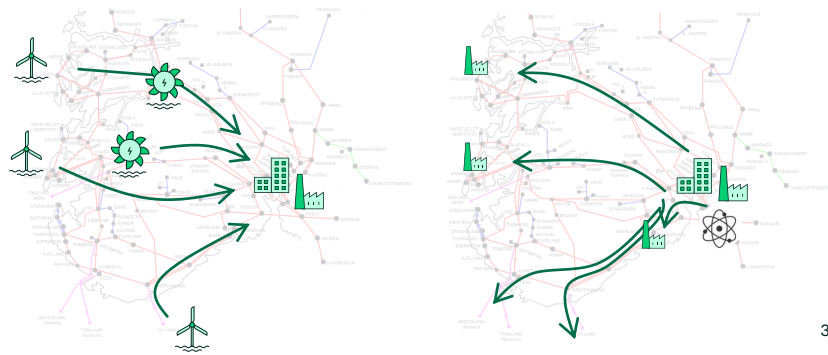
Flyt NO5-NO1



På korridoren mellom NO5 og NO1 blir flyten også mer balansert med både 1200 MW og 3600 MW kjernekraft. Ved høy flyt NO1-NO5 kan vi få flaskehals lenger nord, men denne løses effektivt ved at regulerbar vannkraft i Hallingdal reduserer produksjonen sin i disse timene.

Dette tyder på at utbygging av kjernekraft i NO1 ikke bare kan bedre energibalansen på Østlandet og legge til rette for utvikling og forbruksvekst der. Det vil også, når målnettet er på plass, kunne forsyne forbruk og legge til rette for vekst også på Sør- og Vestlandet.

Illustrativ skisse over plassering av havvind og vannkraft med effektoppgradering, forbruk og kjernekraft. Medium til venstre, A.3 til høyre. Grønne piler indikerer flytmønstre.



Kjernekraft i NO1 gir lite flaskehals også med høy forbruksvekst

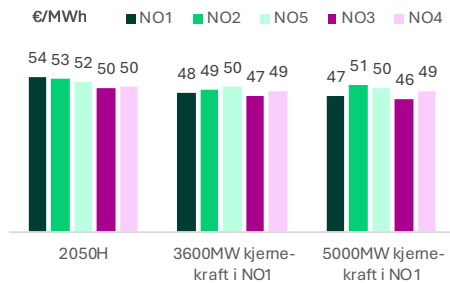
I scenarioet Høy fra LMA 2024 er forbruksveksten i Sør-Norge rundt 20 TWh høyere enn i Medium til 2050. Og i sensitivitetene under har vi erstattet henholdsvis 30 og 42 TWh havvind i Høy 2050 med 3600 og 5000 MW kjernekraft lagt til Østlandet. I tillegg har vi i begge variantene tatt ut en antatt hybrid tilkobling av havvind fra Sørlige Nordsjø med kapasitet 2800 MW mellom Norge og Tyskland. Simuleringene med 3600 MW kjernekraft gir fortsatt relativt lite flaskehals. Det er først ved 5000 MW konvensjonell kjernekraft lagt til ett enkelt punkt i NO1 at det blir merkbare begrensninger og prisforskjeller.

Med kjernekraften kommer det mer effekt inn i et område med effektunderskudd. Dette reduserer de høyeste pristoppene i NO1 og i Sverige. Med 3600 MW kjernekraft reduseres også prisen i NO2, fordi de i mange timer kan få overskuddskraft fra NO1.

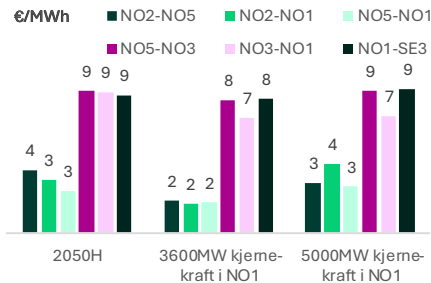
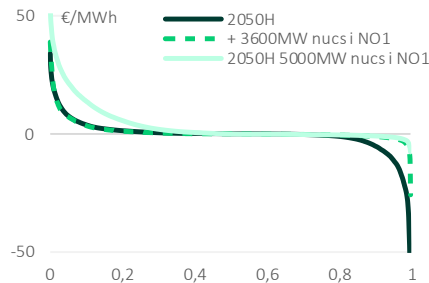
Ved enda høyere kjernekraftvolum i NO1, slik som vi har med 5000 MW, får vi imidlertid flaskehals vestover på Flesakersnittet i stedet. Og sammen med lavere utvekslingskapasitet gir det en strammere effektbalanse i tørrår på vinteren, som igjen gir noe høyere pris. Figuren til høyre viser hvordan flaskehalsen og prisforskjellene mellom NO2 og NO1 skifter retning med mer kjernekraft i NO1. Mer kjernekraft gir også en viss grad av prissmitte til NO3, hvor lavere pris i Sverige også reduserer prisen i NO3 sammenlignet med 2050 Høy i begge sensitivitetene.

Samlet viser dette at det er mulig å dekke en relativt høy vekst i forbruket i hele Sør-Norge med kjernekraft på Østlandet og planlagte nettforsterkninger i drift.

Gjennomsnittspris



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell

Varighetskurve for prisforskjell NO2-NO1
Positive verdier representerer høyere pris i NO2

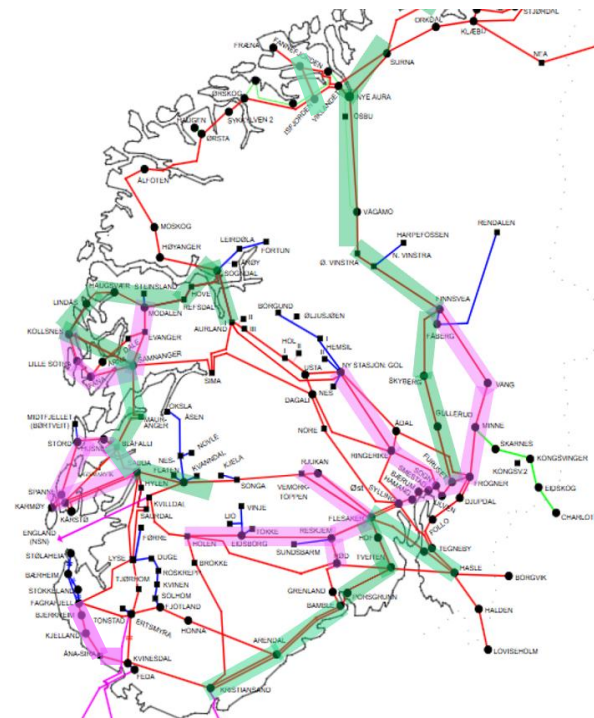
Målnettet er nødvendig for god utnyttelse av kjernekraft i NO1

Hvis det skal være mulig å både forsyne Østlandet og resten av Sør-Norge med kjernekraft på Østlandet er det en forutsetning at målnettet er bygget og satt i drift. For å illustrere dette har vi simulert 2050 datasettene med nettet slikt det er planlagt til 2035, med og uten kjernekraft på Østlandet. Med Medium 2050 uten kjernekraft gir dette i utgangspunktet større prisforskjeller internt i Norge enn i en simulering med målnettet på plass. Og når vi simulerer med 3600 MW kjernekraft i NO1 blir økningen i prisforskjeller mer markant. Kjernekraft lagt til Østlandet i denne skalaen øker overføringsbehovet, særlig fra NO1 mot NO2 og SE3. Og uten målnettet på i drift gir scenarioriet betydelige flaskehalser. Dette viser at de planlagte forsterkningstiltakene som ligger i målnettet er viktige for å få en god utnyttelse av kjernekraften. Dette gjelder særlig om alt tilknyttes i NO1, til tross for at dette i utgangspunktet er et område med underskudd på energibalansen.

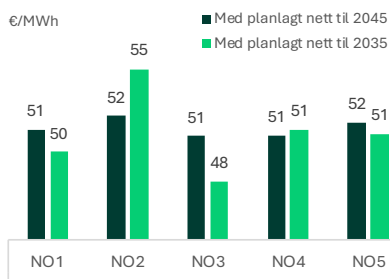
Bygget til 2035



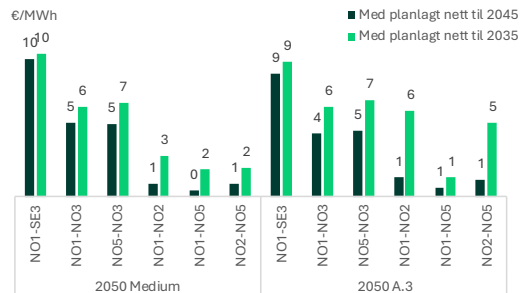
Bygget til 2045



Gjennomsnittspris



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



Forsinket nett gir flaskehals på Flesakersnittet

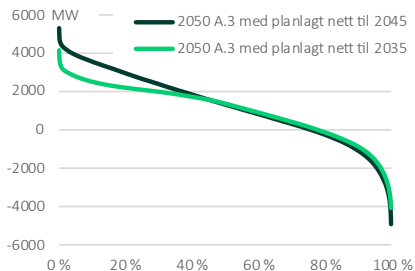
Med 2035-nett blir utfall av Hasle-Tønsberg på Eiker-Hof en stor flaskehals i vestlig retning (markert med grønn * i kartet). I 2035 er Eiker-Hof-Tønsberg oppgradert til 420 kV, mens Telemarksnettet fortsatt er på 300 kV. Høy impedans gjennom Telemark (via Tokke) gjør at en stor del av flyten som skal fra NO1 til Grenlandsområdet vil legge seg på forbindelsen mellom Eiker og Tønsberg. I tillegg vil en større del av flyten legge seg på denne forbindelsen ved utfall på grunn av de samme impedansforholdene.

Der vi med målnettet har tilstrekkelig kapasitet ut av NO1 selv med 3600 MW kjernekraft, gir 2035-nettet betydelige flaskehals. Det er flaskehals på Flesakersnittet i nærmere 40% av tiden. En viktig driver for behovet for flyt NO1-NO2 er kablene ut av NO2 til utlandet, som har en samlet kapasitet rundt på 5000 MW. Flytbaseralgoritmen løser flaskehalsen på Flesakersnittet ved å redusere eksporten til kontinentet.

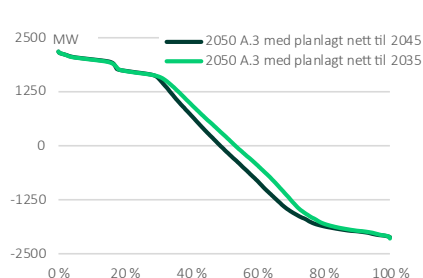
Kraftoverskuddet må i stedet eksporteres til kontinentet via Sverige. Dette gir lavere pris i NO1, spesielt på sommeren når det er mindre forbruk og mye elvekraft som skaper stort overskudd på Østlandet og dermed behov for høy flyt ut av NO1.

Flesakersnittet og kapasiteten NO1-NO2 er viktig for å få ut overskuddet i perioder med mye produksjon i NO1. Kjernekraften bidrar til et betydelig større overskudd i NO1 og øker denne flaskehalsen betraktelig. Ferdig utbygd målnett i transportkanalene inn til NO1 (og særlig mellom Kristiansand og Oslo) er viktig for å få godt utbytte av kjernekraften.

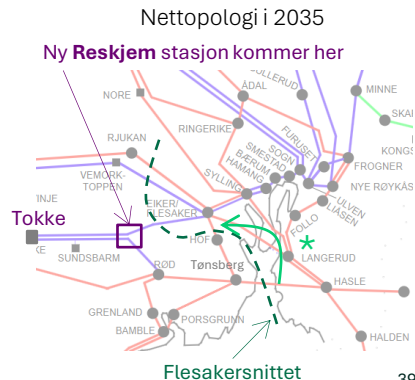
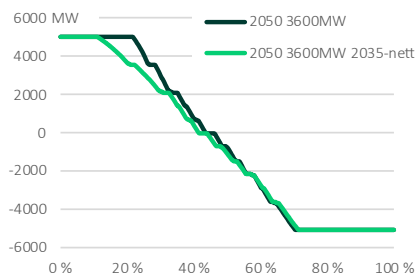
Varighetskurve for flyt NO1-NO2



Varighetskurve for flyt NO1-SE3



Eksport på DC-forbindelser fra Sør-Norge

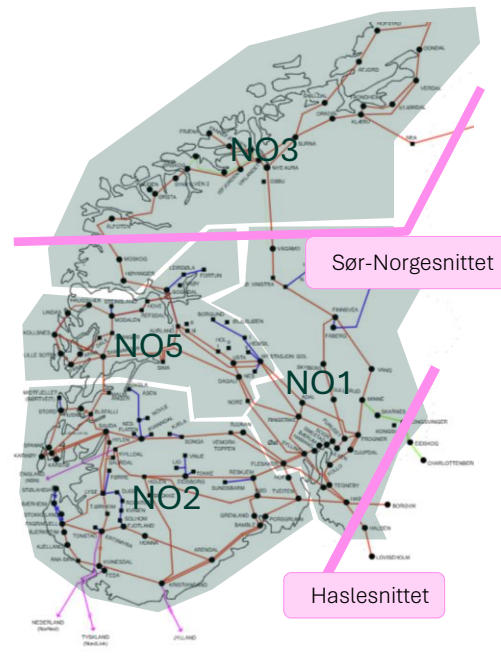


Balansert regional utvikling er fortsatt viktig

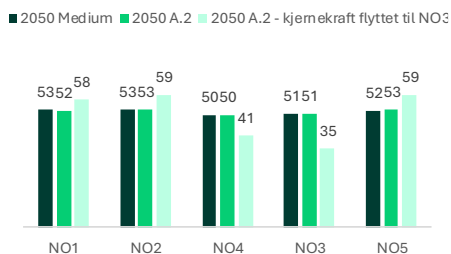
I 2050 fremstår transmisjonsnettets internt i Sør-Norge svært robust, og det er lite flaskehals mellom NO1, NO2 og NO5. Dette gjelder også når vi legger inn 3600 MW kjernekraft i NO1 samtidig som vi tar ut mye havvind tilknyttet Sør og Vestlandet.

Samtidig er det to større flaskehals som gjenstår selv når målnettets er på plass; Sør-Norgesnittet mot NO3 og Hasle-snittet mot SE3. Dette betyr at produksjonen må komme på riktig side av disse snittene for legge til rette for økt forbruk uten stor økning i prisforskjellene. For å illustrere dette viser vi en sensitivitet hvor vi fjerner havvind og effektoppgraderinger i Sør-Norge, som i A.2, men legger i stedet til 2400 MW kjernekraft i NO3, nord for Sør-Norgesnittet. Da får NO3 lavest pris i Norge mens prisen i Sør-Norge øker med rundt 6 €/MWh. Absolutt gjennomsnittlig prisforskjell øker betraktelig, særlig NO1-NO3 og NO5-NO3. I tillegg vil mer positiv energibalanse i NO3 og motsatt i Sør-Norge øke overføringsbehovet gjennom Sverige, og prisforskjellene både mellom NO3 og SE2 og mellom NO1 og SE3 øker.

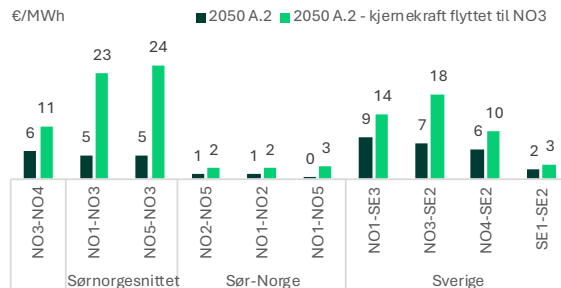
Både Haslesnittet og Sør-Norgesnittet påvirkes i stor grad av flaskehals internt i det maskede nettet i Sverige. Tiltak på norsk side kan ikke alene oppheve disse flaskehalsene, og selv om det planlegges mange oppgraderinger i det svenske nettet, vil det fortsatt være strukturelle flaskehals også her. Derfor er det viktig med balansert regional utvikling, særlig nord og sør for Sør-Norgesnittet.



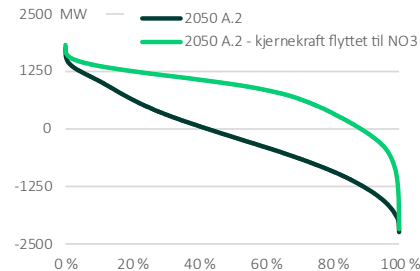
Gjennomsnittspris



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



Varighetskurve flyt NO3-Sør-Norge



Kjernekraft i Midt-Norge kan erstatte havvind i Nord og Midt-Norge

Analysen viser at kjernekraft sentralt plassert ved kysten i Midt-Norge kan erstatte ny fornybar i NO3 og NO4 uten større prisvirkninger i 2050. I Midt og Nord-Norge ligger det i 2050 Medium 1500 MW havvind, ca. 5 TWh årlig snittproduksjon, og en vekst i sol og landvind på ca. 11 TWh i årlig snittproduksjon fra 2025.

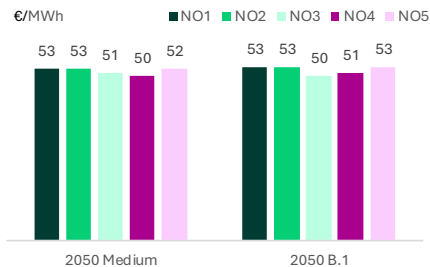
I scenarioet B.1 antar vi at det bygges 1200 MW konvensjonell kjernekraft i Midt-Norge. Dette erstatter tilsvarende energimengde fra havvind og annen fornybar i NO3 og NO4 slik at energibalansen i disse områdene i sum er -4 TWh, lik det vi har i Medium. Resultatet blir at vi får omtrent helt like priser med og uten kjernekraften.

Mye av veksten i vindkraft er i Medium lagt til NO4. Når denne erstattes med kjernekraft sentralt i Midt-Norge får NO3 bedre energibalanse, mens energibalansen i NO4 blir litt dårligere, og det er dette som gir utslag i pris.

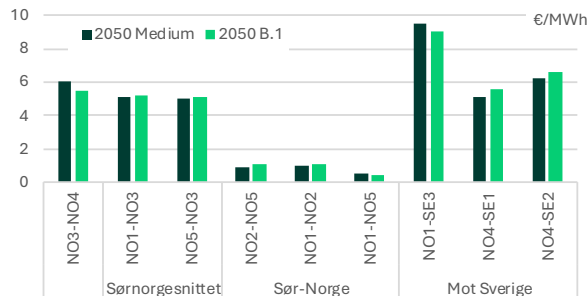
Flaskehalsene og prisforskjellene blir i liten grad påvirket av 1200 MW kjernekraft i NO3 når vi samtidig tar ut den samme mengden øvrig produksjon. Den absolutte prisforskjellen holder seg også relativt lik mellom scenarioene. På grensen mellom NO3 og NO4 er den dominerende flytretningen sørover, fra NO4 til NO3. Når energibalansen i NO4 svekkes og energibalansen i NO3 styrkes, blir det noe mindre kraftflyt til NO3 fra nord. Det reflekteres i noe nedgang i prisforskjell her.

Vi ser også en liten nedgang i prisforskjell fra NO1-SE3. Det henger sammen med at et jevnere produksjonsmønster fra kjernekraft i Midt-Norge reduserer behovet for overføring av kraft fra vannkraftprodusenter i NO2 og kontinentet for å dekke ubalanser forårsaket av volatilitet i vindkraft. Det er en del av denne kraften som tar veien om Sverige, så når behovet minsker reduseres også flaskehalsen.

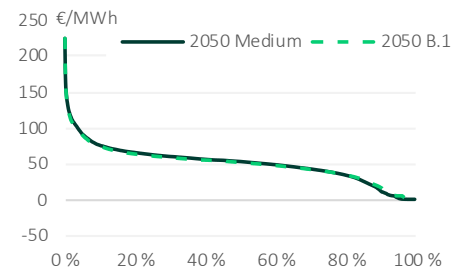
Gjennomsnittspris



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



Varighetskurve pris i NO3



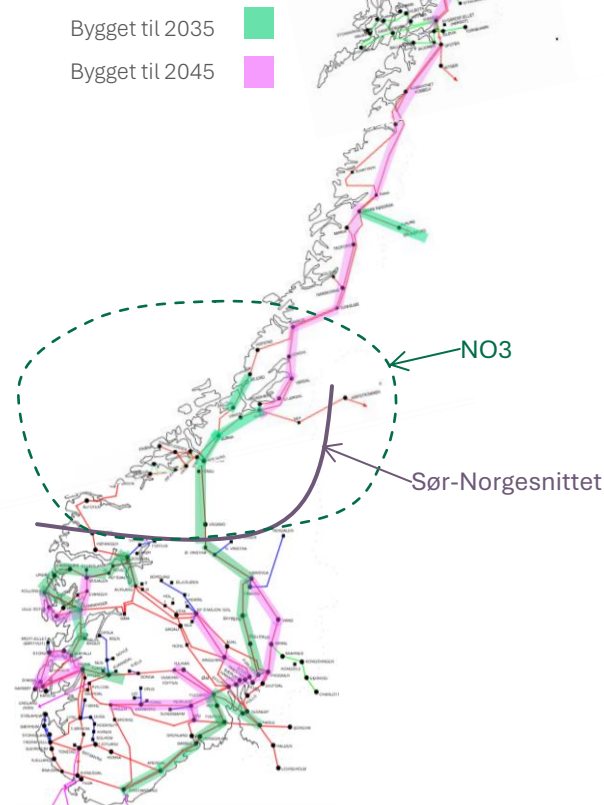
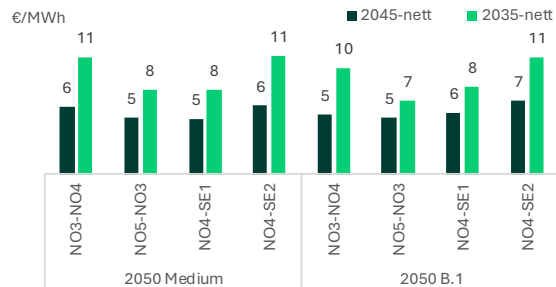
Kjernekraft i NO3 øker prisforskjellene mellom områder ved forsinket nett

Vi har simulert med nettmodell og snitt for 2035 for å etterligne en situasjon hvor nettutbyggingen blir forsinket. I Medium 2050 gir forsinket nett betydelig høyere prisforskjeller, med 3-5 €/MWh økning i et normalår. Når vi gjør samme øvelsen med 1200 MW kjernekraft i NO3, ser vi at endringen i prisforskjeller blir relativt lik som med forsinket nett i 2050 Medium. Hvorvidt vi har kjernekraft eller vindkraft i NO3 har dermed lite å si for nytten av målnettet.

Den dominerende flaskehalsen i Norge når vi kommer til 2040-50 er på Sør-Norgesnettet, som inkluderer de to forbindelsene til NO3 fra NO1 og NO5, samt forbindelsen til SE2 (indikert med mørk lilla i kartet). Som vi har forklart tidligere, må en økning i produksjon komme på riktig side av denne flaskehalsen for å kunne legge til rette for økt forbruk.

Kjernekraft i NO3 er dermed godt egnet til å bedre den midt-norske energibalansen og legge til rette for at forbruksvekst i NO3. En utbygging av kjernekraft i Midt-Norge er imidlertid lite egnet til å forsyne forbruksvekst i Sør-Norge.

Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell
2050 medium sammenlignet med B.1 og simulert med målnett (2045) og forsinket nett (2035)

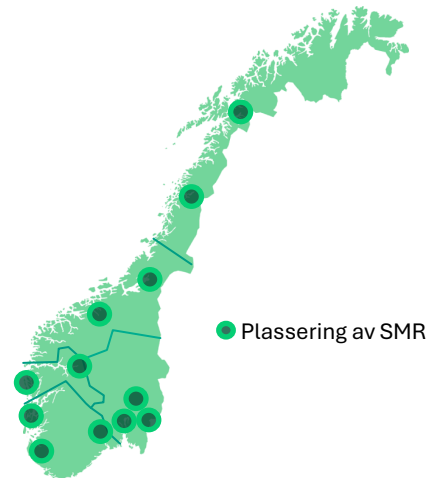


Distribuert SMR endrer i liten grad kraftpriser og prisforskjeller

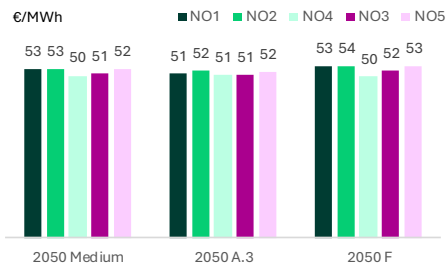
Distribuert utbygging av mange mindre enheter kjernekraft med SMR teknologi er et mulig alternativ til store konvensjonelle enheter lagt til et fåtall steder. For å illustrere hvordan dette kan påvirke flyt og priser har vi simulert med 3600 MW SMR fordelt over hele Norge (scenario F). I figurene under sammenligner dette med resultatene fra scenario A.3, der det er en konsentrert utbygging av samme volum på Østlandet.

Oppsummert viser resultatene lite prisvirkning ved en distribuert utbygging. Dette ser vi igjen i både gjennomsnittspriser og på varighetskurven over året. På den andre siden er det tydelig at selv om kjernekraftverkene bidrar til å begrense regionale ubalanser, så vil fortsatt være stort behov for utveksling og tidvis flaskehals og prisforskjeller. Kjernekraften har dermed ingen utjevne effekt på utvekslingsbehovet som kommer fra varierende tilsig og vindkraft i Norge og varierende kraftpriser i andre land.

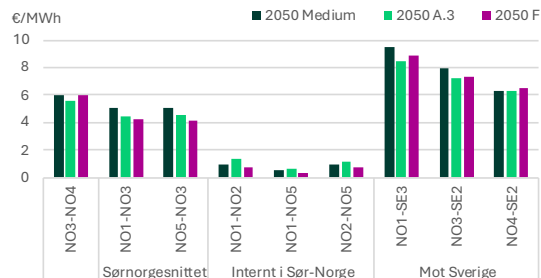
Vi har modellert SMR i moduler på 300 MW. Sammenlignet med det øvrige norske systemet er dette et mellomstort kraftverk. Det vil ikke alene påvirke flyten på transportkanalene nok til å endre prisbildet eller flyten. Gunstig plassering av SMR kan derimot bedre kapasiteten i tilknytningsnettet, ved at lokale underskuddsområder kan få tilknyttet produksjonskapasitet med høy brukstid.



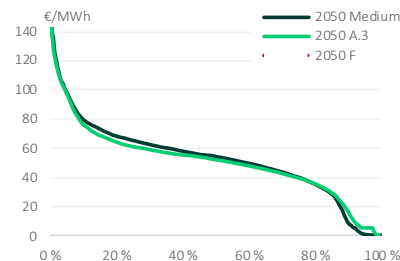
Gjennomsnittspris



Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell



Varighetskurve for pris i NO1



Noen lokale nettutbygginger kan utsettes ved samlokalisering

Midt- og Nord-Norge er preget av lange avstander og mindre masket nett enn Sør-Norge, i tillegg er det totale systemet i hhv NO3 og NO4 mye mindre, så områdene er mer sårbare for regionale ubalanser. Med store avstander og lokale hensyn er det ikke rasjonelt med utbygging av veldig mye nytt nett i disse områdene. Kapasiteten ut av de regionale områdene er tilstrekkelig i målnett, men disse områdene er likevel mer sårbare for store endringer i energibalansen enn regionale områder i Sør-Norge. I Nord- og Midt-Norge vil derfor samlokasjon og balansert utvikling av forbruk og produksjon være viktigere enn i sør. Siden kostnaden for å bygge ut SMR forventes å i stor grad være uavhengig av lokasjon, er det sannsynlig at en utbygging med denne teknologien vil kunne følge forbruksveksten lokalt.

Gunstig plassert kjernekraft kan være med å begrense flyten i tilknytningsnettet i regionale områder hvor nettet er mindre masket. En forbruksøkning fulgt av en samtidig økning i produksjon vil opprettholde eller bedre den regionale energibalansen og føre til at overføringsbehovet inn til regionen ikke øker som følge av forbruksøkningen. Sånn sett kan det legges til rette for en større forbruksøkning i det planlagte tilknytningsnettet, eller at noen nettutbygginger kan utsettes eller droppes helt. Men som vi har vist tidligere er oppgraderingene i transportkanalene nødvendige for å redusere prisforskjeller, også med kjernekraft i energimiksen.

Et viktig aspekt ved dette er også at Statnett må dimensjonere nettet for å kunne opprettholde god forsyningssikkerhet til sine kunder under alle forhold, også ved vedlikehold og ved feil i nettet. Dette gjelder for nettanlegg, men også for større forbruksenheter og produksjonsenheter.

Utbygging av kjernekraft som premiss for utbyggingsvalg i tilknytningsnettet vil være krevende i så måte, og må i så fall medføre tett planlegging mellom forbruks- og produksjonsutbygging. Koordinering av vedlikeholdsperioder og håndtering av eventuelle feil må være avklart i tydelige avtaler mellom partene og systemansvarlig for å sikre god forsyningssikkerhet når dette inntreffer. Systemansvarlig og kraftsystemet kan ikke komme i en situasjon hvor to kommersielle aktører foretar driftsbeslutninger som vesentlig utfordrer driften og forsyningssikkerheten for området. Hvordan dette skal løses må fastlegges før/når beslutning om kjernekraft tas.

Å bruke ny produksjon for å redusere nettbehov krever mer styring og koordinering av forbruks- og produksjonsutvikling enn det som er vanlig i dag.

Et eksempel på utfordringer med forpliktende koordinering av nettutviklingen er gasskraftverket på Kårstø: lenge var det usikkert om det ville bli bygd. Når det ble bestemt at gasskraftverket skulle bygges la Statnett aktuelle nettforsterkninger til side. Gasskraftverket ble satt i drift i 2007, men ble lite kjørt, og det ble til slutt demontert i 2019. Våre nettplaner la under tiden gasskraftverket til grunn, og vi kom på etterskudd da det ble lagt ned.

Kjernekraft og mulig påvirkning av systemdriften

Med et kraftsystem i endring utfordres stabiliteten i kraftsystemet. Kraftsystemet trenger flere systembærende egenskaper for å ivareta ulike typer av stabilitet. Et sentralt spørsmål er da hvordan og i hvilken grad kjernekraft vil påvirke systemdriften (og tilhørende kostnader) i det norske systemet.

Kjernekraft har flere gode egenskaper for driften av systemet, spesielt roterende masse (inerti) og evne til spenningsregulering. Samtidig må Statnett, som systemansvarlig, utvikle og iverksette flere tiltak for å sikre stabilitet for et stort utfallsrom av driftssituasjoner – uten kjernekraft, med kjernekraft og med kjernekraft ute av drift.



Intro til hvordan kjernekraft kan påvirke systemdriften og kraftsystemets systembærende egenskaper

Statnett som systemansvarlig

- Systemansvarlig har et overordnet ansvar for å sikre at systemet har nødvendige systembærende egenskaper, på kort og lang sikt
- Systemansvarlig skal koordinere driften av kraftsystemet, sikre (momentan) balanse i kraftsystemet og at systemet har nødvendige systembærende egenskaper
- Statnett drifter og utvikler systemdriften i tett samarbeid med de øvrige TSOene i Norden, for å ivareta felles synkronområde (felles frekvens med Finland, Sverige og Sjælland).

Kraftsystemet trenger flere typer av systembærende egenskaper for å ivareta ulike typer av stabilitet

- Et sentralt spørsmål er hvordan og i hvilken grad kjernekraft vil påvirke nett-/systemdriften (og tilhørende kostnader) i det norske systemet. Som illustrert i figuren til høyre er det en rekke viktige egenskaper som nødvendig for en sikker systemdrift. Sentralt er at systemet har tilstrekkelige systembærende egenskaper som sikrer ulike typer av stabilitet.
- Mest kjent er frekvensstabilitet med etablerte markeder, hvor ulike typer av frekvenstjenester kjøpes og anvendes. Men også de øvrige elementene må være på plass for at kraftsystemet skal fungere sikkert og effektivt.
- For å avgrense problemstillingen vil vi drøfte den med utgangspunkt i:
 - Hvordan kjernekraft kan øke eller redusere behovet for (effekt-) reserver, og tilhørende kostnader? (sidene 47-57)
 - Hvordan kjernekraft kan påvirke behovet og tilgang til viktige systembærende egenskaper, spesielt inert? (sidene 58-64)

Stor usikkerhet og mange forhold i endring – mye vil skje neste 10-15 år

- Norsk kjernekraft vil trolig først bli realisert om 15 år – mye vil skje til da.
- Store endringer i markedsløsninger er nylig gjennomført, og disse vil videre utvikles og forbedres. Økt internasjonalt samarbeid på markedssiden.
- Mye nytt forbruk og ny produksjon kommer til, med kjente og nye teknologier, f.eks. effektutvidelser i vannkraft, havvind, batterier, grid-forming egenskaper i omformere, økt fleksibilitet i forbruk mm. Nye markedsaktører vil komme til.

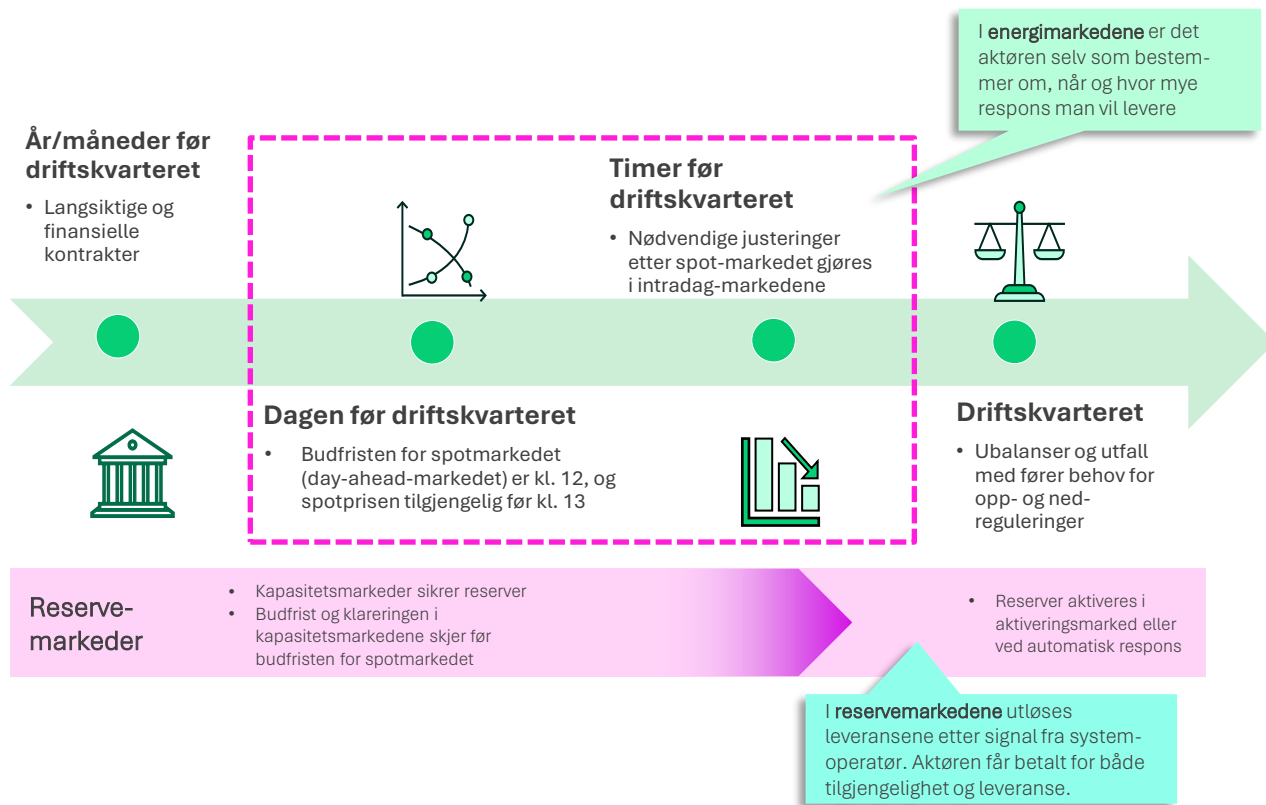


Figuren illustrer de sentrale systembærende egenskapene, som er grunnleggende forutsetninger for at kraftsystemet skal fungere. De henger sammen med hverandre og kan ikke ses på isolert (må ha en helhetlig tilnærming)

Kraftsystemet driftes med en sekvens av markeder

Formålet med reservemarkedene:

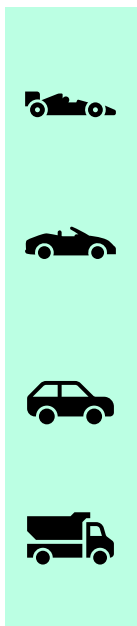
- Kraftmarkedet (spotmarkedet og intradagmarkedene) sørger for at kraftsystemet er i balanse i **driften***
- Det vil alltid oppstå **avvik i planlagt** produksjon eller forbruk, og det kan inntreffe **feil**. Dette fører til **ubalanser**.
- Denne ubalansen må håndteres av Statnett, som kjøper ulike produkter i sine reservemarkeder. Her får aktørene betalt for å justere sitt forbruk eller produksjon når det er behov for det.
- Noen markeder krever automatikk, rask respons og kort varighet, mens andre krever leveranse over lenger tid.
 - Statnett sikrer seg reserver for neste døgn i **kapasitetsmarkeder** (aktør får betalt for være i stand til å levere)
 - I driftskvarteret aktiveres reservene automatisk eller i et **aktiveringsmarked** når det er behov for det



* Fra oktober 2025 er både energi- og reservemarkedene på kvartersnivå, og driftskvarteret angir de operative prosesser og beslutninger som tas av systemansvarlig for å opprettholde balanse og håndtere feil.

Statnett kjøper i dag flere typer reserver til ulike behov - med ulike type leverandører og teknologier

Statnett kjøper i dag fire kategorier av reserveprodukter med ulik responstid og varighet



- **Fast Frequency Reserves (FFR)**

- 0,7-1,3 sek responstid; 5-30 sek varighet
- Kapasitetsmarked og kompensasjon per aktivering

- **Frequency Containment Reserves (FCR-N* og FCR-D**)**

- Krav til dynamisk respons for å følge variasjoner i frekvens så lenge avviket varer
- Statisk FCR-D har ikke krav til dynamisk respons
- Kapasitetsmarked (og kompensasjon for aktivert volum for FCR-N)

- **Automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)**

- Full respons innen 5 min; varighet for perioden(e) budet gjelder
- Kapasitetsmarked og kompensasjon for aktivert volum (snart aktiveringsmarked)

- **Manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)**

- Full respons innen 12,5 minutter; varighet for perioden(e) budet gjelder
- Kapasitetsmarked (CM) og aktiveringsmarked (EAM)

Aktørtyper pr 2025:

Pr nå forbruksenheter og energilagring

Eksempel på mulige nye aktørtyper de nærmeste årene:

- Nye typer av forbruk, eks. datasenter
- Mer batterier

Pr nå hovedsakelig (vann-)kraftprodusenter

- Batterier
- ? muligens småkraft og vindkraft
- ? Forbruk/datasenter

I aFRR deltar utvalgte, store (vann-)kraftprodusenter

- Batterier

Pr. nå deltar alle typer aktører, både produksjon og forbruk

- Batterier
- Forbruk: aggregerte laster, industri, fjernvarme mm
- Vindkraft (i aktiveringsmarkedet)
- ? - sol m/batterier

* FCR-N er normalreserve (derfor N) og gjelder for frekvensavvik i normal drift, det vil si opp til 0,1 Hz i hver retning av 50 Hz

** FCR-D er driftsforstyrrelsesreserve (derfor D) og gjelder for avvik utenfor normalbåndet

Hvilke reserver brukes når en feil oppstår?

Typer av reserver og deres formål:

FFR

Fast frequency reserve (raske frekvensreserver) **bremser** frekvensfallet

FCR

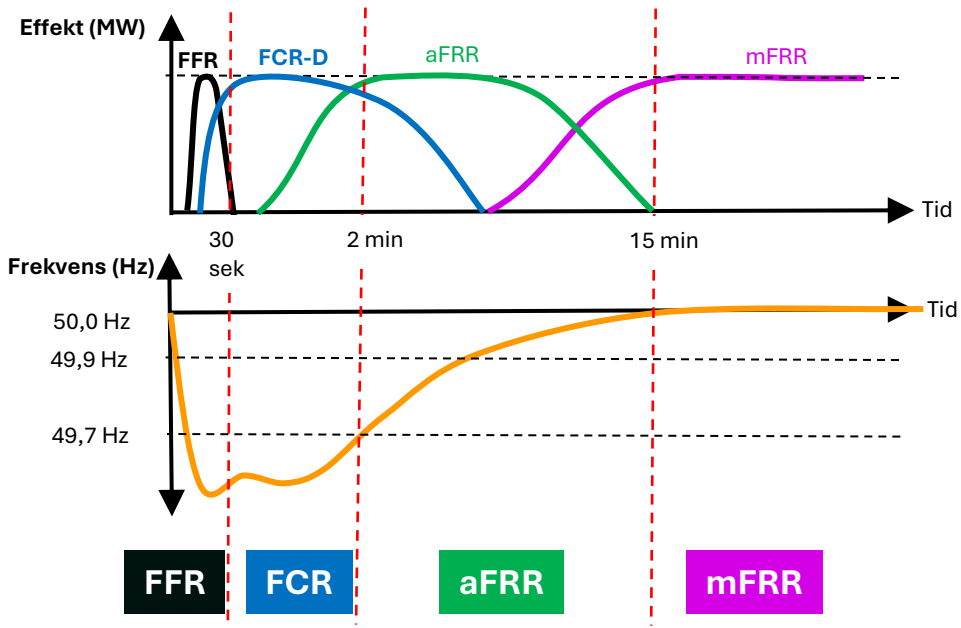
Frequency Containment Reserve (primærreserver) **stanser** frekvensfallet og stabiliserer frekvensen på et nytt nivå

aFRR

Automatic Frequency Restoration Reserve (sekundærreserve) bringer frekvensen **tilbake mot** nominell verdi (50,0 Hz)

mFRR

Manual Frequency Restoration Reserve (tertiærreserve) **frigir aFRR** og **oppretholder** balansen inntil ny balanse nås i energimarkedet



*) Nærmere beskrivelse: [Hva er reservemarkedene? | Statnett](#)

For å øke robustheten i kraftsystemet ble automatisert balansering satt i drift i mars 2025 – fremdeles justering og læring hos aktørene og Statnett

Tidligere balanseringsprosess var ikke lenger tilstrekkelig

- Mer fornybar kraft gir store og raske endringer i balanse og flyt både i Norge og mellom land
- Hyppigere regulering av ressursene i markedet
- Flere og mindre reservebud med geografisk spredning
- 15 minutter tidsoppløsning i energimarkedene
- Mindre tid til vurderinger og operatøringrep



Et fundamentalt skifte i driften av kraftsystemet og balansemarkedene

- Med idriftsettelse av mFRR EAM* i mars 2025 ble automatisert balansering av kraftsystemet innført i Norden.
- Sammen med overgangen til flytbasert markedskobling** representerer den automatiserte balanseringen en stor omlegging som omfatter hele kraftbransjen

Automatisert balansering påvirker mange prosesser

- Innført ny metode for å fastsette (dimensjonere) Statnetts reservebehov, hvor hvert budområde balanseres for seg.
- Flaskehalshåndteringen automatiseres (ABOT***)
- Videre automatiseres estimering av behov, budvalg og aktivering, samt at respons fra markedsaktørene standardiseres.

Automatisert balansering vil utvikles videre

- Endringene førte til at Statnetts innkjøp av reservekapasitet og aktivering av reserver økte, og at kostnadene for reserver har økt.
- Videreutvikling og justering av løsningene har høy prioritet hos Statnett og de andre nordiske systemansvarlige nettselskapene. Går langs flere spor, både i aktiveringsmarkedet og kapasitetsmarkedet for mFRR.
- Fellesnevneren er å redusere hyppigheten av prisspikre og gjøre balanseringen så effektiv som mulig.
- Fremtidens aktiveringsmarkeder er europeiske, og Norge vil tilknyttes de europeiske markedsplattformene MARI og Picasso**** senest i 2028.

*) EAM – energy activation market, markedsløsning for aktivering av mFRR-reserver.

**) Flytbasert markedskobling (engelsk: flow-based market coupling) er en metode for å optimalisere kraftflyten mellom land i et felles kraftmarked, som det nordiske og europeiske. I stedet for å bruke forenklede kapasitetsgrenser mellom land (som i den tidligere modellen), tar flytbasert markedskobling hensyn til fysisk kraftflyt i hele nettet, nettbegrensninger og flaskehals i og mellom områder, samt forventet produksjon og forbruk i alle områder. Flytbasert markedskobling gir mer effektiv utnyttelse av nettet, bedre prisdannelse samt gir bedre håndtering av flaskehals.

***) ABOT står for Automated Balancing Optimization Tool, og bestemmer systemaktiveringer i den automatiske flaskehalshåndteringsfunksjonen. ABOT brukes av de nordiske systemoperatørene for å koordinere og aktivere reserver på en mest mulig effektiv måte.

****) MARI (Manually Activated Reserves Initiative) og PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) er to europeiske handelsplattformer for aktivering av hhv. mFRR og aFRR-reserver, utviklet for å sikre effektiv og koordinert balansering av kraftnettet på tvers av landegrensner i Europa. Statnett og øvrige nordiske TSOene skal koble seg til MARI og PICASSO som del av Nordic Balancing Model.

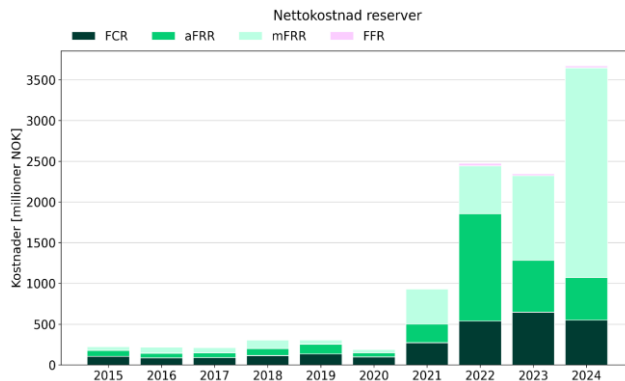
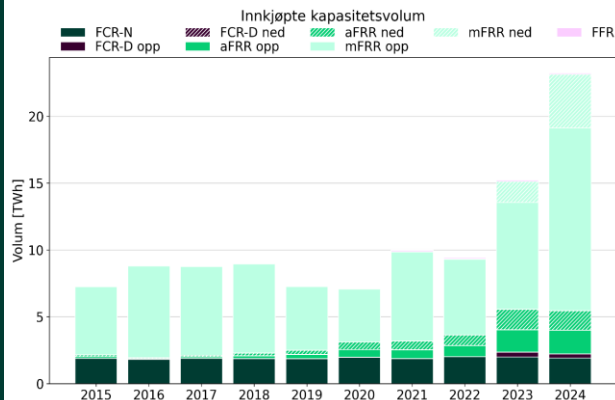
Etterspørsel og kostnader for reserver har økt kraftig de siste årene, både i Norge og i omliggende land

Drivere for økte reservevolum

- **Endringer i markedsdesign:** overgang til døgnbasert kapasitetsmarked (med 15-minutters tidsoppløsning), innføring av flytbasert markedskobling i energimarkedet (påvirker tilgjengelig kapasitet for utveksling av reserver mellom områder) samt kjøp av reserver pr prisområde (delvis ønske om større kontroll på driftsrisiko og delvis drevet av europeisk regulering som krever mer reserver pr hvert budområde for å håndtere hendelser innad i området).
- **Mer uregulerbar produksjon og flytendringer:** økt andel sol-/vindkraft og HVDC-kabler mot kontinentet skaper raskere og større endringer i flyt, samt økt kjøp av nedregulering (stadig økende utfordring pga. vind- og solkraft).
- **Hyppigere ubalanser:** skifte import/eksport, samt økt volatilitet i markedene gir høyere krav til balanseringsressurser.
- **Større referansehendelser** (dimensjonerende feil), bl.a. drevet av HVDC-kabler til UK og Tyskland.

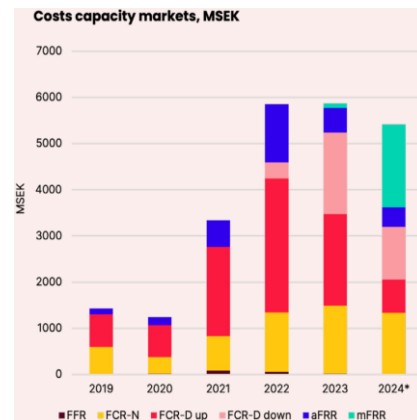
Drivere for høyere pris på reserver

- **Økte nivå og mer volatile spotpriser øker pris for reserver:** gjenspeiler bl.a. nivå og variasjon på kraftpriser, hydrologisk situasjon, temperatur, samt omfang på revisjoner i anlegg.
- **Endret markedsdesign/pre-kvalifisering** har tidvis gitt få tilbydere i enkelte områder for enkelte reserver.



Svenske reservekostnader* har også økt betydelig de seneste årene (også i Finland**):

- Økte volum (+300% siden 2019) pga. endret nordisk markedsdesign, etablering av kapasitetsmarked mFRR, kjøp av nedregulering samt økt kjøp for å bedre frekvenskvalitet.
- Økte spotpriser, mer volatile reservepriser pga. null-/negative priser i elspot, samt få tilbydere for enkelte reservetyper .



* Svenska Kraftnät: [Balancing market outlook 2030](#)

** Finland – kostnader for reserver for 2021 til 2024 var hhv. 68, 186, 186 og 220 mill € (tallene ikke brutt ned/spesifisert videre, Fingrid annual reports), med et årlig kraftforbruk på ca. 80 TWh.

Stadig utvikling og justeringer av markedsløsninger – både behovene og kravene til reservevolum forventes å øke de nærmeste årene

Nordisk
frekvensbalansering

Gårdagens
modell



Balansering per budområde,
håndterer ubalanser 90-95%* av
tiden i både opp- og nedregulering

Automatisert balansering
(mFRR EAM)
mars '25



Ny dimensjoneringsmetode iht. SOGL, skal
håndtere ubalanser 99 %* av tiden i begge
retninger for å ivareta driftssikkerhet

Europeiske balansemarkeder
(MARI/PICASSO)
2028



Statnett arbeider med flere tiltak for å videreutvikle markedsløsningene, både for å få ned aktørens ubalansepriser i mFRR og Statnetts systemdriftskostnader:

- **Få inn flere tilbydere:** aktivt arbeide for å øke volum for eksisterende aktører, samt få inn nye tilbydere og nye teknologier
- **Vi kjøper reservevolumer mer dynamisk:** sørge for et mer presist og treffsikkert volum-innkjøp for å dekke de løpende behovene (se figur til høyre, som viser besparelser ved å kjøpe dynamisk (grønt) sammenlignet med statisk (rød strek)).
- **Videreutvikle markedesdesign:** eks. format for blokkbud, samt priselastisk kjøp, minimum budvolum reduseres fra 5 MW til 1 MW for å få inn flere aktører og øke likviditeten. Etablere nye roller (BRP/BSP) for å tilrettelegge for uavhengig aggregering (flere små aktører tilbys samlet i markedene).
- **Økt markedsovervåkning** for å sikre at budgivningingen går korrekt for seg.



*) Europeisk regelverk (SOGL) fastsetter at TSOene skal ha tilstrekkelig med reserver 99 % av tiden. Til tross for betydelig økt innkjøp, utveksling og deling av reserver vil det per i dag ikke være mulig å oppnå dette kravet i alle budområder til enhver tid, selv om vi kjøper alle tilgjengelige bud uavhengig av pris. Inntil videre har vi vurdert det som samfunnsmessig rasjonelt å dekke behovet for normale ubalanser 95 % av tiden og for dimensjonerende feilhendelser 90 % av tiden, men ved tilknytning til de europeiske reserveplattformene Mari og Picasso er målet å ha tilstrekkelige reserver til å håndtere ubalanser, både opp og ned, 99 % av tiden.

***) [Ny modell for balanseansvarlige og leverandører av balansetjenester planlegges innført ved utgangen av 2024 | Statnett](#)

Fleksibilitet viktig i fremtidens kraftsystem – og ny produksjon bør utformes med regulerbarhet/fleksibilitet for ulike tidshorisonter

Fleksibilitet i produksjon viktig for å håndtere driftsutfordringene

- Forbruksvekst og økning i væravhengig kraftproduksjon (spesielt sol/vind) gjør at kraftsystemet på sikt kan oppleve knapphet på effekt og energi. Samtidig vil det oppstå perioder med overskudd der kraft går til spille fordi uregulert produksjon overstiger etterspørselen. Fleksibilitet fra produksjon, forbruk og energilagring er derfor alle sentrale for å håndtere dette.
- Vannkraften fungerer i dag til stor del som buffer for den uregulerbare kraftproduksjonen. Vannkraften vil også i fremtiden være vår viktigste reguleringskilde, og dets evne til å regulere og være buffer kan forsterkes med mulige effektutvidelser i eksisterende vannkraftanlegg (samt mulig pumpekraft).
- Kjernekraft har god regulerbarhet/styrbarhet og forutsigbarhet i sin produksjon. Samtidig viser det seg at reguleringsevnen til kjernekraft i praksis har visse begrensninger. Et forhold er start- og stoppkostnader, samt at kjernekraften typisk ikke kan nedreguleres til lavere enn til omtrent 60% av maksimal effekt*. Dette gjør at kjernekraftens fleksibilitet teknisk er betydelig, men mindre enn vannkraft.
- Det fremholdes av kjernekraftaktør at ny kjernekraft** kan utformes til å kunne bidra med fleksibilitet både i energi- og balansemarkedene. For at dette potensialet skal realiseres må anlegget utformes riktig, ha rett lokasjon, samt at priser/signaler når anleggseier på en effektiv måte. Dette må hensyntas tidlig ved utforming av løsning, og bør bygge på en tett dialog mellom kjernekraftaktør, myndigheter og Statnett.

I et system med stadig mer ikke-regulerbar kraftproduksjon er det mindre behov for kraftverk som kjører jevnt (grunnlast)

- Våre analyser viser høy kortsiktig prisvariasjon også i fremtiden. Blant annet vil høy kortsiktig prisvariasjon og minuspriser i andre land smitte også til Norge. Kjernekraften har da valget mellom å redusere produksjon eller å produsere med tap, sett i forhold til markedspriser.
- Når det er for høy produksjon i forhold til forbruk må noe produksjon tilpasse produksjonen. Det skjer i dag og til stor del med vannkraft. Hvis kjernekraften kjøres som fast grunnlastproduksjon vil dette kunne forsterke overskuddssituasjoner – og dermed bidra til økte prisvariasjoner.

Eks. på bruk av fleksibilitet i day-ahead-markedet i ulike land

- Frankrike: vi ser at store deler av den franske kjernekraftflåten (landet med størst andel kjernekraft i Europa***) reguleres opp og ned, basert på forventet forbruk og priser i markedet. Typisk at kjernekraften skrues ned i helgene ved lavt forbruk, men også ved lave priser i løpet av uken.
- Finland: deler av finsk kjernekraft deltar, og da spesielt Olkiluoto 3 (OL3) med prisavhengig bud i day-ahead. Produksjonen varierer mellom 1600 og 1000 MW (se figur neste side), og skjer typisk ved mye vindkraftproduksjon/lave priser i energimarkedene****.
- I Sverige deltar kjernekraften i liten grad i day-ahead (se figur neste side). Dette er delvis knyttet til begrensninger i reaktorteknologi (eldre anlegg og teknologi), samt at tillatelser fra SSM (Strålsikkerhetsmyndigheten) setter begrensninger i bruk av fleksibilitet.

*) Nordisk kjernekraft kan typisk regulere ned mot 60% (noen anlegg kun til omtrent 70%): [additional-costs-for-load-following-nuclear-power-plants-elforskrapport-12-71.pdf](#), mens enkelte franske anlegg (som Tricastin og Bugey) er bygd spesielt for load-following og kan gå helt ned til 30-40%.

**) Eksempel, Ny Teknik – 23.9.2025 "Kampen om kärnkraftskontraktet – Rolls-Royce SMR vs BWRX-300": "De to alternativene SMR-ene som vurderes av Vattenfall er tilpasset for å kunne styres i større grad for å følge strømforbruket eller stabilisere strømmettet. Dette er en mulighet Vattenfall vurderer å utnytte, og er i dialog med Svenska kraftnät om framtidige systemtjenester, og hvilke krav som vil stilles til anleggene."

***) EDF sier at kjernekraftflåten på 56 reaktorer teknisk sett er i stand til å øke/ redusere 21 GW kjernekraftkapasitet på 30 minutter (men at dette forstyrrer normal drift og øker slitasjen på reaktorene)

****) Påvirkes trolig også av at OL3 pådrar seg en ekstra kostnad for systemvern når produksjonen (maks. 1600 MW) overstiger finsk dimensjonene feil på 1300 MW: [TVO - The Energy Agency issued a decision on the main grid protection system for Olkiluoto 3.](#)

Nordisk kjernekraft har internasjonalt sett god tilgjengelighet. Samtidig enkelte lange revisjoner, og tilfeller med feil med lang utetid

Historisk god tilgjengelighet* (regularitet) i Finland og Sverige

- Finsk kjernekraft har høy regularitet, og er blant de beste i verden. Med fem reaktorer i drift er kapasitetsfaktoren over 85 % over levetiden, samt rundt 90% de siste årene, takket være god vedlikeholdspraksis og moderne reaktorer som Olkiluoto 3.
- Svenske kjernekraft har generelt hatt høy teknisk tilgjengelighet, ofte rundt 80–85%, men dette varierer med vedlikehold og modernisering** (det er økt tilgjengelighet etter at eldre anlegg er nedlagt). Enkelte reaktorer har rundt 90 %. I følge Vattenfall stopper anleggene årlig to uker for brenselsbytte, som gir maksimal teoretisk tilgjengelighet på omtrent 96 %. Tilgjengeligheten er høyest i vinterperioden, når behovet for kraft er størst og kraftprisene typisk er høyest.

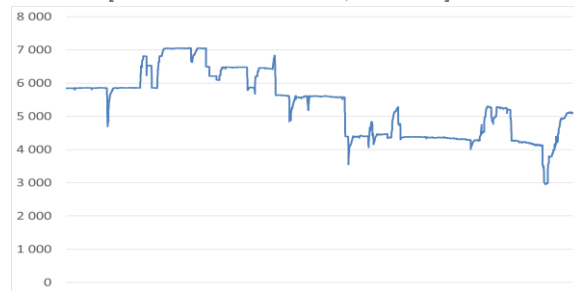
Kjernekraft har typisk omfattende og langvarige revisjoner/driftsstanser, men med lang planleggingshorisont

- Anleggene har langsiktige driftsstansplaner på 3-5 år, samt mer detaljert for neste år. Svenska Kraftnät kan påvirke timing av vedlikeholdet mellom de ulike anleggene slik at dette kan fungere for nettdriften.
- Større revisjoner er omfattende (i tilfeller med over 1000 personer involvert på ulike steg i prosessen), og tar ofte lengre tid enn opprinnelig planlagt.
- Driftsstanser/revisjoner skjer typisk i sommerhalvåret, hvor det er lavest forbruk og lavest priser. De vil da ikke kunne bidra med viktige systembærende egenskaper (eks. inert) – i perioder hvor det er ofte et ønskelig med økt inertibidrag.

Enkelte feil/utfall kan være langvarige.

- Ved større feil må oppstart godkjennes av myndighetene, etter omfattende inspeksjoner og test. Ved mindre feil/utfall vil kjernekraftaktøren selv bestemme når anlegget kobles inn.
- **Eksempel** på langvarig feil: ved årlig vedlikehold for Oskarshamn 3, Sveriges største kjernekraftverk, ble det i april 2025 oppdaget en alvorlig lekkasje i et rør utenfor reaktortanken. Feilen er klassifisert som kategori 1 av Strålsäkerhetsmyndigheten i Sverige, som er den mest alvorlige feiltypen. Forbedringsarbeidet må utføres av robot, da det er trangt og strålingsnivået er høyt.
- Oppstart var opprinnelig planlagt i juni, senere flyttet til august, og har nå blitt ytterligere utsatt og forventes i slutten av oktober. Strålsäkerhetsmyndigheten må godkjenne reaktoren før den kan settes i drift igjen.
- Svenska Kraftnät har på grunn av feilen måtte endre flere vedlikeholds- og oppgraderingsprosjekter av sine stasjoner sommeren/høsten 2025.

Samlet produksjon fra svensk kjernekraft 1.1.-31.7.2025
[data fra Svenska Kraftnät, driftsdata]



1.1.2025

8.5.2025

31.7.2025

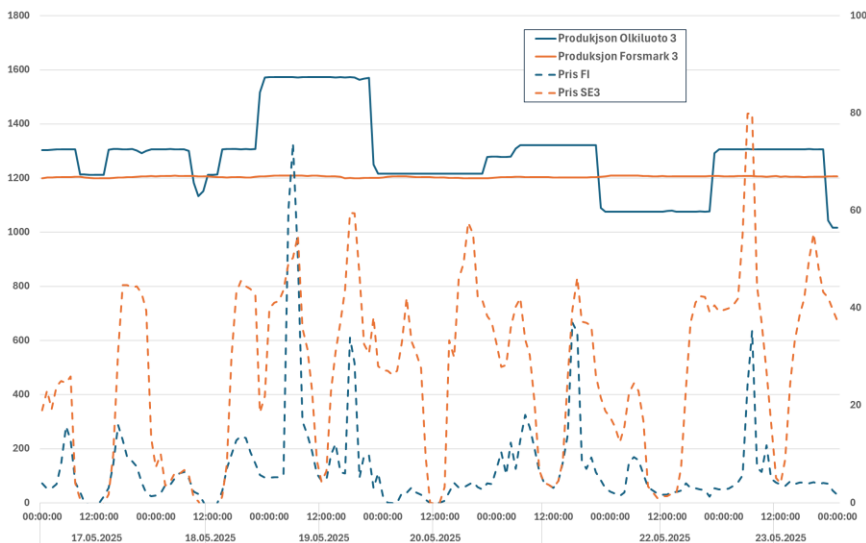
*) [Nuclear Power in Finland - World Nuclear Association](#) og [Forsmarks produktionshistorik - Vattenfall](#)

**) På grunn av feil i Oskarshamn 3 (se eksempelet på høyre side), samt stopp i Forsmark 1 og Ringhals 4 vil 2025 trolig ha lavere produksjon og tilgjengelighet enn historisk gjennomsnitt.

Eksempel med produksjon for Olkiluoto 3 og Forsmark 3

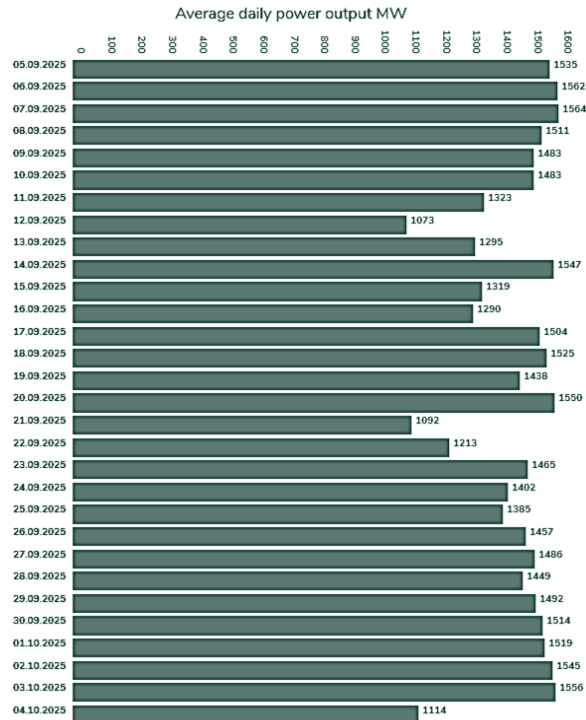
Produksjon i finske Olkiluoto 3 kan variere gjennom uken – ser ikke samme mønster i svenske Forsmark 3

- For Olkiluoto 3 varierer produksjonen fra nær maksimum (1600 MW) til ca. 65% (1050 MW). Produksjonen er lavere ved lavere elspotpris.
- For Forsmark 3 ser vi ikke samme mønster.
- Data fra Entso-e Transparency Platform ([ENTSO-E Transparency Platform](#)), for 17.5.2025 til 25.5.2025 (tilfeldig valgt uke).



Olkiluoto 3 viser varierende produksjon over tid, tilfeldig valgt måned:

- Gjennomsnittlig døgnpåproduksjon i MW: [TVO - OL3 : Production chart](#)



Kjernekraftens mulige påvirkning på behov og tilbud av reserver

Kjernekraft vil kunne redusere kjøp av hurtige frekvensreserver (FFR)

- Ved forventning om godt inerti-bidrag (typisk fra vannkraft og kjernekraft i Norden) er det mindre volum for kjøp av den hurtige frekvensreserven (FFR).
- FFR er i dag en liten kostnad for Statnett (i 2024 i underkant av 30 MNOK).
- I følge Svenska Kraftnät ser de nå en metning av FFR-markedet pga. mange batterier, ser de ikke at prisene øker vesentlig de første årene.

Behov for FRR bestemmes av dimensjonerende feil og forventet ubalanse pr. budområde¹.

- **For dimensjonerende feil²** vil størrelse, lokasjon og nett-konfigurasjon avgjøre om kjernekraft påvirker. Størrelsen på kjernereaktorene kan ha betydning for dimensjonerende feil. En stor kjernekraftblokk (eks. 1400 MW)³ vil ofte være dimensjonerende feil i alle områder utenom NO2. Påvirkningen ved feil i én SMR-reaktor (300 MW) er mindre, og vil sjeldent være dimensjonerende feil. Hvis flere SMR-er er samlokalisert, f.eks. 5 stk. á 300 MW, hvor én enkeltfeil gir utfall på mer enn ett aggregat kan dette være dimensjonerende feil.
- **For ubalanser:** Kjernekraft kjører typisk med/nær full belastning (grunnlast), og er forutsigbar og forårsaker ikke normalt ubalanser. Hvis kjernekraft langsiktig erstatter investeringer i mer variabel kraftproduksjon, eks. vind og sol, vil dette presumptivt redusere behovet for reserver for ubalanser.
- Hvordan en evt. økning av dimensjonerende feil eller reduserte ubalanser står ut i priser og kostnader for reserver er vanskelig å forutsi, og vil avhenge av hvordan tilbudskurven 10-15 år fram i tid ser ut, og hvor dynamisk den er.

Noen erfaringer andre land

- I Finland deltar Olkiluoto 3 i reservemarkedene for mFRR nedregulering⁴
- I Sverige⁵ deltar pr juni 2025 ikke kjernekraften med reserver. Deler av svensk kjernekraft kan teknisk yte både FCR og FRR, men i samråd med myndigheter har ikke dette være anvendt. Ved overgang til automatisert balansering (mFRR EAM) i mars 2025 var det ingen kjernekraftblokk som var pre-kvalifisert, men et anlegg er nå i prosess for pre-kvalifisering for bud for mFRR nedregulering (må da være nedregulert over lengre tid, og antas å ha høye priser).
- I Frankrike, hvor mesteparten av produksjonen er kjernekraft, deltar kjernekraften i større deler av markedet for reserver.

Det er vanskelig å tallfeste hva ny kjernekraft vil tilby fra 2040 og utover⁶

- Leverandører av SMR'er forespeiler stor fleksibilitet, med evne til å følge prisvariasjoner og yte reserver. Den reell fleksibilitet fra kjernekraften vil avhenge av flere forhold: valgt kjernekraftteknologi, størrelse, eiers/ operatørs driftsfilosofi (fast eller pris-varierende), lokalisering samt regelverk.
- I dagens reservemarkeder vil f.eks. 100-300 MW økt tilgang til reserver i enkelte prisområder kunne ha betydelig verdi. Det foreligger ikke noen analyser av hva f.eks. 100-300 MW fleksibilitet fra kjernekraft kan bety for kostnader på lang sikt (> 10 år). Det er vanskelig å angi framtidig tilbudskurve, da det vil skje stor teknologiutvikling fram til da, spesielt for batterier og ulike styringsteknologier, samt at vi må forvente flere justeringer av markedsdesign fram til da.

1: Med dagens markedsløsning for FRR kjøpes reserver per budområde, hvor hvert budområde skal være selvforsynt, men med mulighet for utveksling mellom områder når det er tilstrekkelig korridorkapasitet.

2: Hendelser som typisk setter dimensjonerende feil er utfall av aggregat (mest vanlig), HVDC-kabler (ofte vanlig i NO2), samt noen ganger ledninger/ korridorer eller transformatorer (kun nedregulering)

3: Samtidig, hvis stor kjernekraft tilbyr samme volum (eks. 1200 MW) i mFRR nedregulering vil det ikke påvirke dimensjonerende feil (nuller ut). Tilbyr de deler av volumet vil de senke dimensjonerende feil tilsvarende.

4: Se: TVO - Olkiluoto 3 joins the reserve market and TVO - Olkiluoto 3 joined the reserve market in autumn

5: Energimyndigheten (april 2025): "Flexibilitet inom elsystemet", Elforsk (2011): "Lastföljning i kärnkraftverk" (2011), Svenska Kraftnät: "Kärnkraftens roll i kraftsystemet" (2019), og diskusjoner med Svensk Kraftnäts driftsmiljø. Svensk kjernekraft er unntatt krav til frekvensregulering, men har krav til effektregulering.

6. Energinet: [Outlook for Ancillary Services 2024-2040](#) og Svenska kraftnät publicerar rapporten [Balancing market outlook 2030](#) | Svenska kraftnät

Usikker utvikling om systemdriftskostnader på lang sikt

- Statnetts kostnader for kjøp av reserver har økt betydelig de seneste årene.
- Våre prognoser for de nærmeste årene framover tilsier at volumene og kostnadene vil ligge over nivået fra 2024.
- Det er vanskelig å lage treffsikre langsiktige prognoser (> 10 år), da de påvirkes av mange faktorer som vær/hydrologi, prisenivå/-variasjon og teknologisk utvikling (eks. batterier, og flere nye aktører endrer dette). Det er derfor stor usikkerhet om hvordan kostnadsnivået blir på lang sikt.

Må forvente justeringer av reserveløsninger – samtidig som økt behov*

- Innføring av automatisert balansering i det nordiske energimarkedet og flytbasert markedskobling forbedret utnyttelsen av nettet i day ahead, men økte kostnadene til reserver og balanseringstjenester.
- Store endringer i markedsløsninger er nylig gjennomført, og videreutvikling og justeringer pågår, eks. nye markedsroller (BRP/BSP**) for å legge til rette for uavhengig aggregering, reduserte MW-grenser mm.
- Langsiktig behov for reserver (> 10 år) er ikke analysert. Vil bl.a. avhenge av omfang og geografisk fordeling av ny uregulerbar kraftproduksjon i Norge og omliggende land. Sentralt er hvor stor satsing på havvind blir. Videre vil markedsgesamt på lang sikt bli videre justert og endret.
- Usikker konsekvens av tilknytning til europeiske balanseplattformer (Mari og Picasso, fra 2028). Mest trolig vil de gi høyere ubalansepriser (pris for aktivering) i Norge, men usikker betydning for kapasitetsprisene (som Statnett betaler for at reserver er tilgjengelig for aktivering).
- Prognoser viser høyere prisvolatilitet framover som i seg selv kan gi høye reservepriser.

Forventer betydelig markedsdynamikk – nye teknologier og nye aktører

- Nye aktører og teknologier, spesielt batterier, vil øke konkurransen. Batterier kan delta i flere reservemarkeder (alt fra FFR til FRR), og kan tilby både opp- og nedregulering. Videre kan fleksibilitet fra effektutvidelser (og pumpekraft) i vannkraften være et viktig bidrag. Samt at vi forventer at større deler av forbruket vil delta mer aktivt.
- Høyere pris på reserver tiltrekker både nye aktører og endrer bruk av eksisterende ressurser (aktører vil i større grad optimalisere fleksibilitet på tvers av energi- og balansemarkeder, avhengig av lønnsomhet). Et eksempel på markedsdynamikk er erfaringer fra FCR-D i Sverige***, som viser at høye systemdriftskostnader tiltrekker nye aktører: svært høye priser i FCR i 2022/2023 økte tilbudet vesentlig, spesielt fra batterier. Svenska Kraftnäts FCR-kostnader ble da redusert fra over 3,5 mrd. SEK i 2022 til omtrent 1,5 mrd. SEK i 2024.
- Økt markedsdeltagelse og konkurranse antas redusere kostnadene, men vil samtidig motvirkes av en generell vekst i volum/behov.

*) <https://www.statnett.no/globalassets/om-statnett/investorrelasjoner/halvarsrapporter/statnett-halvarsrapport-2025.pdf> og <https://www.altinget.no/statsradensvarer/14744>

**) [Ny modell for balanseansvarlige og leverandører av balanse tjenester planlegges innført ved utgangen av 2024 | Statnett](#)

***) Kostnader for FCR utgjør i Norge en langt mindre del sammenlignet med FRR, men eksempelet fra Sverige illustrerer mulig markedsdynamikk.

[Sexdubblad miljardnota för att balansera elsystemet – du får betala | Tidningen Näringslivet](#)

Endringene vi står overfor påvirker de tradisjonelle stabilitetsfenomenene...

Tradisjonelt har vi hatt størst fokus på frekvens-, spenning- og rotorvinkelstabilitet og vi har dermed mest kunnskap om disse. Felles for fenomenene i disse stabilitetsklassene er at de utspiller seg i en tidsskala fra millisekunder til minutter. Stadig flere omformere, endringer i nettet, og nye mønstre for kraftflyt utfordrer disse typene stabilitet.



Spenningsstabilitet er evnen til å holde stabil nok spenning ved endringer og feil i nettet. I tillegg må spenningen i hver enkelt stasjon i nettet holdes innenfor gitte grenser. Ustabilitet og for høye eller lave spenninger kan føre til frakobling av produksjon, forbruk, ledninger og andre komponenter. Dette kan igjen forårsake andre stabilitetsproblemer. Økning i forbruk, produksjon og utvekslingskapasitet kan gi andre flytmønstre enn det vi ser i dag, og dermed påvirke spenningsstabiliteten negativt. På den andre siden kan vind og sol plasseres andre steder enn vannkraften. Det kan ha positive effekter på spenningsstabiliteten.



Frekvensstabilitet er et uttrykk for systemets evne til å håndtere ubalanser mellom forbruk og produksjon. Dette gjelder både de små, kontinuerlige forbruksvariasjonene under normal drift, og større ubalanser som ved utilsiktet utkobling av et kraftverk eller en stor mengde forbruk. Frekvensavvik har konsekvenser for hele kraftsystemet ettersom frekvensen er felles innen et synkronområde. Komponenter i kraftsystemet er designet for å operere innenfor et smalt frekvensområde. Redusert inert i på grunn av færre tilkoblede synkrongeneratorer gir hurtigere og større frekvensendringer.



Rotorvinkelstabilitet er evnen generatorene i kraftsystemet har til å fungere synkront sammen og gå tilbake til stabil drift etter en feil. Her kan omformere bidra enten negativt eller positivt ved at de påvirker kraftflyt og spenning under feil. Rotorvinkelstabilitet omhandler også langsomme effektpendlinger mellom grupper av generatorer i ulike deler av nettet. Slike pendlinger begrenser overføringskapasiteten enkelte steder i Norden i dag. Omformerbaserte produksjonsenheter er ikke synkront koblet til kraftsystemet og bidrar ikke direkte i slike pendlinger. Omformere kan imidlertid dempe eller forverre pendlingene.

* Se nærmere beskrivelse i: [Stabilitet i et kraftsystem i endring](#)

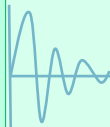
...Omformere kan skape nye stabilitetsutfordringer og redusere systemstyrken

Omformere i kraftnettet gir opphav til nye stabilitetsfenomener*. Omformerdrevet stabilitet og resonansstabilitet omhandler fenomener vi vet mindre om enn de tradisjonelle stabilitetsfenomenene. De nye fenomenene er også vanskeligere å granske siden de utspiller seg i en tidsskala fra mikrosekunder til sekunder.

Systembærende egenskaper er en samlebetegnelse på de grunnleggende tekniske forutsetningene som må være til stede for å sikre disse typene stabilitet og ivareta systemforhold.



Omformerdrevet stabilitet er evnen omformere har til å fungere stabilt sammen med andre omformere, andre komponenter i nettet og i kraftsystemet som helhet. Kontrollsløyfer og algoritmer bestemmer hvilke egenskaper en omformer har. Reaksjonstiden i ulike kontrollsløyfer kan variere sterkt, og ustabiliteter kan derfor oppstå i et stort frekvensområde. Vi skiller mellom raske og langsomme omformerbaserte stabilitetsproblemer: Omformerbaserte stabilitetsproblemer oppstår gjennom interaksjoner mellom omformere og komponenter i nettet, eller mellom flere omformere som ligger nær hverandre.



Resonansstabilitet handler om evnen til å unngå pendlinger i kraftsystemet i frekvensområdet 5-45 Hz. Slike pendlinger kan være enten elektromekaniske eller rent elektriske. I det nordiske kraftsystemet oppstår resonansproblemer først og fremst der vindkraftverk er nært tilknyttet seriekompensert nett. Resonans kan i bestemte tilfeller skape store pendlinger i strøm og spenning som kan skade vindkraftverk og komponenter i nettet.

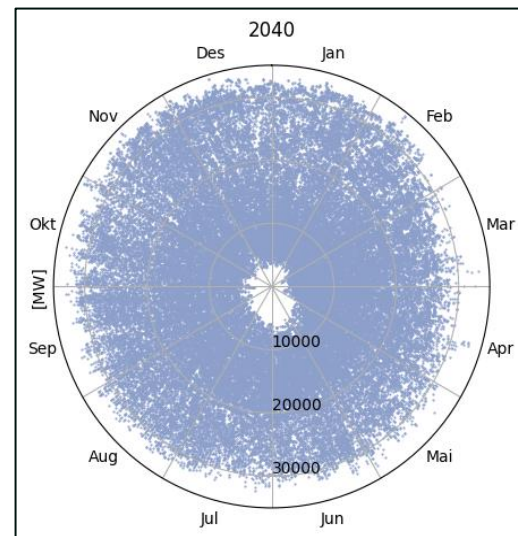
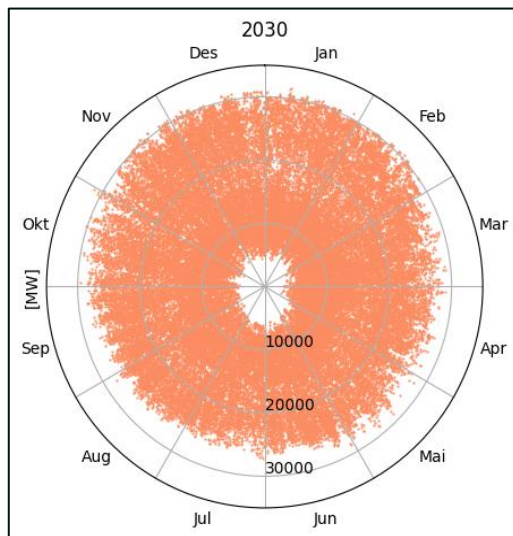
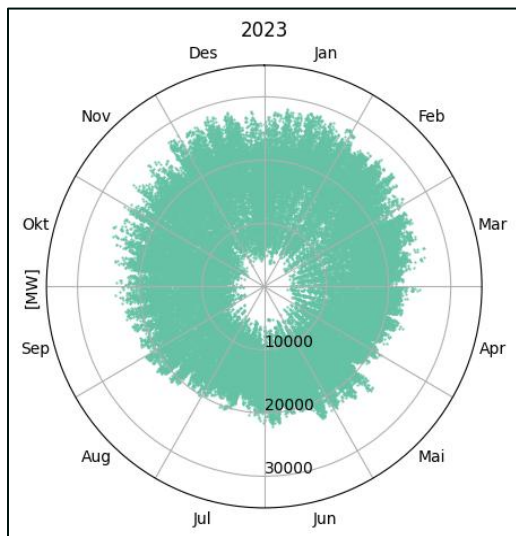


Kortslutningsforhold er et uttrykk for systemstyrke eller hvor stivt nettet er. Altså evnen til å holde tilnærmet ideell spenning både under normal drift og etter driftsforstyrrelser. Dette er en forutsetning for robust og stabil drift av omformerbaserte anlegg. Tilstrekkelig kortslutningsstrøm er også viktig for at vern skal utløses korrekt. Synkrongeneratorer leverer mye høyere kortslutningsstrøm enn omformerbaserte produksjonsheter. Når andelen tilkoblet konvensjonell kraftproduksjon synker, kan det derfor bli nødvendig med endringer i vern-filosofi og innføring av tiltak for å holde systemstyrken oppe.

* Se nærmere beskrivelse i: [Stabilitet i et kraftsystem i endring](#)

Prognoser viser at det blir større variasjon i (norsk) synkron produksjon – gjennom hele året

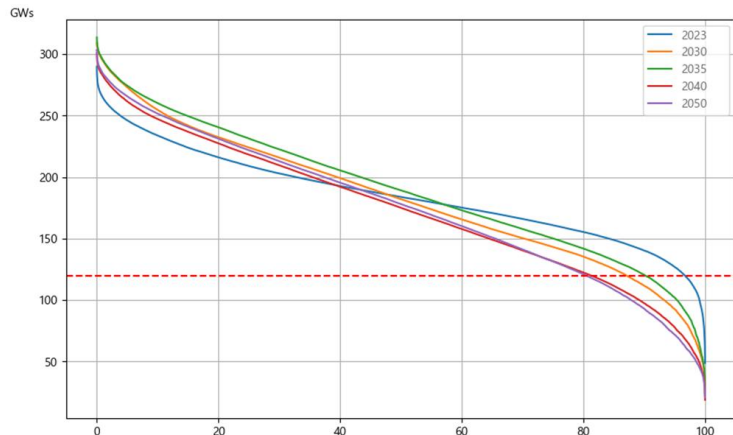
- Figurene viser synkron produksjon i Norge gjennom året, basert på markedssimuleringer for 2030 og 2040, der variasjoner i forbruk og produksjon dekkes av 29 værår.
- Plassering fra innerst til ytterst viser størrelsen på produksjonen i MW.
- Plassering rundt sirkelen viser tid på året.



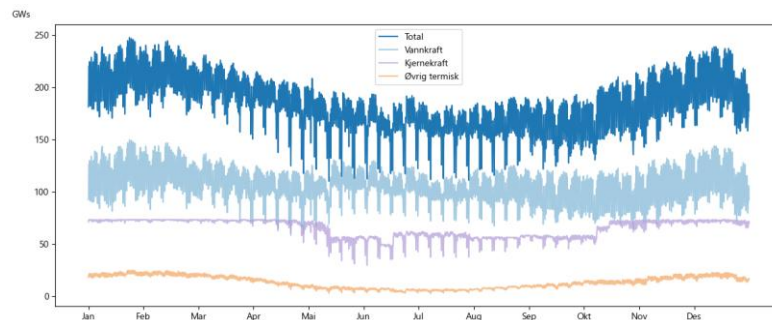
Tilsvarende forventes økt andel tid med lav inert i det nordiske synkronområdet

- Utviklingen tyder på at vi fremover får økende antall timer med lav inert i det nordiske synkronområdet.
- Et mer værdrevet kraftsystem gir mer varierende inert
- Tydelig trend mot lavere inert på vinteren. Lavere inert om vinteren kan føre til behov for å utvide eksisterende marked eller å tenke i retning av nye tiltak
- Nordisk kjernekraft bidrar til en stor del av inertien i det nordiske synkronområdet
- Kraftverk med inert får i dag ikke betalt for dette. Hvorvidt inert i framtiden skal kompenseres* er drøftet blant både de nordiske TSO'ene, men noen løsning er ikke fastlagt. Tilsvarende diskusjoner har kommet lenger i noen andre land, se eksempel på side 63.

Grafen viser varighetskurver for estimert inert i for de ulike simuleringsårene i det nordiske synkronområdet (rød stiple linje på 120 GWs blir vurdert som et lavt nivå)



Grafen viser gjennomsnittlig estimert inert per tidsavsnitt på tvers av alle værår for 2023, både totalt og per produksjonstype for det nordiske synkronområdet.



*: Mulig verdi av inert er drøftet i "Den svenska elmarknaden" av Pär Holmberg (2024), som er underlag for rapport till promemoria Fi 2023:F Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft, samt i Svensk Näringsliv: "Kraftsamling elforsöring, stödtjänster" (Qvist Consulting Ltd, mai 2022).

Ny kjernekraft kan bidra med viktige systembærende egenskaper for driften av kraftsystemet

Kjernekraften har god teknisk reguleringsevne

- Kraftsystemet har stort behov for regulierbar kraftproduksjon, både i energi- og systemtjenestemarkedene.
- Fleksibilitet betinger at mulig kjernekraftanlegg gis riktig teknisk utforming, samt kan se riktige prissignaler.
- En fordel er at kjernekraft kan plasseres hvor det er gunstig for kraftsystemet, og dermed bidra lokalt med sine egenskaper.

Kjernekraft har gode og viktige systembærende egenskaper, som kan bidra til å opprettholde og sikre stabilitet i kraftsystemet:

- Inerti
- Spenningsregulering/reaktiv effekt
- Kortslutningsytelse

Geografisk plassering av kjernekraftverk er viktig for om vi kan nyttiggjøre alle disse egenskapene i systemdriften:

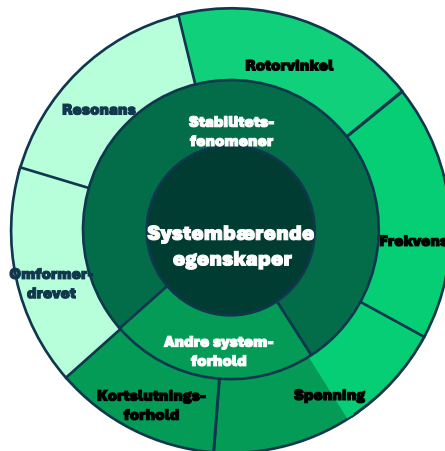
- Reaktiv støtte og kortslutningsytelse bidrar mest til lokale systemforhold.

SMR-er forventes å være mer fleksible enn konvensjonell kjernekraft både mht. plassering/lokasjon og drift:

- Enklere å justere effektuttaket enn store reaktorer for å tilpasse produksjonen til forbruket. Med flere mindre SMR-aggregat kan også individuelle aggregat slås av/på eller rampes uavhengig, noe som gir bedre tilpasning av effekt til kraftsystemets behov.
- Tregheitskonstanten (H)*, som er et mål på hvor mye inerti et anlegg yter, for SMR'er vil trolig være noe lavere enn for store konvensjonelle kjernerreaktorer, men fremdeles høy.

Dilemma: fleksibilitet kan gå på bekostning av systembærende egenskaper:

- Ny kjernekraft blir stadig mer fleksibel og kan respondere på kraftpriser.
- Det er positivt at kjernekraft blir mer fleksibelt og stenger i perioder med overproduksjon og lave priser, av hensyn til balanseringen av systemet.
- Samtidig er det nettopp i timer med høy import og høy andel sol- og vindkraft at behovet for inerti og øvrige systembærende egenskaper er høyt. Dette kan da kjernekraften ikke levere uten å samtidig produsere, med dagens teknologi.



• Figuren viser sentral **systembærende egenskaper**, som er grunnleggende forutsetninger som må være til stede for at kraftsystemet skal fungere.

• De systembærende egenskapene henger sammen med hverandre og kan dermed ikke ses på isolert (må ha en helhetlig tilnærming)

• Les mer om ulike stabilitetsklasser her [Stabilitet i et kraftsystem i endring](#)

* Tregheitskonstanten H for en kraftgenerator er et mål på den lagrede kinetiske energien i den roterende massen, og uttrykkes i sekunder. Litteratursøk antyder en tregheitskonstant for SMR-er i størrelsesorden på 4-5 sekunder, som er noe større en vannkraft (3-4 sekunder), men lavere enn storskala kjernekraftverk som har tregheitskonstant i området 5 til 8 sekunder. Hovedsakelig pga. mindre størrelse og masse: SMR er designet for modularitet og kompakthet, med reaktordesign som reduserer størrelsen og massen til roterende utstyr. Kilder: Nordic Entsoe: [Nordic_report_Future_System_Inertia.pdf](#) og Microsoft Word - Inertia and RoCoF_v17_clean, <https://small-modular-reactors.org/smr-load-following-capabilities/>, <https://www.nuclear-power.com/how-do-small-modular-reactors-smrs-differ-from-traditional-reactors/>, <https://encyclopedia.pub/entry/26945>, NRDC: Small Modular Nuclear Reactors - More Questions Than Answers (PDF), [Technology roadmap for small modular reactor deployment](#) og [DOE/ID-Number](#)

** Inertibidraget fra en synkrongenerator er fast så lenge den er tilkoblet og roterer med synkron hastighet (den lagrede kinetiske energien i rotoren avhenger ikke direkte av hvor mye elektrisk effekt generatoren leverer, så lenge rotoren går med samme synkron hastighet)

Kraftsystemet må fungere uansett hvor kraften kommer fra

Vi må ivareta stabilitet, både med og uten synkronmaskiner:

- Egenskaper som roterende synkrongeneratorer – som kjernekraft – bidrar med, kan oppnås på andre måter, med kjent teknologi.
 - Det nordiske kraftsystemet blir stadig mer væravhengig og omformerbasert, mens rotasjonsenergien synker. For å ivareta stabilitet må systemet da ha egenskaper og tiltak for å håndtere både mer nordiske forhold (frekvens og inert) og lokale/ regionale forhold (spenning og kortslutningsytelse), og at dette skal håndtere mange ulike driftssituasjoner, f.eks. driftsstanser i produksjon og/eller nett, utfall av produksjon/nett, øydrift mm.
 - Fra et driftssikkerhetsperspektiv er inertibidraget fra synkronmaskiner viktig, men ikke eneste måte å løse dette på. For eksempel kan batteri via omformere tilføre tilsvarende energi som tregheten til synkron-generatorene i vannkraft eller kjernekraft.
- Alternativer til synkrongeneratorer kan kreve investeringer og gi økt kompleksitet.
 - Et omformerstyrt kraftsystem vil være mer desentralisert, med flere lokale investeringsbehov og aktører, i motsetning til med kjernekraft.
 - Som nærmere beskrevet på neste side vil Statnett måtte iverksette flere tiltak (kombinasjon av markeder, økte funksjonskrav samt nett-investeringer) for å sikre at det er tilstrekkelig egenskaper i systemet, samtidig som det er behov for at oppfølgingen og verifisering av at disse egenskapene fungerer som ønsket styrkes.



Tradisjonelle kraftverk

Synkrongenerator

Kraftnettet

Eksempler på at omformerbaserte enheter yter systembærende tjenester

- Den engelske/britiske systemansvarlig NESO har gjennomført prosjekter kalt Stability Pathfinders for å teste gjennomførbarehet av markeder for inert og kortslutningsytelse. Ett av disse prosjektene fokuserte på å øke kortslutningsytelsen i Skottland. Her gikk halvparten av kontraktene til synkronkompensatorer og halvparten til batterier. Disse batteriene har omformere med såkalte nettformende egenskaper (grid-forming), en ny teknologi som gir dem en iboende evne til å levere syntetisk inert og kortslutningsytelse.
- Tyskland har nylig innført et marked for inert, der grid-forming omformerbaserte enheter kan delta med syntetisk inert på lik linje med fysisk inert fra roterende komponenter.
- Finland stiller nå krav til grid-forming egenskaper fra batterier som er installert i områder med høy konsentrasjon av vindkraft, fordi grid-forming omformere kan virke stabiliserende på nettet.

Kilder: UK: <https://www.neso.energy/news/first-phase-stability-pathfinders-delivered>, <https://www.statkraft.co.uk/newsroom/2023/helping-the-uk-power-grid-spin-back-its-system-inertia/>, <https://www.statkraft.com/newsroom/explained/grid-services-innovative-solutions-to-stabilise-the-power-grid/> og Tyskland: <https://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/netzbildende-eigenschaften>, Federal Network Agency - News - Determination in accordance with §§ 12h para. 5, 29 para. 1 EnWG on the specifications and technical requirements of transparent, non-discriminatory and market-based procurement of the inherent and undelayed reaction to an active power imbalance (instantaneous reserve) as part of the non-frequency-bound system service "Inertia of local grid stability" in accordance with § 12h para. 1 no. 2 EnWG



Vind- og solkraftverk

Omformer

Kraftnettet

Vi må iverksette riktige tiltak til riktig tid

Det er aktuelt tiltak innenfor tre hovedkategorier for å sikre stabilitet:

Markedsbaserte tiltak



Gjennom markedsløsninger kan aktører konkurrere om å levere tjenester som svarer til kraftsystemets behov.

Vi er i gang med å implementere nye krav for deltakelse i FCR¹-markedet.

Vi har også et nordisk marked for FFR² som støtter systemet i perioder med lite inert.

I flere land etableres det nå også markedsløsninger for både inert og kortslutningsstrøm.

Andre eksempler kan være å tilrettelegge for at nye teknologier kan delta i balansemarkedet, eller gjennom markedsløsninger som gir insentiver for å oppgradere og drifte vannkraftverk, eller kjernekraft, som synkronkompensatorer når de ikke produserer kraft.

Funksjonskrav



Ved å stille funksjonskrav kan vi sørge for at nye omformerbaserte kraftverk får flere synkrongeneratorlignende egenskaper.

Vi stiller allerede mange krav til omformere, deriblant evne til spenningsregulering, evne til å forbli tilknyttet nettet ved kortslutninger, og evne til frekvensregulering.

Mulige framtidige krav inkluderer evne til å levere syntetisk/virtuell inert, evne til større kortslutningsbidrag, eller andre egenskaper i kategorien **grid-forming**³.

Netttiltak



Gjennom tiltak i nettet kan vi øke tilgangen på inert og systemstyrke, eller redusere behovet for disse egenskapene.

Installasjon av synkronkompensatorer er et eksempel på tiltak som kan tilføre både inert og systemstyrke.

Et annet eksempel er forsterkning av eksisterende ledninger eller etablering av nye ledninger. Det vil først og fremst øke systemstyrken.

I kategorien netttiltak inkluderer vi også muligheter for å ta i bruk nye typer vern som er mindre avhengig av kortslutningsstrøm, f. eks. differensialvern.

Vi må også tilpasse målesystemer til de nye høyfrekvente fenomenene, og ta dataene i bruk på nye måter.

1 FCR står for Frequency Containment Reserves, og omtales også som primærreserver.

2 FFR står for Fast Frequency Reserves, og omtales også som raske frekvensreserver.

3 Grid-forming omformere oppretter og følger en intern spenningsreferanse, og er ikke avhengig av målt nettspenning for synkronisering. Fra nettets perspektiv oppfører omformeren seg mer som en spenningskilde, og har egenskaper som ligner mer på en synkrongenerator. Grid-forming omformere kan også driftes isolert i systemer helt uten synkrongeneratorer. Grid-forming omformere er kommersielt tilgjengelige for batterilagring, HVDC og STATCOM. Både funksjonaliteten og funksjonskrav for slike anlegg er imidlertid fremdeles under utvikling. Se [Stabilitet i et kraftsystem i endring](#)