



NVE

RAPPORT NR. 20 / 2024

Norsk og nordisk effektbalanse mot 2035

SKREVET AV Kyrre Kirkbakk Fjær, Raghav Gogia, Astrid Lye Moum, Anders Sivertsgård,
Dag Spilde, Teodor Almåsstrø Syrstad, Åsa Grytli Tveten og Carl Andreas Veie

NVE Rapport nr. 20/2024

Norsk og nordisk effektbalanse mot 2035

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Anders Sivertsgård
Forfattere: Kyrre Kirkbakk Fjær, Raghav Gogia, Astrid Lye Moum, Anders Sivertsgård, Dag Spilde, Teodor Almåsstrø Syrstad, Åsa Grytli Tveten og Carl Andreas Veie
Omslagsbilde: Lekumsåa i Eidsberg kommune, Akershus. Foto: Arne T. Hamarland/NVE

ISBN: 978-82-410-2420-7
ISSN: 2704-0305
Saksnummer: 202417461

Sammendrag: Kraftsystemet i Europa er i endring. Fossile energikilder erstattes av fornybar væravhengig produksjon, og energibruk blir elektrifisert. Norge tar også del i denne utviklingen. Fra et kraftsystem som historisk har hatt et stort effektoverskudd i timene med høyest effektforbruk, har utviklingen de seneste 10-15 årene ført til at dette overskuddet har blitt redusert. Tilsvarende utvikling observeres i de øvrige nordiske landene. Det nordiske kraftsystemet er sterkt integrert både fysisk og markedsmessig, og store deler av Norden utgjør et felles frekvensområde. Momentan effektbalanse på nordisk nivå er avgjørende for frekvenskvaliteten.

Kombinasjonen av økt elektrifisering, større andel væravhengig kraftproduksjon og samvariasjon i værtyper vil fortsette å svekke den nordiske effektbalansen, og effekt kan bli en betydningsfull knapphetsfaktor i perioder med lite vind og sterk kulde. Dette vil kunne resultere i perioder med høye kraftpriser og i verste fall uønsket utkobling i ekstremisitasjoner. Men høye kraftpriser vil også stimulere til investeringer i effektkapasitet og forbrukerfleksibilitet.

Årets analyse viser en mindre svekkelse av effektbalansen fremover enn vi det vi la frem i rapport fra 2022. De viktigste årsakene til dette er forventede effektutvidelser i vannkraft og bedre metode for fremskrivning av effektforbruk.

Kraftmarkeder og systemdrift videreutvikles og tilpasses et mer væravhengig kraftsystem. Det er stor usikkerhet knyttet til den fremtidige effektbalansen, og vi anbefaler ytterligere oppfølging.

Emneord: Effektbalanse, maksimalt effektbehov, topplast, elektrifisering, minimum tilgjengelig produksjonskapasitet, effektoppgradering, balansemarkeder, systemdrift

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

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

Oktober 2024

Innhold

FORORD	4
BEGREPSAVKLARINGER	5
SAMMENDRAG	6
DEL I - HOVEDRAPPORT	10
I ENERGIOMSTILLINGEN UTFORDRER EFFEKTBALANSEN	11
1.1 Norge har historisk hatt god tilgang på effekt	12
1.2 Det nordiske kraftsystemet blir mer væravhengig	13
1.3 Norge knyttes tettere til Norden og Europa	13
1.4 Samvariasjon i værforhold kan skape utfordringer	13
2 DET NORDISKE EFFEKTUNDERSKUDET ØKER MOT 2035	15
2.1 Fremskrivning av maksimalt effektbehov i Norge	15
2.2 Fremskrivning av minimum tilgjengelig produksjonskapasitet i topplast for Norge	16
2.3 Fremskrivning av effektbalansen for Norge til 2035	18
2.4 Fremskrivning av effektbalansen for Norden til 2035	20
2.5 Tidspunkt, varighet og samtidighet av topplasttimene	21
2.6 Kan Norden stole på import i topplast?	22
3 MARKEDSLØSNINGER OG VIRKEMIDLER FOR Å SIKRE DAGENS OG FREMTIDIG EFFEKTBALANSE	24
3.1 Kraftmarkedet er utformet for å sikre balanse i driftstimen	24
3.2 Systemansvarlig kan mobilisere ytterligere virkemidler ved behov	28
3.3 Eksempler på ulike markedssituasjoner i topplast	28
3.4 Kraftmarkedene tilpasses for å møte fremtidens utfordringer	32
4 OPPSUMMERING AV RESULTATER OG BEHOV FOR TILTAK	34
DEL 2 – DELRAPPORT I OG II	36
5 DELRAPPORT I: UTVIKLING AV EFFEKTBEHOV MOT 2035	37
5.1 Effektbehovet i Norge har steget 70 prosent siden 1980	37
5.2 Effektbehov i Norge mot 2030 og 2035	38
5.3 Effektbehov i Norden fram mot 2035	40
5.4 Metode for å fremskrive fremtidig effektbehov	41
5.5 Drøfting av effektbehov og fleksibilitet mot 2030 og 2035	43
5.6 Tidspunkt, varighet og samtidighet for topplasttimene	44

6	DELRAPPORT II: UTVIKLING AV TILGJENGELIG PRODUKSJONSKAPASITET MOT 2035	47
6.1	Den installerte produksjonskapasiteten øker fram mot 2035	47
6.2	Tilgjengelig produksjonskapasitet	49
6.3	Metode for å beregne tilgjengelig produksjonskapasitet	51
6.4	Minste tilgjengelig produksjonskapasitet øker noe fram mot 2035	53

Forord

I 2022 publiserte NVE rapporten «Norsk og nordisk effektbalanse mot 2030». Et hovedfunn var at den nasjonale effektbalansen har blitt svekket, og at det i 2030 kan oppstå timer med nasjonalt effektunderskudd, selv med moderat vekst i kraftforbruket. Det ble også pekt på at det er behov for bedre analyseverktøy og ny kunnskap for bedre fremskrivninger av effektsituasjonen.

De strukturelle trekkene som skaper utfordringer for effektbalansen gjør seg fremdeles gjeldende: Ønske om rask og omfattende elektrifisering også for nye typer industri betyr høyere effektforbruk, mens ny planlagt kraftproduksjon i all hovedsak er væravhengig og ikke nødvendigvis tilgjengelig når kraftforbruket er høyest. Gitt disse utviklingstrekkene ønsker NVE å sette fokus på effektsituasjonen gjennom analyser utført med jevne mellomrom.

Foreliggende rapport bygger på rapporten fra 2022, men tar opp i seg enkelte nye elementer. Vi har denne gang analysert situasjonen frem mot 2035. Dette er gjort dels for å ha et bilde av mulig utvikling av effektbalansen noe frem i tid for å kunne gjøre tiltak i tide, dels for å kunne synliggjøre mulige konsekvenser av planer om effektutvidelser. Vi har også gjort enkelte metodeforbedringer i denne rapporten.

Rapporten er i sin helhet utført av NVE, men vi har hatt dialog med RME, Statnett, relevante nettselskaper og kraftprodusenter underveis.

I tillegg til fremskrivninger av effektbalansen beskriver rapporten markedsløsninger og virkemidler som har særlig betydning i anstrengte effektsituasjoner.

Oslo, oktober 2024

Ane T. Brunvoll
fung. direktør
Energi- og konsesjonsavdelingen

Maren Refsnes Brubæk
fung. seksjonssjef
Seksjon for energisystem

Dokumentet sendes uten underskrift. Det er godkjent i henhold til interne rutiner.

Begrepsavklaringer

Forklaring av sentrale begreper i denne rapporten:

- **Effekt:** Elektrisk energi per tidsenhet. Her menes tidsenhet fra momentan tid opp til en time. Når vi mener gjennomsnittlig effekt per time benyttes benevnning GWh/h, ellers benyttes benevnning GW
- **Gigawatt (GW):** 1 GW = 1000 megawatt (MW)
- **Effektbehov:** Beregnet prisuavhengig etterspørsel av elektrisk energi per time
- **Maksimalt effektbehov:** Beregnet prisuavhengig etterspørsel i topplasttiden
- **Forbrukerfleksibilitet:** Effektbehov som reduseres som følge av pris (og dermed faller bort som effektforbruk)
- **Effektforbruk:** Innkjøpt effektforbruk i døgnet, som i normale driftssituasjoner i stor grad er lik målt effektforbruk per time
- **Topplasttime:** Time med høyeste målte effektforbruk per år. Kan gjelde for ulike geografiske områder, f.eks prisområde, land, flere land
- **Topplast/Topplasttimer:** Andel av timer med høyest målte effektforbruk per år
- **Produksjonskapasitet/Effektkapasitet:** Tilgjengelig kapasitet for produksjon av elektrisk energi per tidsenhet (normalt time)
- **Minimum tilgjengelig produksjonskapasitet:** Beregnet minimum produksjonskapasitet i topplast for ulike produksjonskilder basert på historiske produksjons- og værdata
- **Effektutvidelser:** Økning av effektkapasitet i eksisterende regulerbare anlegg for kraftproduksjon gjennom investeringer (i Norge primært vannkraftanlegg)
- **Effektbalanse:** Balanse mellom produksjon og forbruk hensyntatt utveksling per tidsenhet. Riktig frekvenskvalitet i kraftsystemet krever momentan effektbalanse
- **Ekstremsituasjon:** Situasjon(er) hvor minimum tilgjengelig produksjonskapasitet sammenfaller med topplast
- **Effektbrist:** Situasjon hvor det ikke oppnås effektbalanse i systemdriften og systemoperatør må koble ut effektforbruk
- **Systemoperatør:** Fellesbetegnelse på systemoperatører for transmisjonsnett (TSO). Har særskilt ansvar blant annet for samarbeid om kraftsystemdrift og balansering av felles frekvensområder
- **Systemansvarlig:** I Norge er Statnett systemansvarlig. Systemansvaret er regulert gjennom forskrift for systemansvaret (Fos), og gir blant annet Statnett ansvar for å opprettholde frekvenskvalitet i det norske kraftsystemet
- **Døgnet:** Engosmarkedet for kraft som klareres daglig med kraftpris for levering fra kommende midnatt og etterfølgende døgn
- **Prisområde:** Geografisk avgrenset område hvor det beregnes egen kraftpris (områdepris) i døgnet. Områdeprisen er lik områdeprisen i et eller flere naboerområder når det ikke er nettbegrensninger mellom disse. I Norge er det 5 prisområder. Norden har i alt 12 prisområder
- **Intradagmarkedet:** Engrosmarked for kraft som er åpent for handel for markedsaktører i perioden mellom døgnet er klarert og systemoperatørene opererer balansemarkedene
- **Balansemarkedene:** Fellesbetegnelse på flere markeder de nordiske systemoperatørene opererer i systemdriften for å opprettholde frekvenskvaliteten
- **Kapasitetsmekanisme:** Produksjonskapasitet som får inntekt utenfor de ordinære kraftmarkedene for å være tilgjengelig i blant annet topplast

Sammendrag

Kraftsystemet i Europa er i endring. Fossile energikilder erstattes av fornybar væravhengig produksjon, og energibruk blir elektrifisert. Norge tar også del i denne utviklingen. Fra et kraftsystem som historisk har hatt et stort effektoverskudd i timene med høyest effektforbruk, har utviklingen de seneste 10-15 årene ført til at dette overskuddet har blitt redusert.

Tilsvarende utvikling observeres i de øvrige nordiske landene. Det nordiske kraftsystemet er sterkt integrert både fysisk og markedsmessig, og store deler av Norden utgjør et felles frekvensområde. Momentan effektbalanse på nordisk nivå er derfor avgjørende for frekvenskvalitet og stabilitet i kraftsystemet.

Utviklingen mot mer elektrifisering og større innslag av væravhengig kraftproduksjon er ventet å fortsette fremover. Analyse av meteorologiske data avdekker at samme værtype kan opptre i store deler av Norden samtidig. Dette innebærer at det i vinterperioden kan oppstå vindstille perioder samtidig med kaldt vær når effektbehovet er størst.

Kombinasjonen av økt elektrifisering, større andel væravhengig kraftproduksjon og samvariasjon i værtyper vil fortsette å svekke den nordiske effektbalansen, og effekt kan bli en betydningsfull knapphetsfaktor. Dette vil kunne resultere i perioder med høye kraftpriser og i verste fall uønsket utkobling av kraftforbruk i ekstremisituasjoner. Men høye kraftpriser vil også stimulere til investeringer i effektkapasitet og forbrukerfleksibilitet.

Med dette som bakteppe presenterer denne rapporten en analyse av utviklingen i den norske og nordiske effektbalansen mot 2035. Vi har tatt utgangspunkt i basisscenarioet fra NVEs langsiktige markedsanalyse fra 2023 (LA23). Analysen fokuserer på ekstremisituasjoner når maksimalt effektbehov sammenfaller med minimum tilgjengelig produksjonskapasitet. Målet har vært å vurdere hvordan effektbalansen kan utvikle seg over tid i de mest ekstreme situasjonene, hvordan ulike faktorer påvirker utviklingen, og gi en oversikt over markedsløsninger og andre tiltak som er under utvikling for å kunne drifte et fremtidig mer væravhengig kraftsystem på en effektiv måte.

NVE gjennomførte i 2022 en analyse av utviklingen i effektbalansen frem mot 2030. Årets analyse viser en mindre svekkelse av effektbalansen fremover enn vi det vi la frem i 2022. De viktigste årsakene til dette er forventede effektutvidelser i vannkraft og bedre metode for fremskrivning av effektforbruk.

Under følger våre viktigste konklusjoner og hovedbudskap fra arbeidet, som også er utdypet nærmere i de etterfølgende avsnittene:

- Norge har i dag et beregnet effektoverskudd på 1,5 GW. For 2035 er det beregnet et nasjonalt effektunderskudd på inntil 2,9 GW
- Norden har i dag et beregnet effektunderskudd på om lag 4 GW, som kan firedobles mot 2035
- Det er beregnet en mindre negativ utvikling av effektbalansen i denne rapporten sammenlignet med rapporten fra 2022
- Topplasttimene i Norden samvarierer, og kan vare over flere timer
- Vi kan ikke ta for gitt at nordisk effektunderskudd kan dekkes av import fra Nord-Europa i alle situasjoner
- Kraftmarkedene og systemdriften videreutvikles for å tilpasses et mer væravhengig kraftsystem
- Et stort nordisk effektunderskudd vil kunne gi høye priser og i verste fall utkoblinger
- Effektutvidelser i vannkraft vil bedre effektbalansen i Norden, men neppe være tilstrekkelig alene
- Det blir viktig å sikre nok fleksibilitet i både dagens og fremtidig forbruk
- Regionale effektunderskudd vil ikke øke mer enn hva som er driftsmessig forsvarlig
- Det er stor usikkerhet knyttet til den fremtidige effektbalansen, og vi anbefaler ytterligere oppfølging

NORGE HAR I DAG ET EFFEKTOVERSKUDD PÅ OM LAG 1,5 GW SOM VIL SVEKKES MOT 2035

Fra et beregnet effektoverskudd på 1,5 GW i dag, svekkes den norske effektbalansen til et beregnet effektunderskudd i vårt basisscenario på om lag 0,3 GW i 2035. I Elektrifiseringsscenarioet, som forutsetter elektrifisering av hele den norske økonomien, øker beregnet effektunderskudd til 2,9 GW i 2035. Disse fremskrivningene hensyntar ikke prisavhengig forbrukerfleksibilitet.

NORDEN HAR I DAG ET EFFEKTUNDERSKUDD SOM KAN FIREDOBLES MOT 2035

Gitt våre forutsetninger har Norden per i dag et beregnet effektunderskudd på om lag 4 GW. I basisscenarioet øker dette til 13 GW i 2030 og hele 17 GW i 2035, eksklusiv prisavhengig forbrukerfleksibilitet. Ny produksjonskapasitet er i all hovedsak vind- og solkraft. Dette er teknologier som ikke nødvendigvis produserer kraft i timer hvor effektbehovet er høyest.

BEREGNINGENE VISER MINDRE NEGATIV UTVIKLING ENN VI FANT I 2022-RAPPORTEN

I NVEs fremskrivning av effektbalansen fra 2022 ble det beregnet et effektunderskudd for Norge på 2,4 GW i 2030 i basisscenarioet. I denne rapporten er det beregnet et effektoverskudd på 0,3 GW i 2030. Effektunderskuddet for Norden ble i rapporten fra 2022 beregnet til 22 GW i 2030 i basisscenarioet. Denne gangen er det nordiske effektunderskuddet beregnet til 13 GW i 2030. Endringene skyldes i hovedsak effektutvidelser i vannkraft, og at vi har benyttet en forbedret metode for beregning av døgnprofil for bygningssektoren. Videre har vi benyttet værårsserien 1991 – 2020 for beregning av effektbehov. Denne gir en noe lavere fremskrivning av effektbehov sammenlignet med værårsserien 1981- 2010 som ble benyttet sist.

TOPPLASTTIMENE I NORDEN SAMVARIERER, OG KAN VARE OVER FLERE TIMER

Data fra de seneste fem årene viser relativt sterk samvariasjon i toppplasttimer i Norden og særlig mellom Norge og Sverige. 6 av 10 timer med 1 prosent høyest effektbehov oppstår samtidig i Norge og Sverige. 4 av 10 timer med 1 prosent høyest effektbehov oppstår samtidig i underskuddsområdene NOI og SE3. Disse områdene står for en stor andel av samlet nasjonalt effektbehov. Analyser viser også at det høyeste effektbehovet som oftest varer i 2-4 sammenhengende timer. Økende og samvarierende effektbehov, og samtidighet i værforhold som vindstille og kulde, øker risikoen for effektutfordringer i Norden.

VI KAN IKKE TA FOR GITT AT DET ALLTID VIL VÆRE TILSTREKKELIG IMPORTKAPASITET

NVE har ikke analysert importmuligheter i ekstremisituasjoner som del av dette prosjektet, men vi har sett nærmere på nylige analyser gjennomført av andre kompetente aktører. I rapporter fra 2024 peker både den svenske systemoperatøren Svenska Kraftnät og den norske Statnett på at det ved svekket effektbalanse oftere vil oppstå situasjoner hvor det ikke vil være importkapasitet til å dekke hele effektunderskuddet. I analysen foretatt av de europeiske systemoperatørene i 2023 om ressursituasjonen for det europeiske kraftsystemet på lang sikt pekes det på risiko for at Nord-Europa ikke har tilstrekkelig ressurser i alle situasjoner frem mot 2033¹. Analysene det vises til her er foretatt av ulike aktører og til dels med ulike metoder. Men et fellestrekk er at det reises spørsmål ved om det er tilstrekkelig importkapasitet til Norden i ekstremisituasjoner med kulde og lite vind.

KRAFTMARKEDENE OG SYSTEMDRIFTEN MODERNISERES OG VIDEREUTVIKLES

Kraftmarkedene og systemdriften er i dag utformet for å sikre effektbalansen under alle driftsforhold. For å tilpasse markeder og systemdrift til fremtidens kraftsystem pågår det en videreutvikling og harmonisering på både nordisk og europeisk nivå. Forbedrede løsninger for å balansere det nordiske kraftsystemet vil gi en mer robust systemdrift i situasjoner med anstrengt effektbalanse, blant annet gjennom finere tidsoppløsning, områdevis reservekrav og større automatisering av systemdriften. Reduksjon i minstekrav til budstørrelse vil også kunne gi tilgang til større mengder forbrukerfleksibilitet.

¹ ERAA (European Resource Adequacy Assessment 2023)

ET STORT NORDISK EFFEKTUNDERSKUDD VIL KUNNE GI MAKSPRISER OG AVKORTING

Selv med forbedringer i kraftmarkeder og systemdrift, kan det i et mer væravhengig kraftsystem med effektunderskudd oppstå situasjoner der det ikke er nok tilgjengelig produksjonskapasitet til å dekke effektbehovet i topplast. Hvis det i ett eller flere prisområder ikke oppnås balanse mellom tilbud og etterspørsel i døgnet, vil strømprisen settes til en fastsatt makspris, som i dag er på 5000 €/MWh. I en slik situasjon vil prisområdene med ubalanse måtte avkorte forbruksbud for å oppnå balanse. Dersom et norsk prisområde er inkludert i området med makspris vil også forbruksbud i dette området måtte avkorte, selv om Norge som helhet har netto eksport. De høye prisene vil gi produsenter og forbrukere insentiver til å handle seg i balanse fram mot driftstimen. I tillegg til balansemarkedene disponerer systemansvarlig mer inngripende virkemidler for å sikre effektbalansen og stabiliteten i kraftsystemet. Dette inkluderer i ytterste konsekvens tvangsmessig utkobling av effektforbruk.

VANNKRAFTUTVIDELSER VIL BEDRE EFFEKTBALANSEN, MEN ER NEPPE TILSTREKkelig ALENE

Basert på konsesjonssøknader og forventning om utskifting av turbiner i vannkraftanlegg har vi inkludert en økning på 4 GW installert effekt i vår beregning av minimum tilgjengelig produksjonskapasitet i vannkraft til 2035. Om lag 2 GW av dette gjelder effektutvidelser i eksisterende regulerbar vannkraft, og 2 GW gjelder nye kraftverk. Omfang av ytterligere kjente effektutvidelsesprosjekter i vannkraft utgjør om lag 8 GW. Eventuell realisering av disse avhenger av lønnsomhet og konsesjonsprosesser som erfaringsmessig er tidkrevende. Vi har derfor ikke lagt til grunn ytterligere bidrag fra effektutvidelser innen 2035 ut over det som allerede er inkludert i vårt basisscenario.

DET BLIR VIKTIG Å SIKRE NOK FLEKSIBILITET I BÅDE DAGENS OG FREMTIDIG FORBRUK

Mer fleksibilitet i både dagens og fremtidig kraftforbruk vil være viktig for å bedre den fremtidige effektbalansen og motvirke ekstrempriser. Utfra historikk anslår vi et rimelig sikkert omfang på nasjonal forbrukerfleksibilitet på i størrelsesorden 1 GW, i hovedsak fra større industribedrifter. Det er fortsatt stor usikkerhet knyttet til både hvor fleksibelt dagens forbruk er, og hvor mye ytterligere fleksibilitet som vil bli tilgjengelig fram mot 2035. Dette vil blant annet avhenge av både den fremtidige utviklingen i nye industrigrener, som hydrogenproduksjon og datasentre, samt hvor mye fleksibilitet husholdninger, næringsbygg og transportsektoren vil kunne bidra med.

REGIONALE EFFEKTUNDERSKUDD VIL IKKE OVERSTIGE DRIFTMESSIG FORSVARLIG NIVÅ

NVE har intervjuet nettselskaper som er nettutviklingskoordinatorer i norske prisområder eller delområder med stort effektunderskudd for å drøfte anslått utvikling av den regionale effektbalansen. Et fellestrekk i tilbakemeldingen er at effektbehov knyttet til alminnelig forsyning og transport ikke antas å øke det regionale effektunderskuddet mye. Hovedkildene til økt regionalt effektbehov er tilknytning av ny industri og/eller utvidelser av eksisterende. Nytt effektbehov tilknyttes ikke i et høyere tempo enn hva som er driftsmessig forsvarlig. Dette innebærer at eventuell økning i det regionale effektunderskuddet vil kunne forsynes dersom det er tilstrekkelig tilgjengelig produksjonskapasitet.

STOR USIKKERHET OM FREMTIDIG EFFEKTBALANSE KREVER VIDERE OPPFØLGING

Dersom effektbalansen svekkes mye kan det skape store utfordringer på sikt i form av økt hyppighet av høye kraftpriser og redusert forsyningssikkerhet. Men det er også stor usikkerhet knyttet til utviklingen av kraftsystemet det neste tiåret. Dette gjelder utvikling av effektbalansen, men også virkemidler i nytt systemdriftskonsept og nye markedsløsninger. Effektbalansen er sentral for et fungerende kraftsystem. NVE vil derfor fortsatt følge utviklingen av norsk og nordisk effektbalanse. Vi vil fortsatt prioritere effektutvidelser i vår konsesjonsbehandling, men vil også vurdere behov for nye tiltak.

DEL I - HOVEDRAPPORT

Bilde: Hege Bruvik Kvandal/NVE



I Energiomstillingen utfordrer effektbalansen

For å sikre stabiliteten i kraftsystemet må det til enhver tid være balanse mellom produksjon og forbruk. Momentan balanse mellom produksjon og forbruk kalles effektbalanse og er nødvendig for å sikre frekvenskvaliteten i kraftsystemet. Grunnet god tilgang til regulerbar vannkraft har den norske effektbalansen historisk vært god. Den pågående energiomstillingen, med storstilt elektrifisering av samfunnet og høyere andel værvhengig kraftproduksjon, kan svekke også den norske effektbalansen fremover. Og med et stadig mer elektrifisert samfunn blir kravet om forsyningsikkerhet minst like viktig i fremtiden.

Det norske kraftsystemet blir stadig tettere integrert med resten av Norden og Europa, både fysisk gjennom mellomlandsforbindelser og markedsmessig gjennom felles nordiske og europeiske markedsløsninger. Norge, Sverige, Finland og Sjælland utgjør ett felles frekvensområde. Det er derfor ikke kun effektbalansen i Norge, men den momentane effektbalansen i det felles nordiske frekvensområdet som avgjør frekvenskvaliteten og dermed stabiliteten i kraftsystemet. Norden som helhet har allerede i dag et effektunderskudd i timer med høyest forbruk. Gitt forventet utvikling av kraftsystemet kan dette underskuddet øke fremover. Den nordiske effektbalansen er også påvirket av utveksling av kraft med andre land gjennom mellomlandsforbindelser.

Det er viktig for NVE å analysere forventet utvikling i effektbalansen under ulike forutsetninger og eventuelt signalisere behov for tiltak. I 2022 publiserte NVE rapporten «Norsk og Nordisk effektbalanse» mot 2030². I den foreliggende rapporten bygger vi videre på rapporten fra 2022, men med noen metodeforbedringer og oppdaterte forutsetninger. Analysen er denne gang strukket frem til 2035, blant annet for å synliggjøre mulig betydning av effektutvidelser i vannkraft.

VI SER PÅ DE SPESIELT UTFORDRENDE EFFEKTSITUASJONENE

Når vi skal vurdere effektbalansen er vi interessert i å studere marginene i spesielt utfordrende situasjoner. Som i 2022 setter vi derfor fokus på de mest utfordrende effektsituasjonene, altså forholdet mellom timen/de få timene med høyest behov for effekt, og minimum tilgjengelig produksjonskapasitet i disse timene. Maksimalt effektbehov opptrer vintertids, hvor kraftsystemets evne til å levere samfunnskritiske energitjenester er særlig viktig. Manglende tilgang på effekt i ekstremisituasjoner vil i verste fall kunne gi store konsekvenser for samfunnet, og vi ønsker derfor spesielt å belyse disse situasjonene.

I analysen ønsker vi blant annet å utforske følgende spørsmål:

- Hvordan er effektbehovet i toppplasttimene ventet å utvikle seg fram mot 2035?
- Hvordan vil minimum tilgjengelig produksjonskapasitet i toppplasttimene utvikle seg i samme periode?
- Hva vil konsekvensen bli hvis maksimalt effektbehov sammenfaller med minimum tilgjengelig produksjonskapasitet?
- Hvordan fungerer eksisterende og planlagte markedsløsninger og virkemidler i situasjoner med effektknapphet?

² [Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030 \(nve.no\)](#)

- Hvor mye av effektbehovet i topplast er fleksibelt, og hvilken betydning har forbrukerfleksibilitet for effektbalansen fram mot 2035?
- Er enkelte regioner i Norge mer utsatt for effektmangel enn andre?
- Hvordan utvikler effektbalansen seg i Norden samlet sett?
- Kan Norge og Norden bli avhengige av import i ekstremisituasjoner, og kan vi stole på import i disse situasjonene?
- Hvilke eventuelle ytterligere tiltak kan og bør gjennomføres for å bedre den fremtidige effektbalansen?

Analysen må ikke tolkes som en beskrivelse av hvordan utviklingen *vil* bli, men den trekker opp et utfallsrom for hvordan utviklingen kan bli, og hvordan ulike faktorer påvirker utviklingen. Forhåpentligvis vil dette bidra til en mer opplyst debatt om hvor vi er på vei, hvilke utfordringer vi kan møte, og hvilke tiltak som eventuelt bør settes inn i tide for å redusere risikoen for å havne i en anstrengt effektsituasjon.

VI BYGGER PÅ OG FORBEDRER TIDLIGERE ANALYSER

I denne rapporten bygger vi videre på analysene i rapporten «Norsk og nordisk effektbalanse mot 2030» med oppdatert datagrunnlag og noen metodeforbedringer.

Vi strekker analysene frem mot 2035. Tross noe mer usikkerhet, vil en utvidet analyseperiode gi innsikt i utviklingen noe lengre frem i tid, noe som muliggjør å kunne peke på behov for og eventuelt igangsette tiltak i tide.

I analysene legger vi til grunn basisdatasettet i NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse fra 2023 (LA23 Basis) som hovedforutsetning ved fremskrivning av maksimalt effektbehov og tilgjengelig produksjonskapasitet fram mot 2035.

Vi gjør også fremskrivninger av effektforbruket nasjonalt basert på scenarioet Elektrifisering fra Forenklet scenarioanalyse³ gjennomført for ED i 2024. Dette sikrer bruk av de mest oppdaterte analyseforutsetningene og konsistente datasett på tvers av ulike analyser i NVE. Vi legger, som i ovennevnte scenarioer, til grunn at det er tilstrekkelig nettkapasitet til at disse scenarioene kan realiseres fysisk. Vi legger også til grunn at all tilgjengelig produksjons- og nettkapasitet er disponibel i topplasttimene.

1.1 Norge har historisk hatt god tilgang på effekt

I Norge finnes om lag halvparten av all lagringskapasitet for vannkraft i Europa, og det norske kraftsystemet har historisk hatt tilstrekkelig effektoverskudd både til å dekke nasjonalt forbruk i topplast og bidra med eksport til andre land i det felles nordiske frekvensområdet.

Utbygging av produksjonskapasitet i Norge har historisk fulgt utviklingen i effektbehov nokså tett. De siste 10-15 årene har imidlertid hoveddelen av **veksten** i installert produksjonskapasitet kommet i form av uregulerbar produksjonskapasitet, samtidig som det maksimale effektbehovet har vært svakt stigende. Vi har likevel fremdeles tilstrekkelig tilgang på effekt i det norske kraftsystemet og betryggende effektoverskudd i de aller fleste situasjoner.

³ [NVE Rapport 18/2024](#)

I.2 Det nordiske kraftsystemet blir mer væravhengig

Norge er del av et felles synkronområde med Sverige, Finland og Sjælland. En ubalanse ett sted vil derfor påvirke frekvensen og stabiliteten i hele frekvensområdet. Den tette sammenkoblingen muliggjør å dra nytte av ulikhetene mellom landene, både når det gjelder forbruksmønster og produksjonsmiks. Norge har mye fleksibel vannkraftproduksjon og kan ofte bidra med eksport i toppplasttimer. Sverige har mye kjernekraft og vannkraft i sin produksjonsmiks. Produksjonsmiksen i både Danmark og Finland har historisk vært dominert av varmekraft – i Finland kjernekraft og fossilbasert kraftvarme, i Danmark kull- og gasskraft i tillegg til vindkraft.

Et større innslag av vindkraft i Norden har de senere årene erstattet kraftproduksjon fra fossile energikilder, og denne utviklingen er ventet å fortsette. Dette gjør at det nordiske kraftsystemet i økende grad blir påvirket av vær-situasjoner. Til nå har det vært tilgjengelig produksjons- eller importkapasitet⁴ til å dekke opp nasjonale effektunderskudd. Vi ser også at de nasjonale toppplasttimene historisk ikke har opptrådt i samme time, men vært noe forskjøvet i tid. *Samtidig* toppplasttime i alle nordiske land kombinert med svært lav tilgjengelig produksjons- og/eller importkapasitet kunne skapt utfordringer allerede i dag.

I.3 Norge knyttes tettere til Norden og Europa

Det europeiske kraftmarkedet og -systemet har blitt mer integrert gjennom økt utvekslingskapasitet mellom land og felles markedsløsninger. Denne integrasjonen vil bli ytterligere forsterket frem mot 2035.

Den samlede maksimale utvekslingskapasiteten mellom Norge og Nord-Europa har økt de siste årene, og er i dag på om lag 8,8 GW. Dette inkluderer to nye 1400 MW mellomlandsforbindelser fra Norge til Tyskland og Storbritannia som ble idriftsatt i hhv 2021 og 2022. 1400 MW-forbindelsen Viking Link mellom Danmark og Storbritannia ble idriftsatt i desember 2023. Per 2024 er denne i prøvedrift med redusert kapasitet. Frem mot 2035 blir det trolig ytterligere vekst i overføringskapasiteten mellom Norden og Europa.

Parallelt med sterkere fysisk sammenkobling mellom kraftsystemene, har kraftmarkedet blitt mer integrert. I dag er de europeiske kraftmarkedene i stor grad sammenkoblet gjennom felles nordiske og europeiske markedsløsninger. Denne utviklingen vil fortsette, blant annet gjennom etableringen av felleseuropeiske markedsplattformer for balansering og tettere nordisk samarbeid om systemdrift. Dette knytter det norske kraftsystemet tettere sammen med resten av Norden og Europa.

I.4 Samvariasjon i værforhold kan skape utfordringer

Tidligere analyser av værdata⁵ viser at den samme værtypen ofte kan prege store deler av Nord-Europa samtidig. Perioder med kulde og høyt effektbehov kan sammenfalle med både lav vindkraftproduksjon og lavt tilsig. Videre oppstår perioder med høytrykk og lite tilsig vanligvis samtidig i Norden, slik at vannkraften i hele Norden kan ha redusert produksjonsevne samtidig.

Figur 1 viser samvariasjonen i vindkraft på land mellom NO2 og resten av Nord-Europa, og viser en betydelig korrelasjon i vindkraftproduksjonen, også på timesnivå. Samvariasjonen er videre funnet å øke med minkende geografisk avstand, noe om kan gi perioder med svært lave effektbidrag fra områder der væravhengig kraftproduksjon er konsentrert geografisk.

⁴ Gjennom import fra andre prisområder i Norden eller utenfor Norden

⁵ [Det svinger mer med fornybar strøm \(NVE 2020\)](#)

Vindkraft på land, områdekorrelasjon til NO2

Korrelasjonskoeffisient på ulike tidsoppløsninger, 1979-2019



Figur 1. Korrelasjon mellom vindkraft på land i Sør-vest Norge (NO2) med vindkraft i andre prisområder og land. De ulike søylene representerer korrelasjonen i ulike tidsintervall. Kilde: NVE

Denne værmessige samvariasjonen mellom høytrykk og kaldt vær, lite tilsig og lav vindkraftproduksjon vil kunne utfordre den fremtidige effektbalansen i et mer væravhengig nordisk og nordeuropeisk kraftsystem.

2 Det nordiske effektunderskuddet øker mot 2035

I dette kapitlet presenterer vi våre fremskrivninger av effektbalansen fram mot 2035. Videre går vi gjennom og drøfter forutsetningene for og resultatene av de kvantitative analysene som er gjennomført både på nasjonalt og nordisk nivå.

En mer detaljert gjennomgang av forutsetningene vi har lagt til grunn og metode for fremskrivning av minimum tilgjengelig produksjonskapasitet og maksimalt effektbehov er å finne bakerst i rapporten:

- Forbruk: Nærmere gjennomgang av forutsetninger er beskrevet i kapittel 5
- Produksjon: Nærmere beskrivelse av forutsetninger er beskrevet i kapittel 6

2.1 Fremskrivning av maksimalt effektbehov i Norge

Våre beregninger viser et maksimalt effektbehov i Norge på 27,9 GW i 2030 og 29,1 GW i 2035 i LA23 Basis. Historisk maksimalt effektforbruk som er registrert i Norge er på 25,2 GW fra 12. februar 2021 mellom kl. 9 og kl. 10.

Den viktigste årsaken til at maksimalt effektbehov øker frem mot 2035 er forventet vekst i kraftforbruket til store kraftbrukere innen industri, petroleumssektoren, batterifabrikker, hydrogenproduksjon og datasentre.

I perioder med høyt forbruk er det også normalt høye kraftpriser, og det er grunn til å anta at deler av effektbehovet vil bli redusert som følge av pris. Slik forbrukerfleksibilitet er ikke hensyntatt i fremskrivningene presentert over.

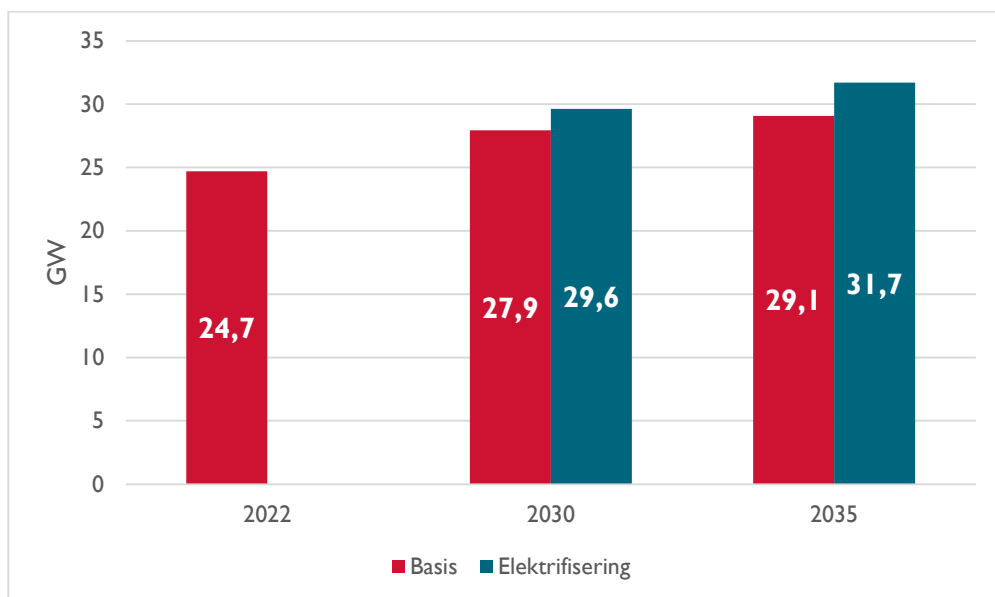
Forbruksfremskrivningene i LA23 Basis er ikke nullutslippsscenario, men basert på dagens politikk og markedsutvikling. I 2024 ble NVE bedt om å levere en første forenklet scenario-analyse⁶. Her ser vi på hvordan kraftmarkedet påvirkes av et høyere kraftforbruk enn det vi har i LA23 Basis, som følge av tiltak for å kutte klimagassutslipp. Kraftforbruket som ligger til grunn for scenarioet Elektrifisering er basert på anslag i Miljødirektoratets tiltaksrapport Klimatiltak i Norge – kunnskapsgrunnlag 2024⁷. Øvrige forutsetninger om kraftproduksjon, overføringskapasitet og forbruk utenfor Norge er like i scenarioene LA23 Basis og Elektrifisering.

I scenarioet Elektrifisering analyserer vi kraftmarkedene i både 2030 og 2035. Her øker kraftforbruket som følge av utstrakt elektrifisering av hele den norske økonomien, gjennom at alle tiltak som utredes i tiltaksrapporten gjennomføres. Når vi legger forbrukstillene fra scenarioet Elektrifisering til grunn, øker våre anslag for maksimalt effektbehov til 29,6 GW i 2030 og til 31,7 GW i 2035.

Figur 2 viser våre beregninger av maksimalt effektbehov i Norge for LA23 Basis og scenarioet Elektrifisering.

⁶ [NVE Rapport 18/2024](#)

⁷ [Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2024 - miljodirektoratet.no](#)



Figur 2 Beregnet maksimalt effektbehov for Basis LA23 og scenarioet Elektrifisering for årene 2022, 2030 og 2035.

Årets fremskrivning for maksimalt effektbehov er lavere enn i rapporten «Norsk og nordisk effektbalanse mot 2030» fra 2022. Dette skyldes at det har blitt gjort noen endringer i forutsetningene for analysen. Videre er referanseperioden for korrigering for utetemperatur endret fra 1981-2010, til 1991-2020. Den nye referanseperioden er noe mildere enn den gamle og gir noe lavere oppvarmingsbehov i bygg. I tillegg er det benyttet en ny forbruksprofil som gir et riktigere bilde av faktisk effektbehov i bygg basert på observasjon av historiske døgnprofiler. Totalt bidrar disse endringene til at beregnet maksimalt effektbehov i 2030 er på 27,9 GW i årets rapport sammenlignet med 28,7 GW i 2022-rapporten. Det ble ikke beregnet effektbehov for 2035 i rapporten fra 2022.

FORBRUKERFLEKSIBILITET

Det ble i forrige rapport estimert et betydelig potensial for økt forbrukerfleksibilitet innen 2030, men det ble vurdert som svært usikkert hvor mye av potensialet som kan bli realisert. Nyere vurderinger viser at realiseringen av større mengder forbrukerfleksibilitet trolig først vil skje rundt 2035. Forbrukerfleksibilitet i dag kommer hovedsakelig fra store industribedrifter og utgjør om lag 1 GW. Vi legger dette til grunn som en nedre grense for tilgjengelig nasjonal forbrukerfleksibilitet i våre fremskrivninger fram mot 2035. Det er stor usikkerhet rundt hvilket volum som vil være realiserbart i fremtiden.

2.2 Fremskrivning av minimum tilgjengelig produksjonskapasitet i topplast for Norge

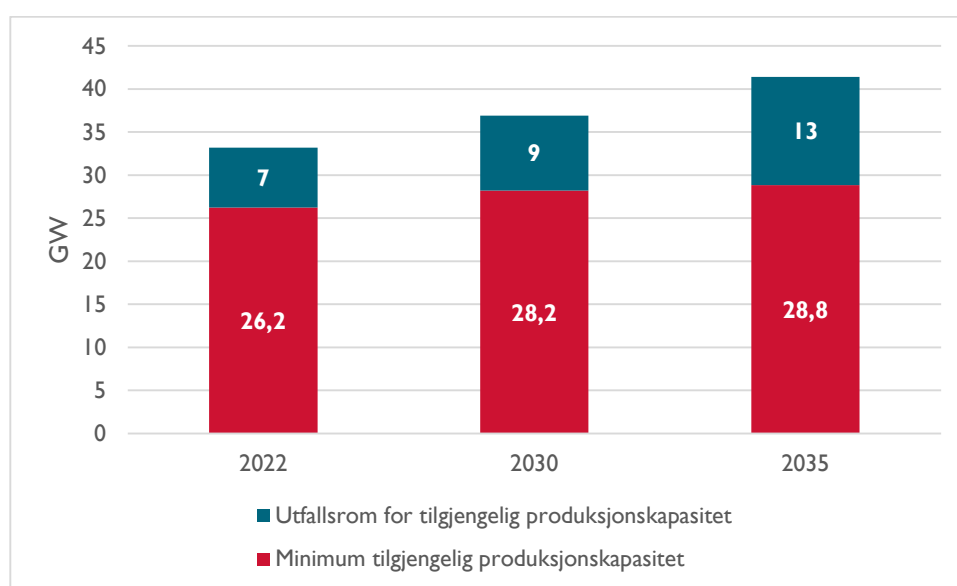
Fleire ulike drivere vil påvirke utviklingen i installert produksjonskapasitet fram mot 2030 og 2035. Disse driverne og våre forutsetninger for utvikling i installert produksjonskapasitet er nærmere beskrevet i kapittel 6.1.

I denne analysen legger vi til grunn de produksjonsfremskrivningene som ble gjort i LA23 Basis. En viktig endring i denne rapporten sammenlignet med rapporten «Norsk og nordisk effektbalanse mot 2030» er at installert produksjonskapasitet for Norge er oppjustert. Solkraft og vindkraft til havs utgjør en større del av endringen, men det er også lagt til grunn en økning i installert produksjonskapasitet fra vannkraft. Den utvidede kapasiteten i

vannkraft som er lagt til består hovedsakelig av konsesjonssøkte effektutvidelser i eksisterende kraftverk.

For å fremskrive minimum tilgjengelig produksjonskapasitet i topplast har vi som i forrige rapport estimert hvor store andeler av produksjonskapasiteten som minimum vil være tilgjengelig fra ulike produksjonsteknologier⁸ i topplastimene. Her har vi tatt utgangspunkt i data for tilbudt effekt i de ulike markedene i historiske timer, og trukket fra væravhengig effekt. I tillegg til fremskrivningen av minimum tilgjengelig produksjonskapasitet, har vi utarbeidet et utfallsrom for hvor mye kraftproduksjon som vil kunne være tilgjengelig i topplastimene. En mer utdypende forklaring av metoden er beskrevet i kapittel 6.3

Fremskrivningene for minimum tilgjengelig produksjonskapasitet i 2030 og 2035 tilsier henholdsvis 28,2 og 28,8 GW, som vist i Figur 3. Til sammenligning ble det i forrige rapport fremskrevet minimum tilgjengelig produksjonskapasitet på 26,2 GW i 2030. Oppgangen på 2 GW skyldes først og fremst at det er lagt til grunn flere effektutvidelser i eksisterende vannkraftverk.



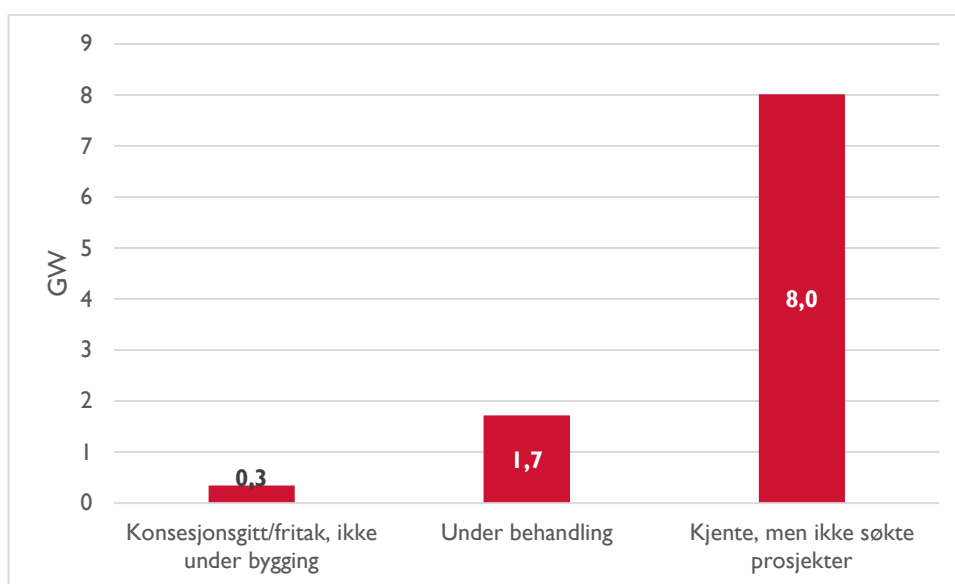
Figur 3 Fremskrevet minimum tilgjengelig produksjonskapasitet og utfallsrom for årene i 2022, 2030 og 2035 i Basis LA23 for Norge.

I LA23 Basis er samlet installert produksjonskapasitet i Norden estimert til 46,9 GW og 53,6 GW i henholdsvis 2030 og 2035. Til tross for at den installerte produksjonskapasiteten i Norge øker med ca. 14 GW i perioden, øker minste tilgjengelig produksjonskapasitet kun med 2,6 GW. Årsaken til dette er at det hovedsakelig er installert kapasitet i solkraft og vindkraft som øker fram mot 2035, og disse har et lavt minimumsbidrag. Vi estimerer at minimum produksjonseffekt fra vindkraft på land vil være 3 prosent. Videre legger vi ikke til grunn noe bidrag fra solkraft eller vindkraft til havs i timene hvor effektbehovet er størst. Grunnen til dette er at timene med høyest forbruk er i morgentimene eller på ettermiddagen vinterstid når det er lite sol. For vindkraft til havs er det lagt til grunn at to områder vil være i drift i 2035, Sørilige Nordsjø II og Utsira Nord. Disse områdene ligger relativt nært hverandre geografisk og er en del av det samme vindregime. Man kan derfor ikke utelukke at det kan oppstå perioder hvor det er tilnærmet vindstille samtidig på begge havvindlokasjonene i en topplastsituasjon.

⁸ Dette er samme metode som f.eks. Svenska Kraftnät benytter i sine årlige rapporter til det svenske Infrastrukturdepartementet.

EFFEKTUTVIDELSER I VANNKRAFTVERK FRAM MOT 2035

Vi har forutsatt en økning på 4 GW i installert effekt for vannkraft i Norge fra 2022 til 2035. Av disse er om lag 2 GW effektutvidelser i eksisterende vannkraftverk. Samlet kapasitet for kjente effektutvidelser i eksisterende kraftverk, både regulerbare og uregulerbare, utgjør omtrent 10 GW, som vist i Figur 4. Dette indikerer et stort teknisk potensial for effektutvidelser i vannkraft i Norge. Planlegging, konsesjonsbehandling og bygging av større vannkraftprosjekter tar imidlertid lang tid, noe som begrenser hvor mye vi forventer at kan realiseres innen 2035. Hvor mye av effektutvidelsene som gjennomføres, vil blant annet avhenge av kraftprisenivå, prisvolatilitet, aksept for økt vannkraftutbygging og forutsigbare rammevilkår. Disse prosjektene gir lite netto energibidrag, og bedre oppnådd kraftpris er derfor avgjørende for lønnsomhet. Vi har vurdert at det er realistisk at om lag 2 GW effektutvidelser i regulerbar kraft kan komme innen 2035.



Figur 4: Sum av kjente større effekt- og pumpekraftprosjekt.

2.3 Fremskrivning av effektbalansen for Norge til 2035

Effektbalanser for de undersøkte scenarioene fremkommer ved å sette sammen beregnet effektbehov fra kapittel 2.1 og beregnet minimum tilgjengelig produksjonskapasitet fra kapittel 2.2. Beregnet effektbalanse for 2022⁹ er tatt med for sammenligningens skyld.

Effektbalanser for Norge er illustrert i Figur 5. Figuren viser et beregnet effektoverskudd i 2022 på om lag 1,5 GW for basisscenarioet, og en gradvis reduksjon av effektoverskuddet i topplast til ca. 0,3 GW i 2030. I 2035 er det beregnet et effektunderskudd for Norge i basisscenarioet på om lag 0,3 GW.

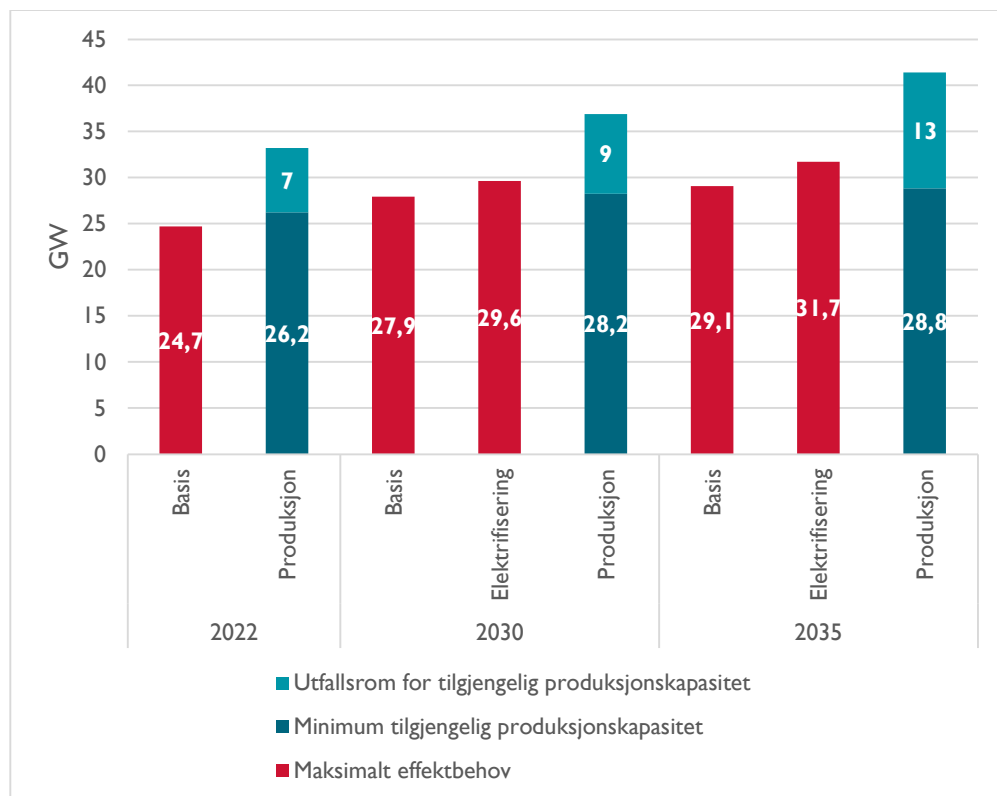
Den nasjonale effektbalansen svekkes ytterligere hvis vi legger til grunn beregning av maksimalt effektbehov basert på Elektrifiseringsscenarioet. Maksimalt effektbehov i dette scenarioet gir et beregnet effektunderskudd i topplast på 1,4 GW i 2030 og 2,9 GW i 2035.

En sammenligning av resultater for 2030 i basisscenarioet med tilsvarende scenario i rapporten fra 2022 viser at det ble beregnet et større effektunderskudd for 2030 i 2022-

⁹ Referanseår for Basis LA23. Modellert år, og ikke historiske data.

rapporten. Effektunderskuddet i 2022-rapporten ble beregnet til 2,5 GW¹⁰ mot 0,3 GW denne gangen.

Tallene kan ikke sammenlignes direkte av flere årsaker. For det første er basisscenarioene ulike. I rapporten fra 2022 ble basisscenarioet fra LA21¹¹ benyttet, mens vi denne gang har brukt basisscenarioet fra LA23. Dernest er metoden for fremskrivning av maksimalt effektforbruk endret slik dette er forklart i kapittel 6. Denne metodeforbedringen bidrar til en lavere, men mer realistisk vekst i maksimalt effektforbruk sammenlignet med tidligere metode.



Figur 5 Fremskrevet effektbalanse for Norge i 2022, 2030 og 2035 for scenarioene Basis og Elektrifisering.

Figuren viser også et intervall for minimum tilgjengelig produksjonskapasitet. Dette utfallsrommet er beregnet ved at høyeste verdi er satt lik 95% av installert kapasitet for regulerbar produksjon og høyeste observerte prosentverdi i topplast er benyttet for ikke-regulerbar produksjon.

Effektbalansene i Figur 5 er med unntak av effektbehov for transportsektoren beregnet eksklusive prisavhengig forbruksfleksibilitet. Det er vanskelig å gi et godt estimat av prisavhengig forbrukerfleksibilitet i topplast. Dette skyldes at f.eks. industriens fleksibilitet og husholdningenes tilpasninger er usikker og varierer med kraftprisen. Det er ikke gjort forsøk på å beregne prisavhengig forbruksfleksibilitet i topplast som del av dette prosjektet. Utfra tidligere analyser estimerer vi dette volumet til å være minimum om lag 1 GW i både 2030 og 2035.

Korrigert for dette havner Norge i *effektoverskudd* både i 2030 og 2035 i LA23 Basis. I Elektrifiseringsscenarioet ble det beregnet et *effektunderskudd* på 2,9 GW per 2035. Det er

¹⁰ Totalt maksimalt effektforbruk eksklusive estimert volum av fleksibelt forbruk.

¹¹ Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021

tvilsomt om et så stort effektbehov vil bli redusert i topplast som følge av forbrukerfleksibilitet.

Fremskrivningene og sammenligningen med 2022-rapporten kan oppsummeres med at det denne gangen er beregnet en bedre utvikling i den nasjonale effektbalansen ved minimum produksjonskapasitet og maksimalt effektbehov sammenlignet med rapporten fra 2022. Men beregningene viser også denne gang en svekkelse av effektbalansen over tid slik at Norge kan havne i et effektunderskudd på sikt.

EFFEKTBALANSEN I REGIONER I NORGE MED STORT EFFEKTUNDERSKUDD

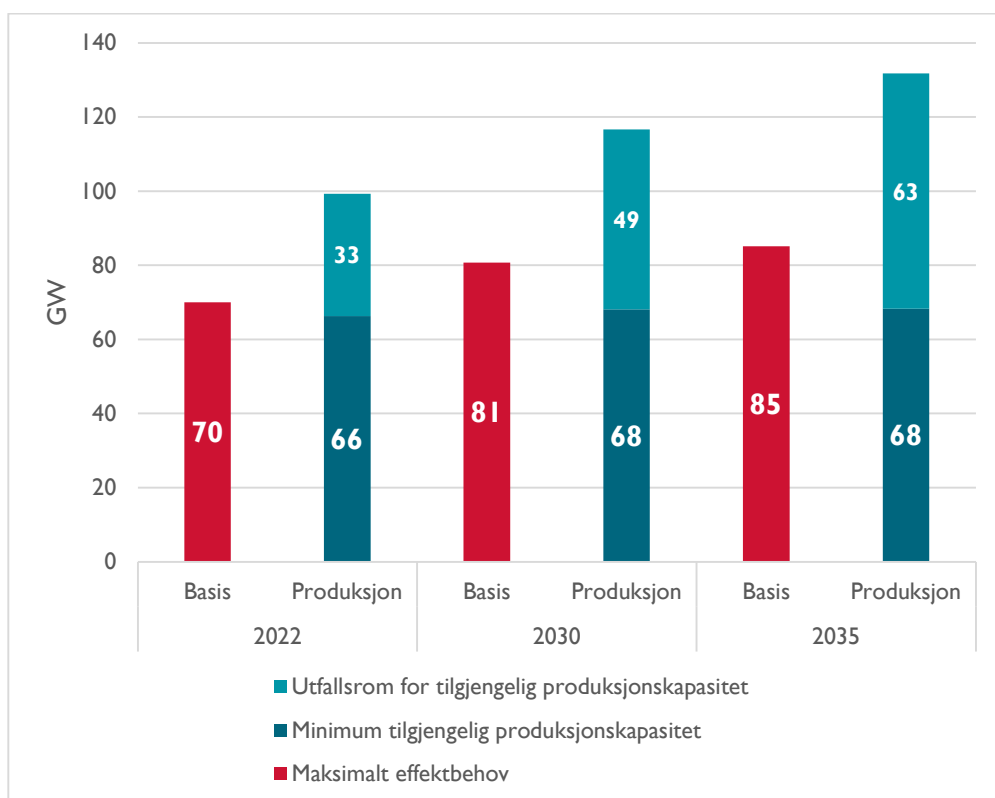
Flere prisområder i regioner i Norge har allerede et betydelig effektunderskudd, og dette kan øke mot 2035. Dette gjelder prisområdene NO1, NO3, NO5/Bergensområdet og NO4/Øst-Finnmark. NVE har gjennomført intervjuer med nettselskaper som er nettviklingskoordinatører (Elvia, Elinett, Tensio, BKK, Barents Nett) i disse områdene for å høre deres vurderinger av eventuelle utfordringer knyttet til ytterligere svekkelse av effektbalansen regionalt. Samtlige nettselskaper uttrykker at effektunderskuddet kan øke fremover mot 2035. Det er også et hovedinntrykk at eventuell økning av effektunderskudd regionalt forårsakes av større etableringer/utvidelser innen industri og næring, og ikke nevneverdig fra alminnelig forsyning selv med økt tilflytting og elektrifisering av transport. Årsaken til sistnevnte er bl.a. utskifting av boligmasse til mer energieffektive bygg, utflytting av industri og at transportsektoren ikke lader i perioder med høyest kraftpris. Når det gjelder økning i effektunderskuddet som følge av større industrietableringer/utvidelser understreker selskapene at dette ikke er mulig å gjennomføre før det er tilgjengelig nettkapasitet. Det er i dag knapphet på nettkapasitet, særlig i transmisjonsnett, noe som forsinker ønsket tilknytning. Siden eventuell økning av regionale effektunderskudd går hånd i hånd med økt nettkapasitet inn til regionen, vil ikke det regionale effektunderskuddet øke utover hva som er nettmessig og driftsmessig forsvarlig. Dermed vil økning i det regionale effektunderskuddet kunne håndteres forutsatt at den nasjonale effektbalansen er opprettholdt.

2.4 Fremskrivning av effektbalansen for Norden til 2035

Figur 6 viser beregnet maksimalt effektforbruk og minimum tilgjengelig produksjonskapasitet for Norden i LA23 Basis. Som det fremgår, er det beregnet et effektunderskudd for Norden på 4 GW allerede i dag (2022). At Norden samlet er i effektunderskudd i dag, er i tråd med informasjon fra de nordiske systemoperatørene.

For 2030 er det i Basis LA23 beregnet et nordisk effektunderskudd på hele 13 GW. Per 2035 er effektunderskuddet økt til 17 GW ved å sammenligne minimum tilgjengelig produksjonskapasitet og maksimalt effektbehov for hele Norden. Dette representerer en firedobling av effektunderskuddet på i overkant av 10 år. At det beregningsmessig fremkommer en slik utvikling skyldes de strukturelle drivkreftene bak energiomstillingen; Større deler av eksisterende energibruk elektrifiseres, det etableres ny til dels kraftkrevende industri som skal bidra med viktige innsatsfaktorer i energiomstillingen som batterier, elektriske komponenter og metaller, og ny fornybar kraft som etableres for å dekke opp denne økte energibruken er i stor grad væravhengig og lite regulerbar sol- og vindkraft som bidrar energimessig, men statistisk sett har svært lav minimum tilgjengelighet i topplasttimene.

Utfallsrommet for tilgjengelig produksjonskapasitet er beregnet på tilsvarende måte som beskrevet i delkapittel 2.3.



Figur 6 Fremskrevet effektbalanse for Norden i 2022, 2030 og 2035.

Beregnet maksimalt effektbehov for Norden som er gjort her oppstår i samme time i alle nordiske land. Summen av effektbehov i nasjonale topplasttimer i hvert land i Norden ville blitt høyere enn effektbehovet beregnet her. Ved stor samtidighet mellom de nasjonale topplasttimene kan dermed summen av effektbehov i samme time i Norden bli høyere enn effektbehov vist i figuren over. Grad av samtidighet i nasjonale topplasttimer i Norden er drøftet annet sted i denne rapporten.

Hvis faktisk nordisk effektunderskudd øker mye i tråd med det som er beregnet her, øker også risikoen for at et eller flere prisområder kan havne i store utfordringer i ekstreme vær-situasjoner med lavt tilsig, vindstille og kulde. Det er fordi topplasttimer inntreffer omtrent på samme tid, selv om de ikke inntreffer samtidig. Samvariasjon i tidsrom for topplasttimer i flere områder i Norden i kombinasjon med økende effektunderskudd for Norden vil i økende grad utfordre den nordiske effektbalansen i ekstrem-situasjoner. Jo større det effektunderskuddet for Norden er, desto mindre marginer vil det være å gå på i ekstreme vær-situasjoner selv om topplasttiden ikke inntreffer samtidig.

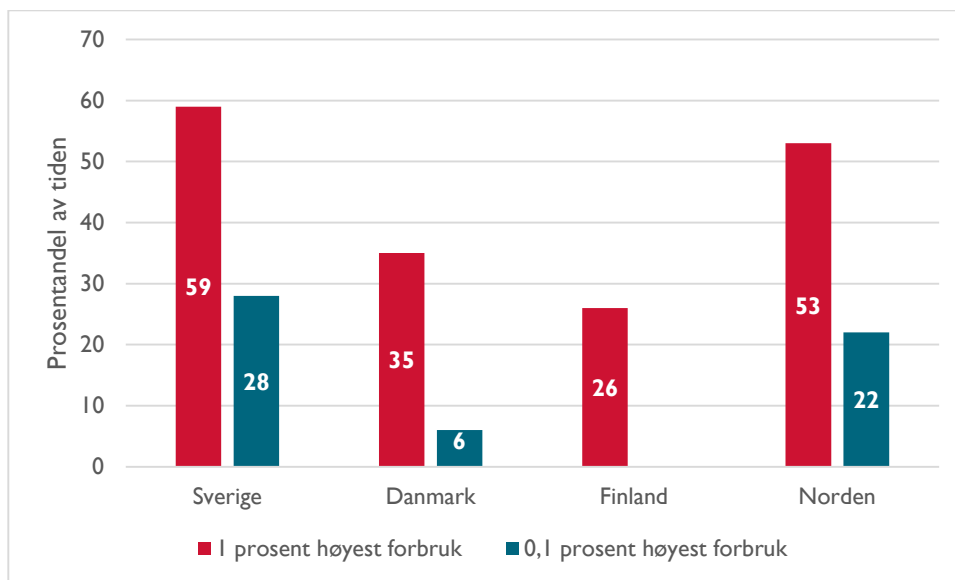
2.5 Tidspunkt, varighet og samtidighet av topplasttimene

For å få mer kunnskap om tidspunkt, varighet og samtidighet av norske og nordiske topplasttimer har vi sett nærmere på forbruksdata på timesnivå for de siste fire vinterhalvårene, med spesielt fokus på timer med høyt forbruk. Mer detaljert beskrivelse og framstilling av disse analysene finnes i delkapittel 0 i Delrapport I.

Analysen av historiske forbruksdata viser at perioder med høyt effektbehov kan oppstå på ulike tidspunkter av dagen, med en overvekt på formiddagen, spesielt for de alle høyeste timene. Analysene viser også at slike perioder ikke nødvendigvis kommer i form av enkelttimer, men vil kunne vare i flere sammenhengende timer.

Timene med det høyeste forbruket er funnet å samvariere betydelig mellom de nordiske landene, som illustrert i Figur 7. Blant de én prosent av timene med høyest effektforbruk i

Norge de siste fire vinterhalvårene, var 59 prosent av timene også blant de én prosent høyeste timene i Sverige. I 53 prosent av disse timene hadde alle de nordiske landene sine én prosent høyeste timer samtidig. Selv når vi kun ser på de 0,1 prosent av timene med høyest forbruk, finner vi også en betydelig grad av samtidighet i høyeste effektforbruk mellom Norge og resten av Norden.



Figur 7. Grad av samtidighet av topplasttimer mellom Norge og resten av Norden, vinterhalvårene 2020-2024.

Tross et begrenset datagrunnlag viser dette at perioder med høyt forbruk kan oppstå samtidig i flere nordiske land. Samtidig topplasttime i alle nordiske land vil kunne skape utfordringer dersom dette også sammenfaller med svært lav tilgjengelig produksjons- og/eller importkapasitet.

2.6 Kan Norden stole på import i topplast?

Drøftingen i foregående delkapitler viser at det ikke kan utelukkes at Norden blir avhengig av import i ekstremisituasjoner. Slike situasjoner kan også vare lenger enn en time. Gitt dette, er et viktig spørsmål om Norden kan stole på import hvis det skulle bli nødvendig for å sikre effektbalansen i fremtiden. Analyse av dette spørsmålet er krevende, bl.a. som følge av usikkerhet i endringer i kraftsystemene og etterspørsel utenfor Norden, og som følge av mangelfulle analyseverktøy. Tradisjonelle markedsmodelleringsverktøy er erfaringsmessig lite egnet til å studere ekstremisituasjoner. NVE har ikke analysert importmuligheter i ekstremisituasjoner som del av dette prosjektet, men vi har sett nærmere på nylige analyser gjennomført av andre kompetente aktører.

Svenska Kraftnät har gjort analyser av risikoen for effektbrist for perioden 2024-2028 og 2035¹² basert på dynamisk simulering av 35 værår. Analysene viser et økende antall timer med risiko for effektbrist i Sverige med høyeste nivå på 9,6 timer med effektbrist i 2027, selv med utnyttelse av all importkapasitet¹³. Fra 2028 estimeres risiko for effektbrist å være lavere enn for 2027. Dette fordi det er forutsatt at overføringskapasiteten mellom Nord- og Sør-Sverige økes fra 7500 MW til 9300 MW. Svenska Kraftnät bemerker generelt at det

¹² «En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning», 16.02.2024

¹³ Den strategiske reserven i Karlshamnverket faller bort etter 15.03.25 da næværende avtale utløper

finnes en sterk korrelasjon mellom situasjoner med høyt effektforbruk og begrensede importmuligheter til Sverige.

Statnett lanserte nylig¹⁴ sin kortsiktige markedsanalyse for kommende 5 år. I sin beskrivelse av effektbalansen heter det blant annet «I sum vil utviklingen mot en svakere effektbalanse stadig oftere gi situasjoner med effektknapphet hvor det ikke er tilstrekkelig regulerbar effekt og importkapasitet til å dekke hele forbruket når det er på det kaldeste og lite vind. For å skape balanse mellom forbruk og produksjon må tilstrekkelig forbruk koble ut midlertidig. Dette vil kunne gi ekstra høye kraftpriser i perioder»

Samarbeidsorganisasjonen for europeiske systemoperatører ENTSO-E gjør årlige analyser av ressurs situasjonen for det europeiske kraftsystemet ca. 10 år frem i tid. Analysen kalles ERAA (European Resource Adequacy Assessment), og bygger på data om kraftsystemutviklingen fra de nasjonale systemoperatørene. I sin pressemelding etter 2023-analysen understreker ENTSO-E bl.a. at «ERAA 2023 avdekker at høye volumer av termisk produksjonskapasitet står i fare for å ikke være økonomisk bærekraftig i løpet av de neste fem årene. I denne sammenheng vil det være nødvendig med riktige insentiver og/eller målrettede intervensjoner for å unngå ressursknapphet. Videre erkjenner ENTSO-E at avhengighet av høye markedspriser alene kanskje ikke garanterer idriftsettelse av ny produksjonskapasitet og fleksibilitetsressurser.

Ressurstilstrekkelighetsrisiko observeres i mange europeiske land og har en tendens til å øke når man går fra kort til mellomlang sikt, med et skifte fra perifere områder av Europa i 2025 til de sentrale og nordlige delene av kontinentet innen 2033.»

Analysene det vises til her er foretatt av ulike aktører og til dels med ulike metoder. Men det er et fellestrekk at det reises spørsmål ved om det er tilstrekkelig importkapasitet til Norden i ekstremperioder med kulde og lite vind. Det pekes på at dette bidrar til perioder med ekstrempriser og i verste fall utkobling av forbruk. Og dette vil i så fall skje på vinteren i Norden hvor tilgang til elektrisk energi til vitale samfunnsfunksjoner allerede er viktig og vil bli viktigere i en mer elektrifisert fremtid.

¹⁴ 2. september 2024

3 Markedsløsninger og virkemidler for å sikre dagens og fremtidig effektbalanse

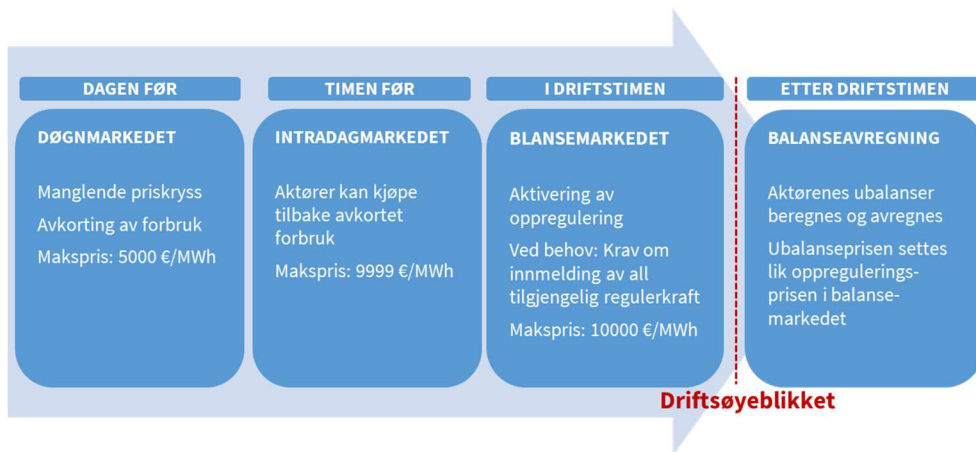
I dette kapitlet gjennomgår og beskriver vi hvordan kraftmarkedet og systemdriften er utformet for å sikre effektbalanse, og hvilke endringer og virkemidler som er under utvikling for å sikre effektbalansen også i fremtiden.

3.1 Kraftmarkedet er utformet for å sikre balanse i driftstimen

Engrosmarkedet for kraft, ofte omtalt som kraftmarkedet, er utformet for å sikre effektbalansen under alle driftsforhold. Kraftmarkedet omtales gjerne som ett marked, men består i realiteten av flere markeder som etterfølger hverandre sekvensielt i tiden fram mot den fysiske driftstimen/driftsøyeblikket. I en stram effektsituasjon er det ulike mekanismer som vil avdekke og motvirke effektmangel:

- Døgnmarkedet, dagen før fysisk levering: Dersom det i en eller flere timer og i ett eller flere prisområder ikke er nok salgsbud til å dekke etterspørselsbudene i døgnmarkedet, vil det bli en ubalanse i døgnmarkedet. Områdene med ubalanse vil få en makspris, som i dag er fastsatt til 5000 €/MWh. For å oppnå balanse må disse områdene avkorte forbruksbud etter bestemte regler, som er beskrevet nærmere under.
- Intradagmarkedet, timen før driftstimen: Aktører som har blitt avkortet i døgnmarkedet vil ha mulighet til å helt eller delvis rette opp denne avkortingen i intradagmarkedet. En høyere makspris i intradagmarkedet på 9999 €/MWh gir aktørene ytterligere insentiver til å tilgjengeliggjøre flere bud på produksjons- eller forbrukssiden, og å handle seg i balanse.
- Balansemarkedet, i driftstimen: Balansemarkedet er systemoperatørens hovedverktøy for å sikre effektbalanse og dermed frekvenskvalitet i systemdriften. Balansemarkedene har en makspris på 10 000 €/MWh. Dette gir fleksibel produksjon og forbruk et insentiv til å stille til rådighet ressurser med en aktiveringspris helt opp til denne prisen.
- Balanseavregningen, etter driftstimen: Etter driftstimen må aktørene betale en ubalansepris for eventuelle avvik mellom planlagt og faktisk forbruk eller produksjon gjennom balanseavregningen. Dersom det har vært behov for oppregulering i balansemarkedet vil ubalanseprisen settes lik oppreguleringsprisen, som i en stram effektsituasjon vil kunne bli høy. Aktørene får gjennom høy ubalansepris ved stramme effektsituasjoner insentiv til å planlegge og handle seg i balanse. Dette vil bidra til å redusere kraftsystemets samlede ubalanse før driftstimen, og dermed gi systemoperatørene et bedre utgangspunkt for å sikre effektbalanse i driftstimen, også i en stram effektsituasjon.

Figur 8 gir en skisse av tidslinjen og mekanismene i de ulike segmentene i kraftmarkedet i en stram effektsituasjon. I avsnittene under beskriver vi mer i detalj hvilke mekanismer som vil slå inn i hvert av markedssegmentene. Gjennomgangen gjøres sekvensielt etter minkende tidspunkt for markedsklarering (lukketid) før fysisk levering.

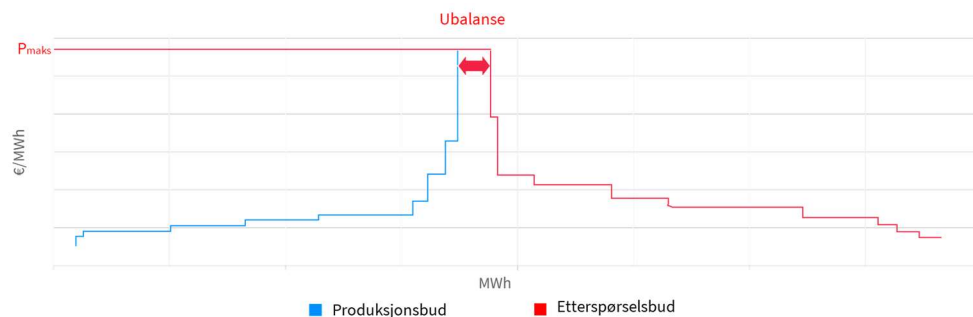


Figur 8. Oppsummering av tidslinjen for og hvilke mekanismer som vil slå inn i hvert av markedssegmentene ved en stram effektsituasjon.

MANGLENDE MARKEDSKRYSS GIR MAKSPRIS I ETT ELLER FLERE OMRÅDER

I døgnet vil markedsprisen i hvert prisområde og for hver time gjenspeile balansen mellom forbruk, tilgjengelig produksjon, samt import og eksport til og fra området. I timer med høy etterspørsel kombinert med lav tilgjengelig produksjons- og/eller handelskapasitet, vil dyrere produksjon måtte aktiveres for å dekke etterspørselen, og områdeprisen vil øke.

Dersom det oppstår en eller flere timer der det ikke er nok salgsbud i døgnet til å dekke de uflexible¹⁵ etterspørselsbudene i ett eller flere prisområder, vil man ikke oppnå markedskryss, og det vil bli en ubalanse i døgnet. Figur 9 viser en forenklet framstilling av en slik tenkt situasjon. Områdeprisen vil da settes lik en fastsatt makspris (P_{maks} i Figur).



Figur 9. Forenklet framstilling av en tenkt time der man ikke oppnår markedskryss, og det oppstår en ubalanse i døgnet og resulterende makspris.

Maksprisen i døgnet er dynamisk og justeres løpende etter signaler i markedet, etter en fastsatt metode i tråd med felleseuropeisk regelverk.¹⁶ I dag er maksprisen på 5000 €/MWh, noe som med dagens¹⁸ kronekurs tilsvarer om lag 59 NOK/kWh. Den forrige økningen i maksprisen kom den 21. september 2023, som et resultat av at den daværende

¹⁵ Uflexible etterspørselsbud vil si bud som er faste og uavhengig av markedsprisen, i motsetning til fleksible forbruksbud der forbruker er villig til å redusere forbruket ved høye priser.

¹⁶ Metode for harmoniserte maksimums- og minimumspriser for markedsklarering: https://www.nemo-committee.eu/assets/files/Annex%20I_ACER%20DA%20MAX-MIN-d4974421d5ed9ae4510c382d32be55e2.pdf

¹⁷ Forordning om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM), artikkel 41(1): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1222&from=EN>

¹⁸ Oktober 2024

maksprisen ble nådd i Litauen, Latvia og Estland.¹⁹ Det har så langt ikke vært situasjoner der maksprisen i døgnet har blitt nådd i Norden.

OMRÅDER MED UBALANSE MÅ AVKORTE FORBRUK FOR Å OPPNÅ BALANSE

Dersom det i én eller flere timer ikke er nok salgsbud til å dekke de ufleksible etterspørselsbudene i ett eller flere prisområder, vil det være en ubalanse mellom planlagt produksjon og forbruk for denne/disse timene den kommende dag. I en slik situasjon beregner man hvor mye av etterspørselen som ikke kan dekkes ved den fastsatte maksprisen. Mengden avviste bud minimeres ved å matche etterspørselsbud med salgsbud lokalt i hvert prisområde (*local matching*). Dette betyr at et prisområde som isolert vil kunne dekke egen etterspørsel ikke vil få en avkorting i den endelige markedsløsningen.

Dersom det er flere prisområder som ikke kan dekke sin egen etterspørsel vil forbruket i disse områdene avkortes etter bestemte regler. Disse reglene er beskrevet detaljert med eksempler i den europeiske metodebeskrivelsen.²⁰ Avkorting vil fordeles jevnt (*pro rata*) mellom prisområdene, slik at alle som har gitt ufleksible etterspørselsbud i disse områdene vil få prosentvis samme avkorting. Gjennom avkortingsreglene vil man oppnå balanse i døgnet, men de ufleksible etterspørselsbudene har ikke fått tilslag på så mye som de i utgangspunktet etterspurte.

Reglene for avkorting innebærer at et prisområde kan måtte avkorte samtidig som det er netto eksport fra dette prisområdet i døgnet. Dette kan være spesielt relevant for områder som har lite egen produksjon og samtidig betydelig overføringskapasitet til andre underskuddsområder. NO1 er et eksempel på et slikt område. I en tenkt situasjon med ubalanse i SE3 i døgnet, kan man ikke utelukke at NO1 vil kunne få makspris og måtte avkorte forbruk, selv om både NO1 og Norge som helhet har netto eksport i markedsklareringen.

De samme reglene vil også være gjeldende hvis det er NO1 som har størst underskudd i en slik situasjon - SE3 vil da kunne måtte avkorte mer enn ubalansen bare i SE3. Reglene for avkorting innebærer slik at prisområdene likebehandles i en situasjon med ubalanse, uavhengig av hvilket land de ligger i.

Så langt har det ikke oppstått situasjoner med ubalanse i døgnet i Norden, med resulterende makspriser og avkorting. Historikken viser imidlertid at det i dag oppstår situasjoner der NO1 er isolert fra resten av Norge og ville kunne blitt påvirket av en ubalanse i et underskuddsområde som omfatter for eksempel NO1 og prisområder i Sør-Sverige. I delkapittel 3.3 ser vi nærmere på en slik situasjon.

Det er viktig å understreke at avkorting i døgnet etter de reglene som er gjennomgått her, ikke er ensbetydende med at det faktisk vil bli en avkorting ved fysisk levering. Avkorting og makspris i døgnet vil gi et tydelig signal til markedsaktørene, som vil ha mulighet til å justere sine kjøps- og salgsposisjoner i intradagmarkedet, som beskrevet i neste avsnitt. En situasjon med manglende priskryss og avkorting av etterspørselsbud i døgnet vil likevel indikere at det er en forventet ubalanse mellom tilgjengelig produksjon av og etterspørselen etter strøm (effektbehov) i en eller flere timer, noe som vil kunne gi høye ubalansekostnader.

¹⁹ [Baltikum får makspris på 4000 €/MWh onsdag \(europower.no\)](http://europower.no)

²⁰ [sdac-publication-sdac-measures-in-cases-of-short-supply.pdf \(nemo-committee.eu\)](http://nemo-committee.eu)

I INTRADAGMARKEDET KAN AKTØRENE KJØPE TILBAKE AVKORTET FORBRUK

Ved makspris og avkorting i døgnet, vil aktører som har blitt avkortet ha mulighet til å helt eller delvis rette opp avkortingen i intradagmarkedet. Intradagmarkedet åpner etter at døgnet er klarert, og stenger én time før fysisk levering. Her vil både høye priser og sikrere informasjon nærmere driftstimen kunne frigjøre flere kjøps- og salgsbud.

På produksjonssiden kan en situasjon med makspris i døgnet gi insentiver for produsentene til å tilgjengeliggjøre flere salgsbud i intradag, hvis mulig. For noen produsenter kan justerte prognoser og sikrere informasjon tilgjengeliggjøre mer produksjon nærere driftstimen. På forbrukssiden vil makspriser i døgnet kunne utløse mer forbrukerfleksibilitet, ved at aktører som har kjøpt forbruk til makspris ønsker å redusere sitt forbruk og selge deler av dette tilbake i intradagmarkedet. Store forbrukere kan se det som mer lønnsomt å justere ned sitt planlagte forbruk og heller selge deler av det tilbake i intradagmarkedet. Kraftleverandører som kjøper kraft på vegne av mange mindre forbrukere kan justere sitt kjøp etter innsikt i hvordan kundemassen vil redusere forbruket ved makspris i døgnet.

I dag er maksprisen i intradagmarkedet på 9999 €/MWh. På samme måte som for døgnet er maksprisen i intradagmarkedet dynamisk og justeres løpende etter signaler i markedet.^{21,22} Høyere makspris i intradag- enn i døgnet gir markedsaktørene ytterligere insentiver til å handle seg i balanse før driftstimen.

I BALANSEMARKEDET SIKRER SYSTEMOPERATØRENE MOMENTAN BALANSE

Balansemarkedet, som opereres av systemoperatørene, er det viktigste virkemiddelet systemoperatørene har for å sikre effektbalansen og dermed frekvenskvaliteten i kraftsystemet. I dette markedet aktiveres løpende opp- eller nedregulering av innbudt produksjon eller forbruk for å opprettholde effektbalansen i driftsøyeblikket.

I forkant av driftstimen kan systemoperatørene kjøpe opp- og nedreguleringsreserver i *balansekapasitetsmarkeder* for å sikre at det er nok reserver tilgjengelig ved behov i driftstimen. Disse reservene er da på forhånd reservert til en eventuell aktivering og kan ikke bys inn i døgnet eller intradagmarkedet. Balansemarkedene består av flere typer reserver som varierer i formål, responstid, aktiveringstidspunkt, anskaffelsestidspunkt og egenskaper²³. Reservene kjøpes inn på ulike tidspunkt, og dimensjoneringskravene på både nasjonale og nordiske nivå fastsettes på ulike måter og etter ulike fordelingsnøkler.²⁴

Ved behov for opp- eller nedregulering i driftstimen kan de reserverte balanseressursene aktiveres i *aktiveringsmarkeder* for å opprettholde frekvenskvaliteten. Behovet for aktivering kan variere mye, og er ikke nødvendigvis høyest i toppplastimer. Ved ubalanse og makspriser i døgnet og intradagmarkedet vil det trolig være behov for oppregulering, og i en knapphetssituasjon vil det kunne bli behov for å aktivere dyre balansebud, for eksempel i form av kostbar nedregulering av forbruk, som vil kunne resultere i en høy balansepris. I dag er maksprisen harmonisert på nordisk nivå til 10 000 €/MWh.

I vanskelige driftssituasjoner, som ved spesielt stramt effektbalanse, åpner Systemansvarforskriften (Fos)²⁵ § 12 for at Statnett, som er systemoperatør og

²¹ Metode for harmoniserte maksimums- og minimumspriser for markedsklarering: https://www.nemo-committee.eu/assets/files/Annex%20I_ACER%20DA%20MAX-MIN-d4974421d5ed9ae4510c382d32be55e2.pdf

²² Forordning om kapasitetstildeling og flaskehalshåndtering (CACM), artikkel 41(1): <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32015R1222&from=EN>

²³ <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/introduksjon-til-reserver/>

²⁴ https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/systemansvaret/arsrapporter-fra-systemansvarlig/rapport-fra-systemansvarlig-2023_offentlig.pdf

²⁵ [Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet - Lovdata](#)

systemansvarlig i Norge, kan kreve at all tilgjengelig regulerytelse meldes inn i balansemarkedet etter at prisen i døgnmarkedet er satt. Ved ytterligere behov for tiltak kan også systemansvarlig ta i bruk mer inngripende virkemidler, noe som er beskrevet nærmere i neste delkapittel.

I BALANSEAVREGNINGEN MÅ AKTØRENE BETALE FOR SINE UBALANSER

I balanseavregningen etter driftstimen må aktørene betale en ubalansepris for eventuelle avvik mellom planlagt og faktisk forbruk eller produksjon.²⁶ Dette gir aktørene økonomiske insentiver til å handle seg i balanse²⁷. I en stram effektsituasjon med behov for oppregulering i balansemarkedet, vil ubalanseprisen settes lik oppreguleringsprisen. Som nevnt over vil denne kunne bli høy i en stram effektsituasjon, noe som vil gi aktørene insentiver til å unngå ubalanser.

3.2 Systemansvarlig kan mobilisere ytterligere virkemidler ved behov

Både i dagens utforming av – og med de planlagte endringene i – balansemarkedene vil balanseringen i stor grad skje gjennom markedsbaserte mekanismer, som beskrevet over i delkapittel 3.1. I spesielt krevende situasjoner disponerer likevel systemansvarlig i Norge ytterligere og mer inngripende virkemidler som kan tas i bruk. Disse reglene og retningslinjene er fastsatt i Forskrift for systemansvaret (Fos).

Som beskrevet over gir Fos § 12 systemansvarlig mulighet til å kreve at all tilgjengelig regulerytelse meldes inn til balansemarkedet i vanskelige driftssituasjoner. Ved behov for ytterligere oppregulering kan også systemansvarlig kreve å benytte all tilgjengelig regulerkraft i produksjonsapparatet ut over denne innmeldte kapasiteten. Dersom ikke annet er avtalt vil denne oppreguleringen prises til oppreguleringsprisen.

Ved fortsatt risiko for effektknapphet i kraftsystemet, åpner Fos § 13 for at systemansvarlig i ytterste konsekvens kan pålegge kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk (TUF). I en slik situasjon har systemansvarlig det overordnede ansvaret for å fastsette både omfang og varighet av utkoblingen, og angi hvilke kundegrupper som skal kobles ut. De aktuelle konsesjonærene skal utarbeide og skriftlig rapportere TUF-planer til systemansvarlig.

I denne rapporten fokuserer vi på systemansvarliges virkemidler etter norsk regelverk ved behov for ekstraordinære tiltak i driftstimen. Alle systemansvarlige i det nordiske frekvensområdet vil imidlertid etter nasjonal lovgivning ha rett til å ta i bruk ekstraordinære virkemidler

3.3 Eksempler på ulike markedssituasjoner i topplast

For å illustrere hvordan en markedssituasjon i døgnmarkedet kan se ut i ulike vær- og ressursituasjoner i Nord-Europa ser vi mer detaljert på tre topplasttimer fra de siste årene. Alle eksemplene viser en observert time med høyt forbruk kl. 8-9 på morgenen.²⁸ Vi har sett på følgende tre timer:

²⁶ Alle aktørene i markedet er enten selv balanseansvarlige eller må inngå avtaler med en balanseansvarlig som håndterer ubalansene for og avregner kostnadene mot aktøren. Å være balanseansvarlig innebærer en forpliktelse til å planlegge seg i balanse, enten gjennom egen produksjon eller gjennom handel.

²⁷ <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/avregningsansvaret/balanseavregning/>

²⁸ Kraftforbruk, produksjonsvolum og nettoeksport er fysiske verdier hentet fra ENTSO-E. Kraftpriser og markedsflyt er hentet fra Nord Pool.

- Fredag 9. februar 2024 kl. 8-9: En time med høyt forbruk og høy vindkraftproduksjon i Norden og Nord-Europa,
- Fredag 16. desember 2022 kl. 8-9: En time med høyt forbruk og lav vindkraftproduksjon i Norden og Nord-Europa
- Tirsdag 16. januar 2024 kl. 8-9: En time med høyt forbruk, lav vindkraftproduksjon i Norden og flaskehals i det norske nettet

Hvert eksempel illustreres med en figur som viser områdepriser og flyt av kraft mellom prisområdene.

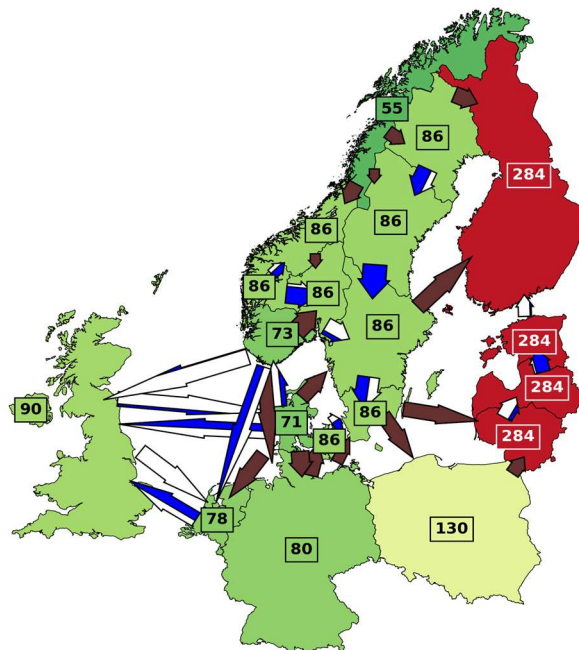
HØY VINDKRAFTPRODUKSJON OG EKSPORT I TOPPLAST

Fredag 9. februar 2024 kl. 8-9 var det gode vindforhold i store deler av Nord-Europa samtidig, med en total vindkraftproduksjon i Norden, Tyskland og Nederland samlet på 54,3 GWh/h. Vindkraftproduksjonen var også relativt høy i Norge (2,2 GWh/h) og i Norden samlet (13,3 GWh/h).

Dette var en time med høyt forbruk, totalt 24,3 GWh/h for Norge samlet. Tross høyt forbruk, ga høy nordeuropeisk vindkraftproduksjon likevel et relativt stort nordisk kraftoverskudd, relativt lave priser i store deler av Nord-Europa, og en netto krafteksport ut av Norge og Norden på hhv 1,1 og 1,8 GWh/h. Dette eksemplet viser at høyt forbruk ikke nødvendigvis vil gi import eller høye priser i Norden, men at dette i stor grad vil avhenge av den øvrige ressursituasjonen i området.

Figur 10 viser områdepriser og flyt av kraft mellom prisområdene i denne timen. Pilene i figuren viser retning av kraftflyten, og fargene på pilene indikerer hvor mye av overføringskapasiteten som er benyttet. Dersom det er nok tilgjengelig overføringskapasitet mellom to områder (hvite og blå piler), vil prisforskjellene mellom områdene utlignes. Hvis det er flaskehals mellom områdene (brun pil) vil det bli prisforskjell mellom områdene.

fredag 9.2.2024 kl. 8-9



Figur 10. Områdepriser og flyt av kraft mellom områder i en observert time med høyt forbruk, fredag 9. februar 2024 kl. 8:00-9:00. Pilene viser retning av kraftflyten. Hvit og blå pil indikerer at det ikke er flaskehals mellom områdene, og økende andel blåfarge indikerer at økende andel av overføringskapasiteten er benyttet. Brun pil indikerer at det er flaskehals mellom områdene, altså at all tilgjengelig overføringskapasitet er benyttet.

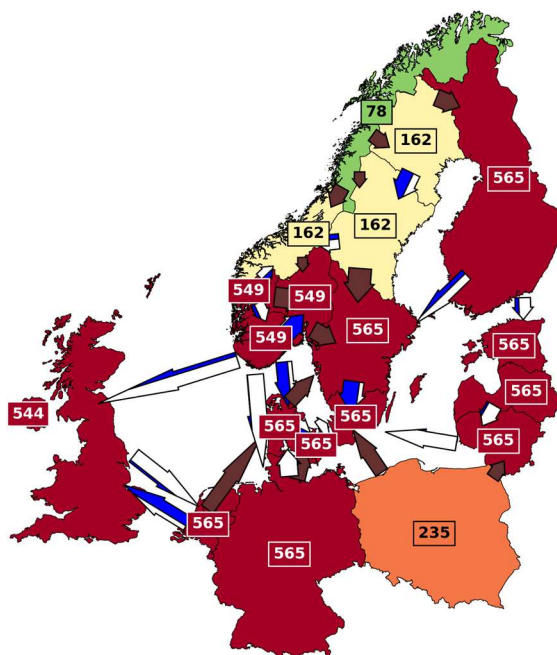
I dette eksemplet er det få flaskehalsar både internt i Norge og Sverige og mellom de to landene, og de fleste av landenes prisområder får samme pris. Det er likevel flaskehals mellom Nord-Norge og Midt-Norge, og lavere priser i nord enn i sør.

LAV VINDKRAFTPRODUKSJON OG NORDISK IMPORT I TOPPLAST

Fredag 16. desember 2022 kl. 8-9 var det svært lav vindkraftproduksjon i Nord-Europa, på 12,5 GWh/h (fordelt på 6,3 GWh/h i Norden og 6,2 GWh/h i Tyskland og Nederland samlet). Dette var også en time med høyt forbruk, med et totalforbruk i Norge på 22,3 GWh/h. Høyt forbruk kombinert med lav vindkraftproduksjon ga høye priser i store deler av Nord-Europa, inkludert i Sør-Norge. Norden samlet hadde i denne timen en netto import på 3,3 GWh/h fra tilgrensende land.

Tross lav vindkraftproduksjon og netto import i Norden samlet, hadde Norge denne timen en netto eksport på 3,4 GWh/h. Dette gir et overordnet bilde av at Norge, med sin gode tilgang på fleksibel kraftproduksjon, ofte har netto eksport selv i høylasttimer. Store deler av Sør-Norge ble denne timen inkludert i et stort felles nordeuropeisk høyprisområde, noe som resulterte i en høy timespris på nesten 5,50 kr/kWh.

fredag 16.12.2022 kl. 8-9



Figur 11. Områdepriser og flyt av kraft mellom områder i en observert time med høyt forbruk, fredag 16. desember 2022 kl. 8:00-9:00. Pilene viser retning av kraftflyten. Andel blåfarge i pilen indikerer hvor mye av overføringskapasiteten som er benyttet. Brun pil indikerer at det er flaskehals mellom områdene, altså at all tilgjengelig overføringskapasitet er benyttet.

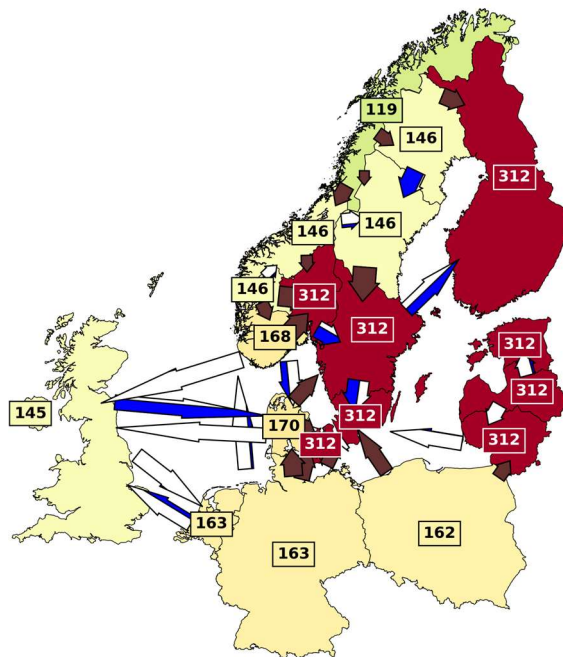
FLASKEHALSER I NETTET OG PRISFORSKJELLER INTERNT I NORGE

Tirsdag 16. januar 2024 kl. 8-9 var det også lite vind i Norden, med en total vindkraftproduksjon på 5,4 GWh/h for Norden samlet. Norge hadde et høyt forbruk, på 24,0 GWh/h, og både Norge som helhet, samt prisområdene NO1, SE3 og SE4 hadde en av sine én prosent timer med høyest forbruk. Norden samlet hadde en høy netto import på 6,5 GWh/h fra tilgrensende land. Som i forrige eksempel var det også i denne timen likevel en netto eksport fra Norge, på 2,2 GWh/h.

Store deler av Norden og Baltikum utgjorde i denne timen et stort felles høyprisområde med en strømpris på over 3 kr/kWh. Grunnet flaskehalsar i nettet mellom Norge og det

nordiske og baltiske høyprisområdet fikk likevel de fleste norske prisområdene lavere priser. Unntaket var NOI, som ble inkludert i det nordiske og baltiske høyprisområdet og fikk en strømpris på over 3 kr/kWh. Dette skyldtes flaskehals mellom NOI og resten av Norge, altså at all tilgjengelig overføringskapasitet var benyttet. Samtidig var det fortsatt mer tilgjengelig overføringskapasitet mellom NOI og SE3, noe som ga lik pris i disse to områdene.

tirsdag 16.1.2024 kl. 8-9



Figur 12. Områdepriser og flyt av kraft mellom områder i en observert time med høyt forbruk, tirsdag 16. januar 2024 kl. 8:00-9:00. Pilene viser retning av kraftflyten. Andel blåfarge i pilen indikerer hvor mye av overføringskapasiteten som er benyttet. Brun pil indikerer at det er flaskehals mellom områdene, altså at all tilgjengelig overføringskapasitet er benyttet.

HVA KAN DISSE EKSEMPLENE FORTELLE OSS OM FREMTIDEN?

Det er viktig å understreke at høye priser ikke nødvendigvis er ensbetydende med lav effekttilgang. Prisene er resultat av flere ulike faktorer, som produksjonskostnadene eller vannverdiene til de produksjonsenhetene som klarer markedet. Høyprisperiodene vi har sett de siste årene har ikke hovedsakelig skyldtes mangel på effekt, men er blant annet forårsaket av høye gasspriser i Europa. Vi har heller ikke grunnlag for å si at det var et reelt nordisk effektunderskudd i disse situasjonene, altså at manglende importmuligheter ville kunne medført makspriser i døgnet og avkorting.

Disse eksemplene gir likevel innsikt i hvordan en markedsituasjon i døgnet vil kunne se ut i en stram effektsituasjon. Som nevnt har vi ikke sett eksempler på ubalanse i døgnet i Norden så langt. I lys av den ventede utviklingen i nordisk effektbalanse presentert i delkapittel 2.4, kan vi likevel ikke utelukke at det i fremtiden kan oppstå timer eller korte perioder med ubalanse, dersom topplast sammenfaller med svært lav nordisk vindkraftproduksjon og/eller begrenset importkapasitet. Markedsituasjonene over viser at NOI og eventuelt andre områder i Norge i en slik situasjon vil kunne bli inkludert i et større nordisk underskuddsområde.

3.4 Kraftmarkedene tilpasses for å møte fremtidens utfordringer

Kraftmarkedene er allerede i dag tett integrert på nordisk og europeisk nivå, og det pågår i dag en videre utvikling av felles nordiske og europeiske markedsløsninger og -plattformer for å tilpasse markedene til fremtidens kraftsystem. I tillegg har flere nordeuropeiske land innført eller planlegger å innføre, nasjonale effektreserver for å sikre tilstrekkelig tilgang på effekt. Det gjennomføres også årlige felleseuropeiske analyser som blant annet skal avdekke effektutfordringer i det fremtidige og mer væravhengige europeiske kraftsystemet.

NORDIC BALANCING MODEL VIL GI EN MER ROBUST SYSTEMDRIFT

Nordic Balancing Model (NBM) er en fellesbetegnelse på et nytt sett av løsninger for balansemarkeder og systemdrift utviklet av de nordiske TSO-ene²⁹. NBM er fremdeles under utvikling, selv om enkelte elementer er implementert og flere etter planen vil bli implementert i løpet av 2024. Gjennom blant annet automatisering av systemdriften og standardisering og finere tidsoppløsning i balansemarkedene skal NBM legge til rette for bedre balanseringsløsninger i systemdriften generelt. Disse endringene er også ventet å bedre balanseringen i situasjoner med anstrengt effektbalanse, som beskrevet i avsnittene under.

Et nytt systemdriftskonsept kalt mACE innebærer krav til balansering og fortløpende regulering av ubalanser på prisområdenivå, med separate reservekrav per prisområde. Områder med størst effektunderskudd vil slik få høyest reservekrav, noe som vil gi bedre forutsetninger for å ivareta systemdriften ved anstrengt effektbalanse. Balansepriser på prisområdenivå også gi sterkere prissignaler der behovet er størst.

Reduksjon av minste budstørrelse i balansemarkedene fra 5 MW til 1 MW kan senke terskelen for at nye aktører, for eksempel fleksible forbrukere, kan delta i disse. Tilgang til større mengder fleksibelt forbruk vil gi sikrere og rimeligere systemdrift i situasjoner med effektmangel.

Utformingen av NBM er i tråd med EU-lovgivningen om balansemarkeder og systemdrift, og balanseprodukter er standardisert og harmonisert i henhold til de felleseuropiske balanseplattformene kalt MARI og PICASSO. Dette legger til rette for fremtidig utveksling av balanseenergi på europeisk nivå. Dette kan gi mulighet for import av balansekraft i anstrengte effektsituasjoner.

FLERE LAND SIKRER NOK RESERVER GJENNOM KAPASITETSMEKANISMER

For å sikre tilstrekkelige nasjonale reserver har flere land både i Norden og Nord-Europa innført eller planlegger å innføre nasjonale effektreserver i form av såkalte kapasitetsmekanismer.

Kapasitetsmekanismer er ulike former for finansiering av både eksisterende og ny produksjonskapasitet, for å sikre at det er nok kapasitet tilgjengelig. En kapasitetsmekanisme vil altså i tillegg til å gi inntekter fra salg i kraftmarkedene, også kjent som «energy-only markedet», også gi inntekter for å ha kapasitet tilgjengelig som kan aktiveres ved behov.

Revidert grensehandelsforordning i Ren energi-pakken fastsetter ulike minimumskrav for at land skal kunne etablere kapasitetsmekanismer³⁰. Disse kravene inkluderer blant annet å dokumentere behovet gjennom tilstrekkelighetsanalyser på europeisk nivå kalt European

²⁹ Mer informasjon om NBM kan finnes her: <https://nordicbalancingmodel.net/>

³⁰ Minimumskravene er i hovedsak beskrevet i EU 943/2019 artikkel 23-26

Resource Adequacy Assessment (ERAA). Dette er en analyse av om det fremtidige europeiske kraftsystemet har tilstrekkelige ressurser å dekke forbruket i topplast. Analysen ser 10 år frem. ERAA er regulert av felleseuropeisk regelverk om systemdrift og kraftmarked³¹ og gjennomføres årlig, første gang i 2021. Analysen gjennomføres av den europeiske samarbeidsorganisasjonen for systemoperatører, ENTSO-E, og i 2023-analysen deltok 37 land, deriblant Norge.

Sverige har i dag kapasitetsmekanisme i form av strategisk reserve på inntil 562 MW (Karlshamnverket i SE4). Svenska Kraftnät kan i perioden 16. november – 15. mars³² aktivere denne reserven som balanseringsreserve etter at alle andre bud er benyttet. Dagens avtale er gjeldende fram til 15. mars 2025. Svenska Kraftnät har signalisert at det vil bli nødvendig å etablere en kapasitetsmekanisme i Sverige etter utløp av nåværende avtale.³³

³¹ Revidert elmarkedsdirektiv (del av 4. energipakke)

³² [Effektreserv | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

³³ [Svenska kraftnät proposes a future capacity mechanism to ensure resource adequacy in the electricity market | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

4 Oppsummering av resultater og behov for tiltak

OPPSUMMERING AV ANALYSERESULTATER

I denne rapporten har vi analysert den fremtidige utviklingen i effektbalansen i Norge og Norden frem mot 2035. Årets analyse viser en mindre svekkelse av effektbalansen fremover enn vi det vi la frem i 2022. De viktigste årsakene til dette er forventede effektutvidelser i vannkraft og forbedret metode for fremskrivning av effektforbruk.

Analysen viser likevel at den norske effektbalansen svekkes, og at Norge kan havne i effektunderskudd mot 2035 uten forutsatte effektutvidelser. Vi har forutsatt effektutvidelser på i alt 4 GW i våre beregninger, og er kjent med at det finnes planer om realisering av ytterligere ny effektkapasitet. Realisering av effektoppgraderinger vil være positivt for effektbalansen. At flere aktører planlegger realisering av ny effektkapasitet viser at forventningen om periodevis høye kraftpriser stimulerer til investeringer.

Selv med effektoppgraderinger som forutsatt viser beregningene en negativ utvikling av den nordiske effektbalansen frem mot 2030 og -35. Det er beregnet et effektunderskudd for Norden i dag på 4 GW. Dette effektunderskuddet kan øke til 13 GW i 2030 og 17 GW i 2035 – i så fall en firedobling fra dagens nivå. Årets analyse tegner likevel et mindre negativt bilde enn i rapporten fra 2022 hvor det ble beregnet et nordisk effektunderskudd på 22 GW i 2030.

Drivkreftene bak energiomstillingen i Europa for øvrig og samtidighet i værforhold i Nord-Europa fører til at det kan reises spørsmål ved om det alltid vil være tilstrekkelig importkapasitet til Norden i topplastperioder med kulde og lite vind.

De fysiske kraftmarkedene er utformet for å sikre effektbalansen frem mot driftstimen. Ved effektknapphet i markedene vil det kunne oppstå sterke prissignaler, også i form av fastsatte makspriser. Disse prissignalene vil kunne tilgjengeliggjøre både mer forbrukerfleksibilitet og produksjonskapasitet. For å sikre stabil systemdrift disponerer nasjonale systemoperatører også særlig inngripende virkemidler, som i ytterste konsekvens kan inkludere tvangsmessig utkobling av forbruk.

I et mer væravhengig kraftsystem vil det nordiske kraftsystemet bli mer sårbart for samtidighet i vær fenomener, topplasttimer og tilgjengelighet av overføringskapasitet. Det pågår i dag en modernisering og videreutvikling for å tilpasse kraftmarkedene og systemdriften til et mer væravhengig nordisk og nordeuropeisk kraftsystem. Effektbalansen utgjør ikke et akutt problem i dag, men det er betydelig usikkerhet rundt utviklingen fremover, både når det gjelder fremtidig effektbalanse, samt virkemåte for eksisterende og nye markedsløsninger. Dette tilsier at NVE må fortsette å overvåke situasjonen og fortløpende vurdere tiltak og økt innsatsen på dette området i samarbeid med andre sentrale aktører.

I FORRIGE RAPPORT FORESLO VI FLERE TILTAK FOR VIDERE OPPFØLGING

I rapporten «Norsk og nordisk effektbalanse mot 2030» foreslo vi noen tiltak som oppfølging av rapporten. Blant annet ble det pekt på behov for videre kunnskapsutvikling, og arbeidet bak foreliggende rapport er en del av denne oppfølgingen. Dette arbeidet har inkludert både oppdateringer av våre datagrunnlag og forventninger, en utvidelse av tidshorisonen fra 2030 til 2035, samt forbedringer i metoden for å fremskrive effektbalansen.

I den forrige rapporten pekte vi også på behov for økt effektbidrag fra norsk vannkraft. Vi konstaterer at en rekke slike prosjekter har blitt fremmet siden 2022. De siste par årene har vi sett at flere kraftprodusenter har lansert oppgraderingsplaner for sine vannkraftanlegg. Helt eller delvis realisering av disse vil kunne bidra til økt tilgjengelig produksjonskapasitet. NVE vil fortsette å prioritere effektutvidelser i vår konsesjonsbehandling, og forbedre metoder for å verdsette økt tilgjengelig produksjonskapasitet i forbindelse med konsesjonsbehandlingen.

Det ble i 2022-rapporten pekt på behov for å utvikle modellverktøy og modellrammeverk som er bedre egnet til å analysere effektbalansen. Dette inkluderer blant annet finere tidsoppløsning, bedre representasjon av tidsforsinkelser og fleksibilitet i vannkraft, samt representasjon av ekstreme vær-situasjoner og samtidighet i vær. NVEs pågående arbeid med forbedrede modellverktøy og modellrammeverk vil gjøre oss bedre rustet til å analysere fremtidens væravhengige kraftsystem. Dette vil også kunne muliggjøre bedre analyser av fremtidig effektbalanse.

VI VIL VURDERE YTTERLIGERE TILTAK

Det er stor usikkerhet knyttet til den fremtidige effektbalansen, og NVE ser det derfor som aktuelt å vurdere ytterligere tiltak hvis situasjonen tilsier det.

I tillegg til NVEs pågående arbeid med forbedrede modellverktøy og -rammeverk, vil også bedre datagrunnlag bidra til forbedret framskrivning og forståelse av den fremtidige effektbalansen. Datagrunnlaget kan forbedres både gjennom kartlegging av eksisterende data og gjennom bedre tilgang til data for tilgjengelig produksjonskapasitet.

For å sikre en tettere oppfølging av effektbalansen kan det være naturlig med mer dialog med systemansvarlig og andre aktører.

Andre tiltak kan også være aktuelle.

DEL 2 – DELRAPPORT I OG II

Bilde: Olav Haaverstad/NVE

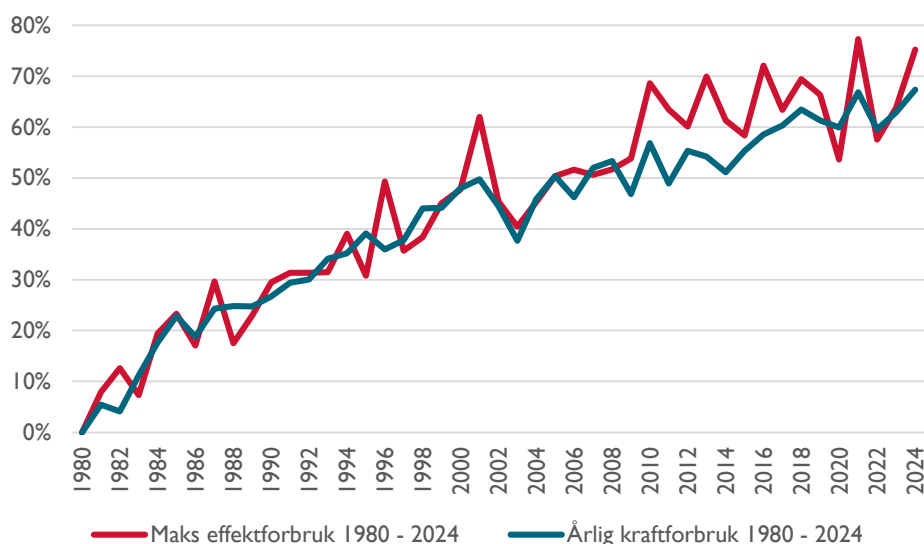


5 Delrapport I: Utvikling av effektbehov mot 2035

5.1 Effektbehovet i Norge har steget 70 prosent siden 1980

Fredag 12. februar 2021 ble det satt rekord i effektforbruk³⁴ i Norge, med et forbruk på 25,2 GW fra klokka 09 til 10 om morgenen. Dette skjedde etter at det hadde vært kaldt vær i flere dager. I oktober 2024 står denne rekorden fortsatt, selv om det i enkeltområder har kommet nye topper.³⁵

Siden 1980 har effektforbruket i Norge steget fra 14,2 GW til 25,2 GW, en økning på over 70 prosent. Økt forbruk i alle sektorer har bidratt til denne oppgangen. I samme periode økte det årlige forbruket av strøm i Norge fra 83 TWh i 1980 til nesten 140 TWh i 2021. Figur 13 viser at effektforbruk og årlig kraftforbruk i stor grad følger hverandre over tid. I 2022 og 2023 var både det årlige forbruket av strøm og effektforbruket lavere enn i 2021.



Figur 13 Prosentvis vekst i effektbehov og årlig kraftforbruk i Norge fra 1980 til 2024. Kilde SSB og Statnett

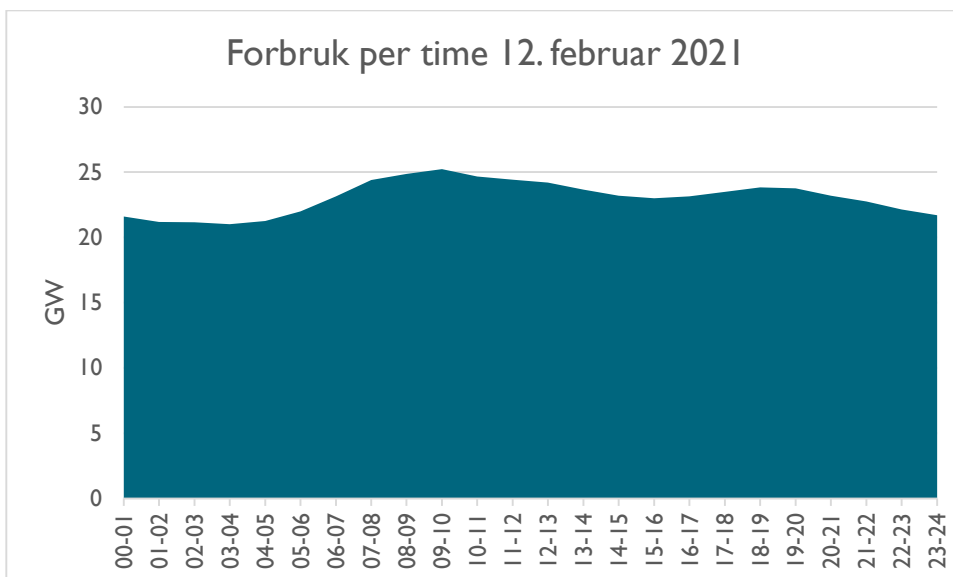
Effekttopper oppstår på kalde vinterdager. Normalt om morgenen mellom klokka 08 til 09, eller 09 til 10. Da er det høy aktivitet i næringslivet, samtidig som husholdningene bruker mye strøm til varme i boligene. I boligområder kan effekttoppene oppstå om ettermiddagen når folk lager mat og det brukes mye strøm til romoppvarming. Romoppvarming i boliger og yrkesbygg står for en høy andel av samlet forbruk i Norge under effekttoppene. De siste årene er elektriske kjøretøy kommet til som et nytt energiformål. Siden kjøretøyene ofte skal brukes på dagtid, blir de i stor grad ladet om natten, eventuelt i helgene. Lading av elektriske kjøretøy har derfor så langt i begrenset grad bidratt til å øke effekttoppene om morgenen.

Selv om effektforbruket er høyt på kalde vinterdager, er det betydelige forskjeller over døgnet. Figur 14 viser at forbruket per time om natten var betydelig lavere enn om

³⁴ Effektforbruk refererer her til gjennomsnittlig effektforbruk per time (GW/h)

³⁵ I prisoMRåde NO1 – Østlandet ble det satt ny rekord i effektforbruk i 2024.

morgenen i det kalde vinterdøgnet 12. februar 2021, da effektrekorden ble satt. Mens forbruket på det høyeste fra klokka 09 til 10 var på 25,2 GW, var det på det laveste fra klokka 03 til 04 nede i 21 GW. En forskjell på 20 prosent. I byområder kan forskjellen mellom natt og dag være enda større. Figur 14 viser også at forbruket midt på dagen normalt er lavere enn om morgenen. Flytting av forbruk fra timer med høyt forbruk til timer med lavt forbruk i løpet av et døgn kan være med på å redusere maksimalforbruket både nasjonalt og lokalt. Det er best plass til nytt forbruk om natten.



Figur 14 Forbruk i transmisjonsnett i Norge et kaldt vinterdøgn. Kilde: Statnett

Tabell 1 viser at maksimalforbruket av strøm i 2021 inntraff på litt ulike tidspunkt rundt om i landet. I tillegg ser vi at NO1, med de folkerike områdene i og rundt Oslo, står for den høyeste andelen av forbruket på kalde vinterdager. Dette kommer av at det brukes mye strøm til romoppvarming i boliger og yrkesbygg når det er kaldt ute.

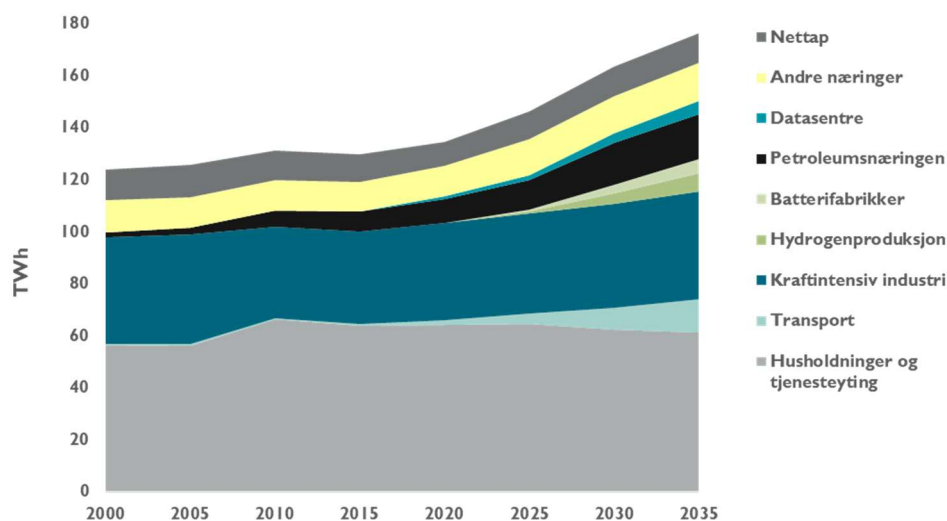
Tabell 1 Maksimalforbruk av strøm per prisområde i 2021. Kilde: NVE

Område	NO1 Østlandet	NO2 Sør-Norge	NO3 Midt-Norge	NO4 Nord-Norge	NO5 Vest-Norge
Timesforbruk GW	7,9	6,9	4,8	3,0	3,0
Tidspunkt i 2021	4. februar 08:00-09:00	12. februar 09:00-10:00	5. februar 07:00-08:00	25. januar 15:00-16:00	4. februar 10:00-11:00
Forbruk 12/2 kl. 09-10	7,8	6,9	4,6	2,9	3,0

5.2 Effektbehov i Norge mot 2030 og 2035

Figur 15 viser historisk utvikling i strømforbruk i Norge siden år 2000 og fremskrivning til 2035 fra LA23. Vi anslår her at forbruket kan vokse fra i underkant av 140 TWh i dag, til 164 TWh i 2030 og videre til 176 TWh i 2035. Dette er en betydelig sterkere vekst i strømforbruk enn i perioden fra år 2000 til 2020. Det er fremover forventet økt forbruk av strøm til elektrifisering av transport, industri og petroleumssektoren for å redusere

klimagassutslipp, samt til nye kraftintensive næringer som hydrogenproduksjon, batterifabrikker og datasentre. Strømforbruket i husholdninger og tjenesteytende næringer er derimot ventet å gå ned som et resultat av bedre hus og yrkesbygg og mer energieffektivt oppvarmingsutstyr, elektriske apparater og belysning.



Figur 15 Årsforbruk av strøm i ulike sektorer i Norge.

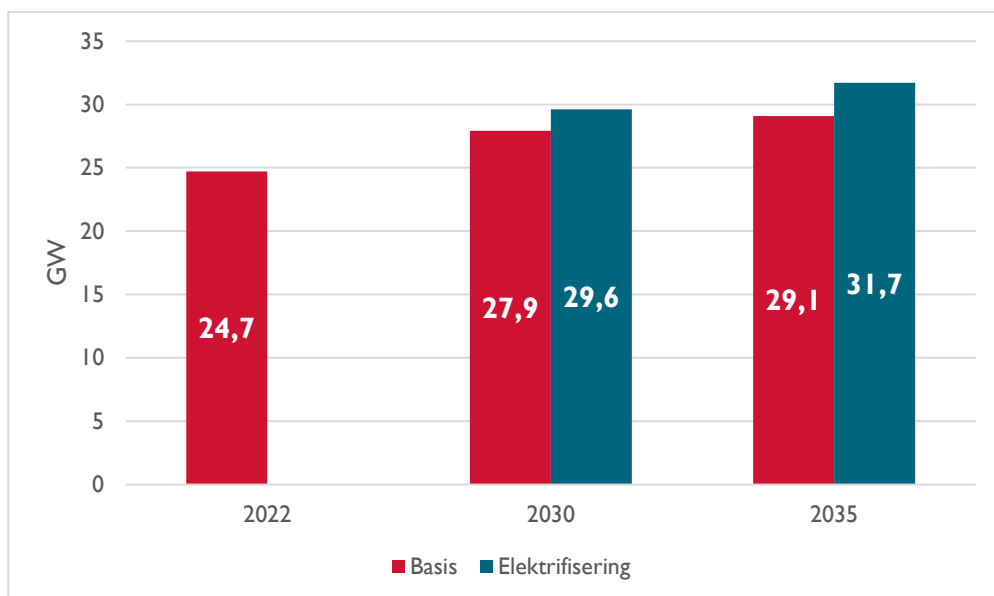
Med bakgrunn i fremskrivningene av årlig kraftforbruk fra LA23, estimerer vi fremtidig utvikling i effektbehov mot 2030 og 2035. Våre beregninger viser at det maksimale effektbehovet i 2030 kan nå 27,9 GW. I 2035 kan dette vokse videre til 29,1 GW. Dette er en sterkere vekst i effektbehov enn det vi har sett de siste tiårene vi har bak oss og henger sammen med det økte strømforbruket til elektrifisering og til nye kraftintensive næringer. Det er den anslåtte veksten i strømforbruket til de store kraftbrukerne innen industri, petroleumssektoren, hydrogenproduksjon, batterifabrikker og datasentre som bidrar mest til oppgangen i effektbehov fremover. Elektrifisering av transport og maskiner er derimot ikke ventet å bidra vesentlig til å øke det maksimale effektforbruket, da vi antar at de i hovedsak vil fortsette å lade om natten og muligens midt på dagen. Maksimalt effektbehov i husholdninger og tjenesteyting er ventet å gå ned som følge av bedre isolerte hus og bedre oppvarmingsutstyr. Våre beregninger viser likevel at det maksimale effektforbruket vil oppstå om morgenen på kalde vinterdager i 2030 og 2035.

Fremskrivningene i LA23 er ikke nullutslippsscenario, men basert på dagens politikk og markedsutvikling. I 2024 er NVE bedt om å levere en første forenklet scenarioanalyse³⁶. Her ser vi på hvordan kraftmarkedet påvirkes av et høyere kraftforbruk enn det vi har i vår basisbane, som følge av tiltak for å kutte klimagassutslipp. Kraftforbruket som ligger til grunn for hovedscenarioene, Klimatiltak og Elektrifisering, er basert på anslag i Miljødirektoratets tiltaksrapport Klimatiltak i Norge – kunnskapsgrunnlag 2024³⁷. Øvrige forutsetninger om kraftproduksjon, overføringskapasitet og forbruk utenfor Norge er de samme som i LA23.

³⁶ [NVE Rapport 18/2024](#)

³⁷ [Klimatiltak i Norge: Kunnskapsgrunnlag 2024 - miljodirektoratet.no](#)

I scenarioet Elektrifisering analyserer vi kraftmarkedene i både 2030 og 2035. Her øker kraftforbruket som følge av utstrakt elektrifisering av hele den norske økonomien, gjennom at alle tiltak som utredes i tiltaksrapporten gjennomføres. Dette betyr at scenarioet både inneholder ESR-tiltakene fra Klimatiltak, men også tiltak rettet mot utslipp under klimakvotestystemet (EU ETS)³⁸. Sektorer med utslipp som inngår i EU ETS er hovedsakelig industri, petroleum og luftfart. I scenarioet blir Norges kraftforbruk 178 TWh i 2030 og 198 TWh i 2035. Dette utgjør henholdsvis 14 og 21 TWh høyere kraftforbruk i 2030 og 2035 enn i NVEs basisbane. Når vi legger forbrukstallene fra scenarioet Elektrifisering til grunn, øker våre anslag for maksimalt effektbehov i 2030 til 29,6 GW og i 2035 til 31,7 GW. Dette er vist i Figur 16.



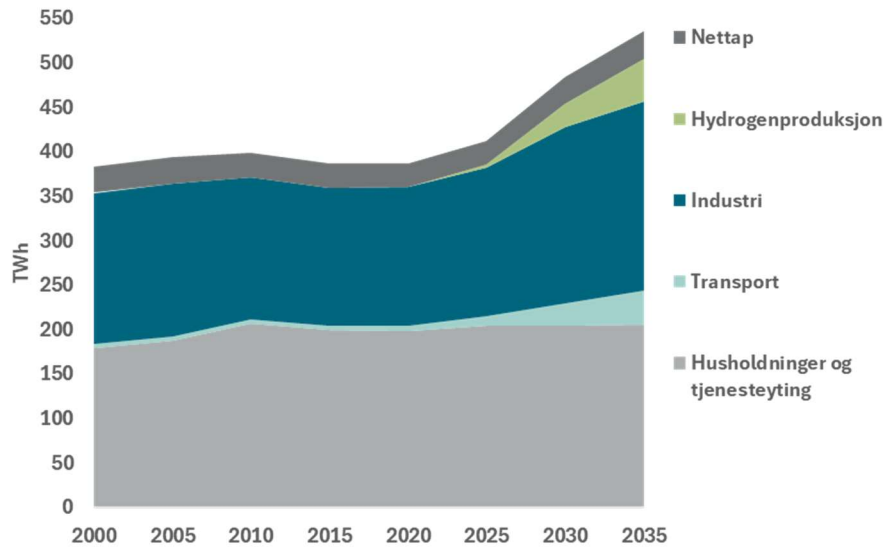
Figur 16 Maksimalt effektbehov fremskrevet for 2022, 2030 og 2035 for basis LA23 og økt elektrifisering

5.3 Effektbehov i Norden fram mot 2035

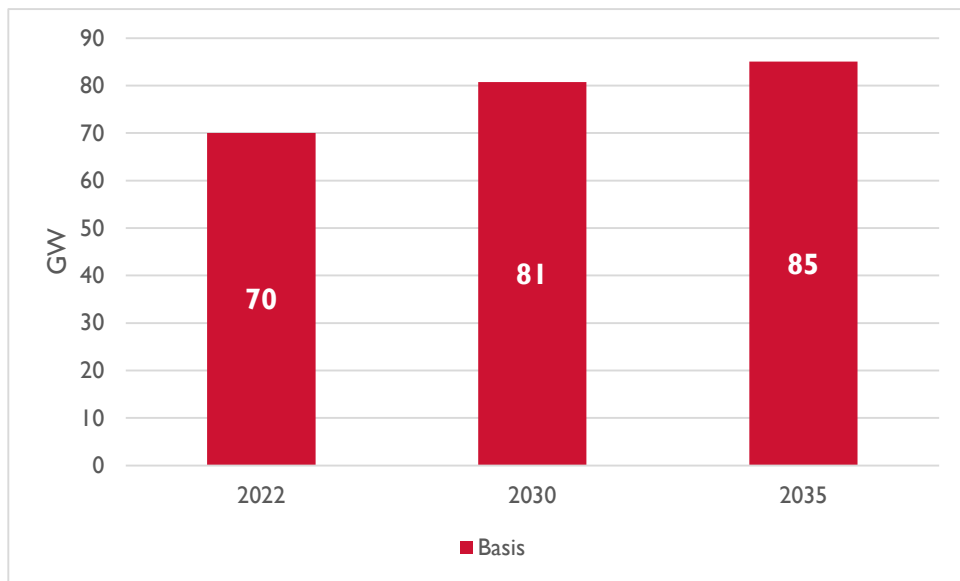
Felles for alle de nordiske landene er utsiktene til en kraftig vekst i strømforbruket fremover. Bakgrunnen for dette er forventet etterspørsel etter mer strøm til utfasing av fossil energi og etablering av nye kraftintensive næringer. Generelt antar vi at direkte elektrifisering blir brukt for å fase ut mye fossil energi der det er mulig. I tilfeller der dette ikke er mulig, antar vi at hydrogen eller andre energivarer og teknologier som reduserer klimagassutslipp erstatter fossil energi. Hydrogen antas å få en stadig viktigere rolle i det nordiske kraftsystemet fram mot 2035. Figur 17 viser antatt utvikling i årsforbruk av strøm i Norden mot 2035. I denne figuren er strøm til datasentre plassert i kategorien industri.

På samme måte som for Norge, vil økt elektrifisering og ny industri også føre til høyere effektbehov for hele Norden. Basert på fremskrivninger fra LA23, har vi estimert at det samlede effektbehovet i Norden vil vokse fra 70 GW i 2022, til rundt 81 GW i 2030 og videre til rundt 85 GW i 2035. Dette er vist i Figur 18.

³⁸ Kraftbruk til nye kraftintensive næringer som hydrogenproduksjon, batterifabrikker og datasentre i basisbanen til NVE er fortsatt med i scenarioet Elektrifisering. Å skifte ut fossil energi med hydrogen er et av mange tiltak for å redusere klimagassutslipp.



Figur 17 Årsforbruk av strøm i ulike sektorer i Norden.



Figur 18. Effektbehov i Norden.

5.4 Metode for å fremskrive fremtidig effektbehov

ULIKE FORBRUKSKATEGORIER HAR ULIKT BRUKSMØNSTER

Forbrukerne kan grovt deles i to hovedgrupper; store kraftbrukere og alminnelig forbruk.

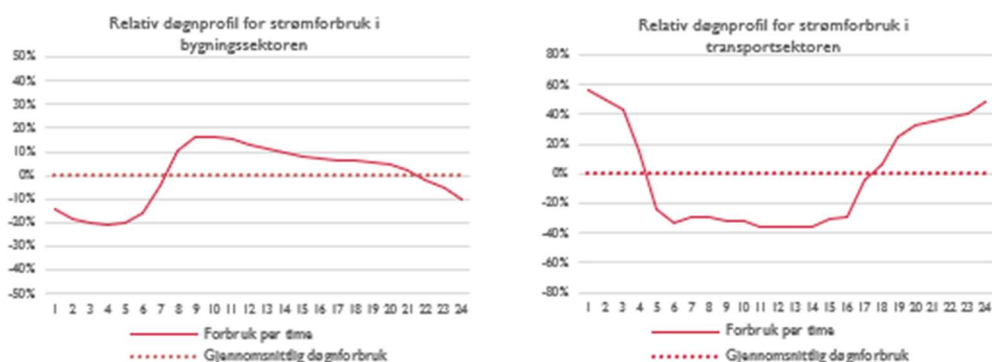
Store kraftbrukere kan avgrenses til forbrukere med årsforbruk av strøm på over 100 GWh, tilsvarende en installert effekt på rundt 15 MW og oppover. Dette er store anlegg og fabrikker innen metallindustrien, treforedling, kjemisk industri, mineralsk industri, petroleumsnæringen, hydrogenproduksjon, datasentre og nye store kraftbrukere som batterifabrikker og fiskeoppdrett på land. Forbruket til disse anleggene er ganske jevnt fordelt over året. Ved å anta at nye forbrukere vil ha en forbruksprofil som er lik dagens store kraftbrukere, kan nytt effektbehov enkelt anslås ved å dele årsforbruket på antall timer

i året. Det gjør at årsforbruket og timesforbruket utvikler seg likt. Det betyr at ti prosent økning i årsforbruket til de store kraftbrukerne også vil gi ti prosent økning i effektforbruket.

Alminnelig forbruk er en sammensatt gruppe som dekker husholdninger, tjenesteytende næring, transport, ikke-kraftintensiv industri, landbruk, bygg og anlegg som alle har ulike forbruksmønstre og variasjoner gjennom året og døgnet. Det er dermed utfordrende å fremskrive utviklingen i effektbehov, men vi har valgt å dele inn alminnelig forbruk i to kategorier; bygg og transport.

Transport er ulike typer elektriske kjøretøy. I dag er denne kategorien dominert av elbiler. De har i dag et forbruksmønster der store deler av ladingen foregår om natten. Det er dette forbruksmønsteret som ligger inne i våre modeller. Dette er illustrert i Figur 19.

Bygg omfatter alle andre kategorier enn transport i alminnelig forbruk. Boliger og yrkesbygg dominerer denne kategorien. Det brukes mye strøm til varme i bygg. Både til romoppvarming og til varmtvann. I tillegg går det med mye strøm til tekniske anlegg i yrkesbygg. Strømforbruket i bygninger varierer både over året og over døgnet. Strømforbruket er høyest på kalde vinterdager, da det brukes mye strøm til romoppvarming. I tillegg er det høyest om morgenen, fra klokka 08 til 10, fordi da går de tekniske anleggene i yrkesbygg for fullt, samtidig som det er mye vann som blir varmet i varmtvannstankene i de tusen hjem.



Figur 19 Relative døgnsprofiler for forbruk i bygningssektoren og transport en kald vinterdag

METODE FOR Å FINNE MAKSIMALT EFFEKTBEHOV

Når vi har fremskrevet effektbehovet fram mot 2035 har vi tatt utgangspunkt i samme metode som ble brukt i forrige rapport, men med oppdaterte forutsetninger. Det betyr at vi har beregnet maksimalt effektbehov ved å legge sammen forbruksprofiler for de ulike forbrukskategoriene, og beregnet en nasjonal forbruksprofil. Metoden tar ikke hensyn til prissensitivitet i alminnelig forsyning.

HVORFOR FÅR VI ANDRE RESULTATER ENN FORRIGE GANG?

Siden forrige effektrapport³⁹ er det gjort noen endringer i forutsetningene for analysen.

1. Endrede forutsetninger i det årlige kraftbehovet
2. Endret referanseperiode fra 1981-2010 til 1991-2020
3. Ny forbruksprofil for kategorien bygningssektoren

³⁹ [NVE Rapport](#)

Vi bruker andre forutsetninger for det årlige kraftbehovet. Denne gangen bruker vi oppdaterte tall fra Langsiktig kraftmarkedsanalyse fra 2023. De nye fremskrivningene gir et høyere årlig kraftbehov enn det som ble forutsatt forrige gang da vi la til grunn Langsiktig kraftmarkedsanalyse fra 2021. Dette er med på å trekke opp det maksimale effektbehovet.

Referanseperioden for værår er endret fra 1981-2010 til 1991-2020 i våre analyser. Dette er en periode som er noe varmere enn den foregående periode, og bidrar til et lavere kraftbehov og dermed lavere maksimal effekt.

I tillegg har vi oppdatert forbruksprofilene for bygningssektoren ved å benytte en maskinlæringsalgoritme som bruker flere forklaringsvariabler i tillegg til temperatur i samme time. Eksempelvis tid på døgnet, ukedag og hva temperaturen var x timer tidligere. Sammen med ny referanseperiode har vi nå forbruksprofiler som treffer variasjoner i sesong og døgn mer presist. De nye forbruksprofilene har et lavere maksimumspunkt enn de profilene vi brukte tidligere.

I sum fører disse endringene til at vårt estimat for maksimalt timesforbruk i 2030 er redusert fra 28,7 GW i effektrapporten fra 2022, til 27,9 GW i årets analyse.

5.5 Drøfting av effektbehov og fleksibilitet mot 2030 og 2035

Vi har i denne analysen estimert en ganske kraftig oppgang i maksimalt effektforbruk mot 2030 og 2035, og antatt at det er økt forbruk hos store kraftbrukere som vil bidra mest til denne oppgangen. Hvor sterk veksten i strømforbruk til disse store kraftbrukerne faktisk blir, er likevel usikkert. Både NVE⁴⁰ og Statnett⁴¹ har i 2024 kommet med nye analyser av den kortsiktige utviklingen av forbruk, som viser til forsinkelser og stopp i store kraftkrevende prosjekter. En slik utvikling vil også redusere veksten i effektbehov fremover. På den andre siden kan mer ny fornybar kraft, gi grunnlag for å sette i drift flere kraftkrevende bedrifter og prosjekter. Dette er nok mest aktuelt etter 2030, da det er forventet at Norge vil få en sterk vekst i vindkraft til havs⁴².

Et annet forhold som kan påvirke utviklingen i det maksimale effektforbruket, er hvor fleksibelt forbruket er. Høyt forbruk fører normalt til høy kraftpris. Da er det mange forbrukere som ønsker å redusere strømforbruket. Dette gjelder både husholdninger, tjenesteytende næringer og kraftintensiv industri.

Siden det maksimale effektforbruket oppstår på kalde vinterdager, hvor det er stort behov for energi til romoppvarming, er det begrenset hvor mye husholdningene og tjenesteytende næringer kan redusere forbruket på kort sikt. Noe kan det likevel være å hente, ved at temperaturen senkes i rom som ikke blir brukt og ved å bruke andre energivarer enn strøm. Mange husholdninger har vedovn og muligheter til å fyre mer med ved ved lave utetemperaturer. På litt lenger sikt kan energieffektivisering og flytting av fleksibelt forbruk som varmtvann redusere det maksimale effektbehovet i bygninger.

Kraftintensiv industri ønsker normalt å ha jevnt forbruk over året, men også de ønsker å unngå timer med svært høye kraftpriser. Flere kraftintensive bedrifter har derfor mulighet til å stenge ned deler av produksjonen i kortere, eller lengre perioder. Det varierer mye mellom de kraftintensive næringene hvor fleksible de er. Det er også stor usikkerhet knyttet til hvor mye fleksibilitet nye store kraftforbrukere vil kunne bidra med.

⁴⁰ [Fortsatt positiv kraftbalanse mot 2028 - NVE](#)

⁴¹ [Behov for å styrke strømmettet og stor verdi av nettiltak – Kortsiktig markedsanalyse 2024-2029 | Statnett](#)

⁴² [Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023 - NVE](#)

I våre fremskrivninger av maksimalt effektbehov har vi lagt til grunn at den mest fleksible hydrogenproduksjonen er koblet ut som følge av høye priser, da disse enhetene har som formål å utnytte lave kraftpriser. Det gjenværende forbruket til hydrogenproduksjon vil trolig være innsatsfaktor i industrien og dermed i større grad kreve kontinuerlig drift.

Det er vanskelig å vite hvor fleksibelt forbruket i Norge i praksis er. I NVE-rapporten «Norsk og nordisk effektbalanse frem mot 2030»⁴³ fra 2022 gjorde vi en grundig kartlegging av ulike former for forbrukerfleksibilitet, og drøftet ulike momenter som kan bidra til å utløse mer fleksibilitet hos forbrukere. I denne rapporten ble det anslått en fleksibilitet i forbruket på over 1 GW, selv ved lav fleksibilitet. Dette legger vi til grunn som nedre grense også i denne rapporten.

Andre forhold som kan gi en annen utvikling i maksimalt effektforbruk, enn anslått i denne analysen, er mildere klima og nye forbruksgrupper. Mildere klima med høyere utetemperaturer kan gi lavere oppvarmingsbehov og dermed lavere effekttopper om vinteren enn det vi har lagt til grunn.

Innen transport og maskiner er det nye typer kjøretøy og maskiner som elektrifiseres og de kan ha et annet forbruksmønster enn dagens elektriske kjøretøy. Dette gjelder alt fra lastebiler, trailere, fly, båter, anleggsmaskiner til landbruksmaskiner. Mens vi i våre fremskrivninger av strøm til transport anslår at mye av ladingen skjer om natten, eller midt på dagen, kan nye typer elektriske kjøretøy og maskiner legge mer av ladingen sin til morgentimene, eller ettermiddagen. Vi vet i dag for lite om hvordan disse nye aktørene vil opptre i kraftmarkedet. Det som taler imot at de lader mye om morgenen, er at de ofte skal brukes til ulike typer arbeidsoppgaver om dagen og derfor bør være oppladet om morgenen når arbeidsdagen starter. Det kan være behov for ekstra lading midt på dagen når de har vært brukt noen timer.

Summert opp, er det nok større sannsynlighet for at det maksimale effektbehovet i 2030 blir lavere, enn høyere, enn det vi har kommet frem til. Nye analyser tyder på at flere store kraftkrevende prosjekter blir forsinket, eller lagt på is. Det er også grunn til å anta at det er noe fleksibilitet i strømforbruket som vil trekke ned det maksimale effektbehovet om morgenen på kalde vinterdager.

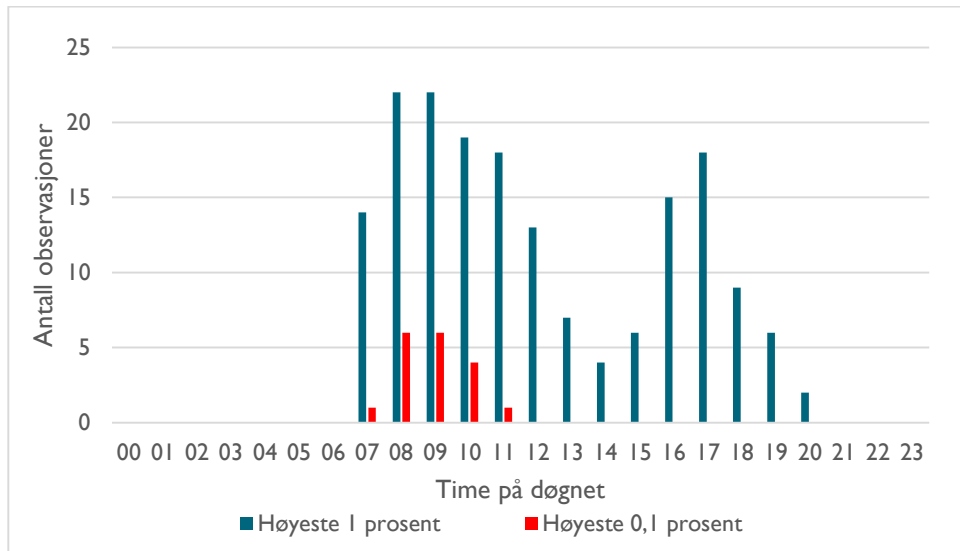
Mot 2035 er derimot utfallsrommet større. Flere nye store kraftkrevende prosjekter kan rekke å bli realisert og mer ny kraftproduksjon fra havvind gjør det mer sannsynlig at de blir realisert.

5.6 Tidspunkt, varighet og samtidighet for topplasttimene

For å få mer kunnskap om fremtidige topplasttimer har vi studert perioder med spesielt høyt forbruk i vinterhalvåret basert på historiske markedsdata i perioden oktober 2020-juni 2024.

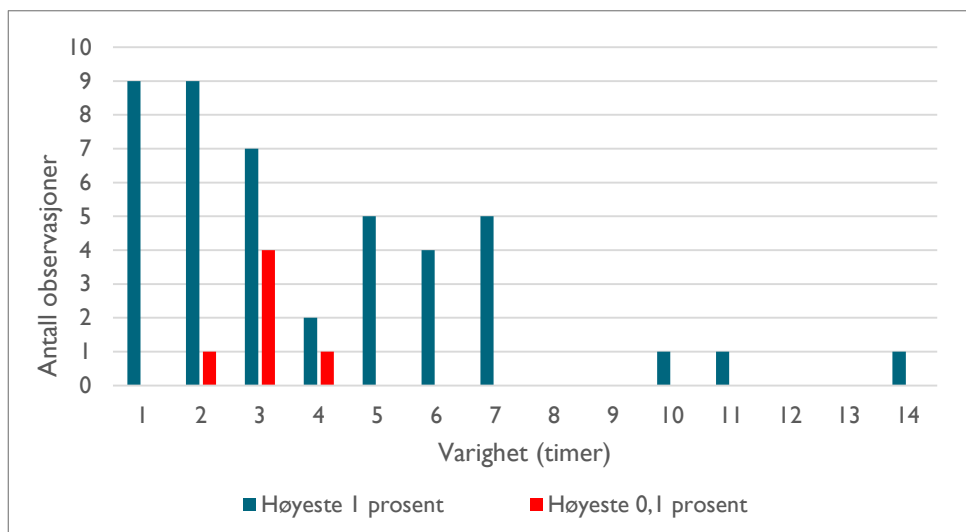
For å se nærmere på timer med det aller høyeste forbruket velger vi ut de én prosent av timene med høyest forbruk i Norge. For å undersøke ekstremene, velger vi også et mindre utvalg på de 0,1 prosent høyeste timene. Figur 20 viser hvilket tidspunkt de observerte topplasttimene har oppstått. Vi ser at disse timene kan oppstå på ulike tidspunkter av dagen, med en overvekt på formiddagen, spesielt for de alle høyeste timene.

⁴³ [NVE Rapport](#)



Figur 20. Oversikt over når på døgnet vi har observert det høyeste effektforbruket de siste vinterhalvårene

Hvis vi ser nærmere på varigheten av perioder med svært høyt forbruk, som vist i Figur 21, ser vi at de observerte topplasttimene ikke nødvendigvis oppstår som enkelttimer, men at perioder med svært høyt forbruk kan være i flere etterfølgende timer. Til og med når vi begrenser utvalget til de 0,1 prosent høyeste observerte topplasttimene finner vi en gjennomsnittlig varighet på 3 timer for disse periodene.

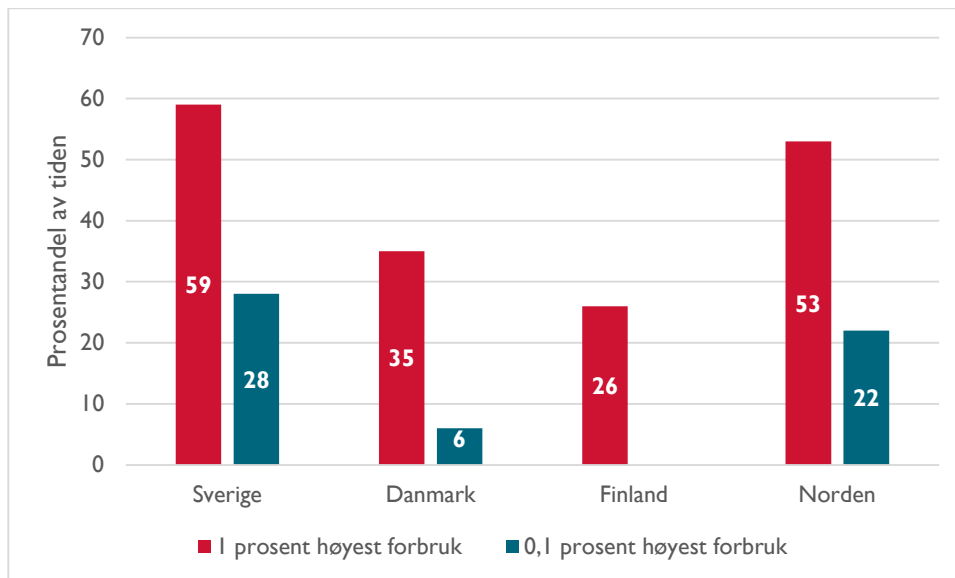


Figur 21. Oversikt over varighet for perioder med spesielt høyt effektforbruk.

Tross begrenset mengde data og betydelig usikkerhet, kan vi trekke noen lærdommer ut av disse enkle eksemplene fra historiske data. For det første ser vi at perioder med høyt effektbehov ikke nødvendigvis oppstår i den vanlige topplasttimen rundt kl. 8, men kan oppstå på ulike tidspunkter av dagen, med en overvekt på formiddagen, spesielt for de alle høyeste timene. For det andre vil ikke situasjoner med svært høyt effektbehov nødvendigvis oppstå i form av enkelttimer, men også kunne være i flere sammenhengende timer.

For å vurdere i hvor stor grad topplast kan ventes å bli nådd i flere nordiske land og/eller flere prisområder samtidig, har vi undersøkt grad av samtidighet i samme periode. Figur 22 viser hvor stor prosentandel av de observerte topplasttimene som sammenfaller med de observerte topplasttimene i resten av Norden. Resultatene viser at Sverige har sine observerte topplasttimer i 59 prosent av disse timene. Tilsvarende tall for hele Norden er 53 prosent. Dette betyr at blant de én prosent høyeste timene i Norge i denne perioden,

var 59 prosent av timene også blant de én prosent høyeste timene i Sverige. I 53 prosent av timene var det observerte toppplasttimer for alle de nordiske landene (Norge, Sverige, Danmark og Finland) samtidig.



Figur 22 Grad av samtidighet av toppplasttimer mellom Norge og resten av Norden, vinterhalvårene 2020-2024.

Selv når vi kun ser på de 0,1 prosent av timene med høyest forbruk finner vi også en betydelig grad av samtidighet mellom Norge og resten av Norden. I hhv 28 og 22 prosent av timene har Norge sine aller høyeste toppplasttimer samtidig med Sverige og resten av Norden.

Det er viktig å understreke at disse analysene kun er basert på en begrenset tidsperiode. For å kunne trekke mer robuste konklusjoner om hyppighet av, og fremtidig sannsynlighet for, samtidighet av toppplast vil det være nødvendig med mer detaljerte analyser av lengre tidsperioder. Analysene av historiske data for de siste årene gir likevel en indikasjon på at man ikke kan utelukke at toppplasttimer, og også ekstremtimer, vil kunne oppstå samtidig i flere Nordiske land.

6 Delrapport II: Utvikling av tilgjengelig produksjonskapasitet mot 2035

6.1 Den installerte produksjonskapasiteten øker fram mot 2035

Det er flere ulike drivere som vil påvirke hvordan installert produksjonskapasitet vil utvikle seg mot 2030 og 2035. Forbruksvekst, utviklingen i prisene for utslippskvoter, teknologiutvikling innen fornybar kraftproduksjon er alle eksempler på drivere som påvirker hvordan den installerte effekten vil bli. Kraftmarkedet, nasjonale og europeiske myndigheter, nettkapasitet og avveininger mellom ulike interesser, er andre faktorer som påvirker hvor mye ny kraftproduksjon som vil bygges ut.

I denne rapporten legger vi til grunn de produksjonsfremskrivningene som ble gjort i forbindelse med LA23. Produksjonskapasiteten i Norge i LA23 er oppjustert sammenlignet med LA21 og det er særlig kapasiteten til solkraft og vindkraft til havs som står for denne oppgangen. I tillegg har konsesjonsbehandlingen av vindkraft på land blitt gjenopptatt, slik at det er forventet en liten økning i landbasert vindkraft fram mot 2035, særlig i forbindelse med kraftløftet i nord. I forutsetningene har vi også lagt til grunn en oppgang i installert effekt fra vannkraft fra både nye kraftverk og effektutvidelser i eksisterende kraftverk.

Tabell 2 oppsummerer våre fremskrivninger for installert effekt i Norge fram mot 2035 fordelt på produksjonsteknologi. Disse er beskrevet mer i detalj under.

Tabell 2 Produksjonskapasiteter i Norge

Produksjonskapasiteter i Norge [GW]							
	Vannkraft	Vindkraft på land	Havvind	Solkraft	Kjernekraft	Annen Termisk	Sum
2022	33,7	5,1	0	0,3	0	0,6	39,7
2030	36,9	5,3	0	4,4	0	0,3	46,9
2035	37,8	5,8	2,4	7,4	0	0,3	53,6

På kort sikt legger vi til grunn en vekst i solkraftproduksjon, drevet av lavere kostnader. Solkraftanlegg på bygg og tak kan realiseres raskere enn vannkraft og vindkraft, men foreløpig har vi begrenset erfaring med konsesjonsbehandling og utbygging av konsesjonspliktige solkraftverk.

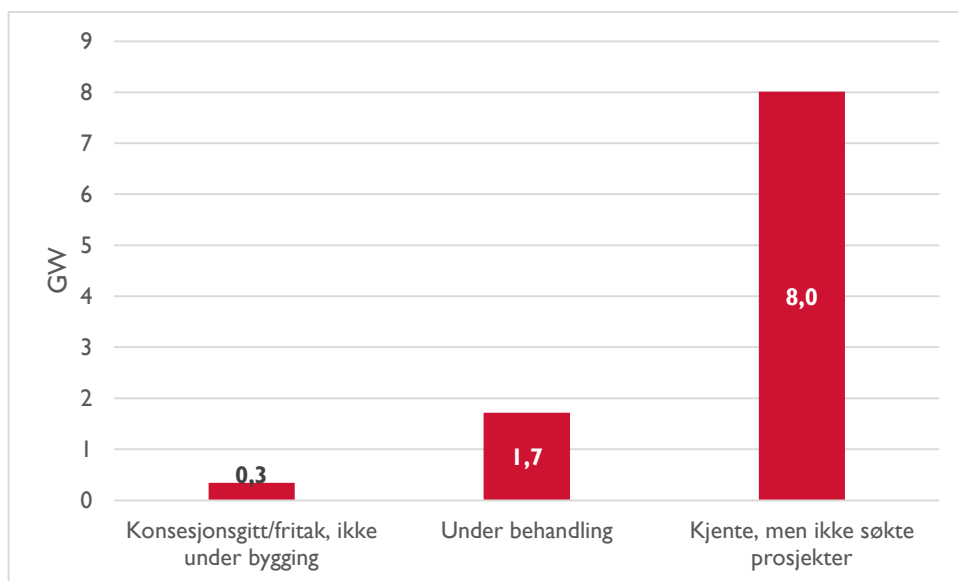
Hvor mye havvind som vil settes i drift i Norge fremover er usikkert. I LA23 har vi lagt til grunn at det ikke gis statlig støtte til andre prosjekter enn Sørlig Nordsjø II fase I og Utsira Nord, og begge disse er antatt å komme i drift innen 2035. For nye prosjekt utover dette vil inntektene være mer usikre. Med våre forutsetninger om utviklingen i kraftsystemet i Norge og i landene rundt oss, viser våre analyser at et større volum havvindutbygging i Norge vil avhenge av en betydelig kostnadsreduksjon eller subsidier for at havvinden skal være lønnsom i et markedsperspektiv.

I fremskrivningene er det også lagt til grunn en oppgang i installert effekt fra vannkraft på omtrent 4 GW fra 2022 til 2035. Av disse er om lag 2 GW nye vannkraftverk og 2 GW effektutvidelser i eksisterende vannkraftverk.

Til sammen utgjør kjente effektutvidelsesprosjekt i Norge mer enn 10 GW, noe som indikerer et stort teknisk potensial. Planlegging, konsesjonsbehandling og bygging av større

vannkraftprosjekter tar imidlertid lang tid. Dette begrenser hvor mye vi forventer at kan realiseres innen 2035. Hvor mye av effektutvidelsene som gjennomføres, vil blant annet avhenge av kraftprisinivå, prisvolatilitet, aksept for økt vannkraftutbygging og forutsigbare rammevilkår. Disse prosjektene gir lite ny produksjon, og bedre oppnådd kraftpris er derfor avgjørende for å gjøre prosjektene lønnsomme. Vi har derfor vurdert at det er realistisk at om lag 2 GW effektutvidelser i regulerbar kraft kan komme innen 2035.

Samlet kapasitet for kjente effektutvidelser i eksisterende kraftverk, både regulerbare og uregulerbare, er vist i Figur 23.



Figur 23: Sum av kjente større effektutvidelser i eksisterende vannkraftverk.

NORDEN

I de nordiske landene er det også lagt til grunn en sterkere vekst i produksjonskapasiteten i LA23 sammenlignet med LA21. Solkraft, vindkraft på land og vindkraft til havs står for den største oppjusteringen. Kjernekraft er en viktig kilde til grunnlast i det nordiske kraftsystemet. Det er driftsplaner for alle kjernekraftreaktorene til utpå 2040-tallet, så vi legger til grunn at kapasiteten til kjernekraft holder seg stabil fram mot 2035. Produksjonskapasiteten til termiske kraftverk er noe oppjustert i LA23 sammenlignet med LA21, men det er fortsatt en nedadgående trend de neste årene. Dette skyldes blant annet at eksisterende kull- og gasskraftverk fases ut, i tillegg til at kraftproduksjon fra industriell overskuddsvarme reduseres på grunn av effektivisering i industrien. Installert produksjonskapasitet i Norden er vist i Tabell 3.

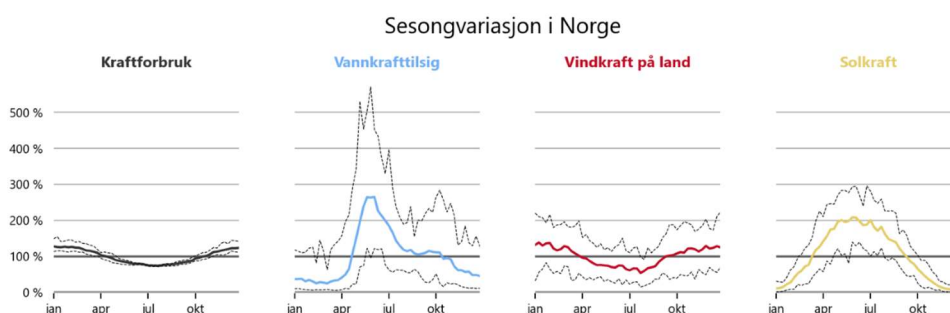
Tabell 3 Produksjonskapasiteter i Norden

Produksjonskapasiteter i Norden [GW]							
	Vannkraft	Vindkraft på land	Havvind	Solkraft	Kjernekraft	Annen Termisk	Sum
2022	52,9	30,3	2,3	6,2	9,7	22,1	123,4
2030	56,3	41,6	5	23,2	11,3	18,9	156,3
2035	57,2	45,1	15,3	32,3	11,3	17,9	178,9

6.2 Tilgjengelig produksjonskapasitet

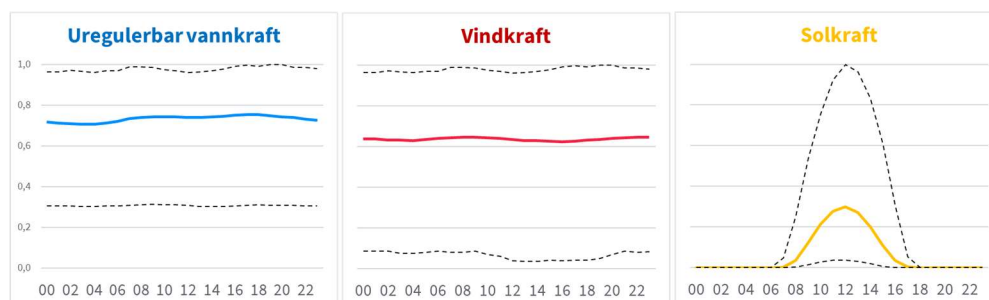
Isolert sett er den installerte produksjonskapasiteten i Norge nok til å dekke de høyeste forbrukstoppene. All installert kapasitet vil imidlertid ikke være fullt tilgjengelig til enhver tid. Uregulerbar vann-, sol-, og vindkraft er væravhengige produksjonsteknologier, der produksjonsprofilen i stor grad varierer med vær- og sesongforhold. Effektbidraget fra regulerbar vannkraft vil også variere noe over året. Kraftsystemet skal være i stand til å dekke forbruket også når det er lite vanntilslutning, sol eller vind. Det er derfor viktig å vurdere i hvilken grad vi kan stole på de ulike teknologiene når behovet er størst.

Av Figur 24 fremkommer det at sesongprofilen til uregulerbar vannkraft og solkraft bidrar mest i vår- og sommerhalvåret, og har lav samtidighet med periodene hvor forbruket er høyest. Vindkraft på land har derimot en sesongprofil som sammenfaller godt med forbruksprofilen.



Figur 24: Sesongprofil relativt til gjennomsnittet, for kraftforbruk, tilslutning, vindkraft på land og solkraft i Norge. Sesongprofil viser perioden 1979-2019. De stiplede linjene viser historisk maks- og minimumsnivå i samme periode. Profilene og utfallsrommene er ukedata.

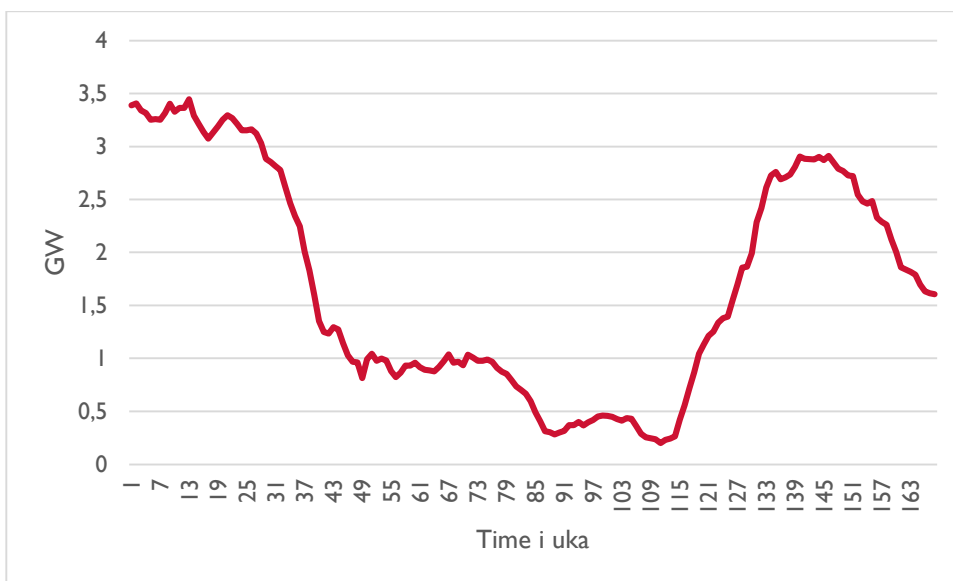
Døgnprofilene er også viktige. Figur 25 viser gjennomsnittlig produksjon fra uregulerbar vannkraft, vindkraft og solkraft for hver time av døgnet, hel linje, relativt til maksimums- og minimumsproduksjonen, stiplede linjer. Her ser vi at vindkraft og uregulerbar vannkraft i gjennomsnitt bidrar ganske likt uavhengig av tid på døgnet, men at produksjonen kan avvike svært mye fra dag til dag og fra time til time. For solkraft ser vi en mer distinkt døgnprofil, men solkraften bidrar likevel lite i topplattimene på vinteren, som typisk finner sted kl. 9-11 og kl. 17-19. De lave minimumsnivåene, spesielt for vind- og solkraft, viser at disse teknologiene i perioder kan gi svært lave effektbidrag.



Figur 25: Gjennomsnittlig døgnprofil for uregulerbar vannkraft, vindkraft på land og solkraft. Heltrukket linje viser gjennomsnittsproduksjon og de stiplede linjene viser maks- og minimumsnivå. Døgnprofilene er basert på produksjonsdata fra perioden 1. januar 2016-1. juni 2024 for Norge (uregulerbar vannkraft og vindkraft) og Tyskland (solkraft).

Et eksempel på hvordan væravhengig kraftproduksjon kan variere mye observerte vi i uke 10 i 2024. Figur 26 viser variasjonen av norsk vindkraftproduksjon denne uken. Uken startet med mye vind, og den norske vindkraftproduksjonen bidro med mellom 3 og 3,5 GW over

flere timer. Til sammenligning er installert vindkraftkapasitet i Norge om lag 5,1 GW.⁴⁴ Mot midten av uka ble produksjonen betydelig redusert mot et minimum på 0,2 GW.



Figur 26. Eksempel på variasjon av norsk vindkraftproduksjon, uke 10 i 2024. Kilde ENTSO-E

I tillegg til store svingninger på kort tid, vil det også kunne oppstå langvarige perioder med lav tilgjengelighet av væravhengig kraftproduksjon. Dette gjør at minimumsbidraget fra variabel kraftproduksjon i perioder kan være svært lavt, også i perioder med høy kraftteterspørsel.

Vannkraft som er regulerbar kan flytte produksjonen til å sammenfalle bedre med forbruksprofilen. Hvilke egenskaper et kraftverk har, for eksempel lokasjon i kaskaden, størrelsen på magasiner oppstrøms kraftverket, mengden tilsig kraftverket får og installert effekt, er faktorer som alle påvirker hvor fleksibelt kraftverket er. En vanlig måte å skille vannkraftverkene på er å dele dem inn i magasin- og elvekraftverk. Mange elvekraftverk har også mindre reguleringsmagasiner eller større magasiner oppstrøms som gjør at de delvis kan reguleres. Et resultat av dette er at det benyttes ulike metoder for å skille på disse. NVE, Statnett og kraftprodusentene har forskjellige definisjoner av dette, og per i dag defineres mellom 25 og 27 GW av vannkraften som magasin kraftverk.

For å levere kortsiktig fleksibilitet, og dermed kunne respondere på effekttopper, er det også viktig at vannveier, turbiner og nettilknytningen er dimensjonert for et variabelt driftsmønster. Hvis ikke kan rask regulering gi slitasje og høye driftskostnader. Vannkraften kan ellers være begrenset av miljørestriksjoner, problemer med is i inntaket eller lav magasinutfylling. Lav magasinutfylling kan både føre til lavere energiekvivalent på grunn av lavere fallhøyde, at produsentene holder igjen produksjonskapasitet for å spare på vannet, eller i verste fall at det ikke er nok vann i magasinene til å produsere. Magasinutfyllingen påvirkes av det generelle kjøremønsteret til vannkraften. Kraftprodusentene sparer vann til vinteren, når forbruket er høyest og tilsiget lavest. De ønsker også å tappe ned magasinene før vårflommen for å begrense flom og vanntap. Vannkraften vil derfor ha mindre tilgjengelig produksjonskapasitet til å dekke en forbrukstopp i mars, etter nedtapping av magasinene, enn en forbrukstopp i desember. Lengre perioder med kulde, lite sol- og vindkraft, lite tilsig, eller mye eksport, kan alle bidra til større nedtapping av magasinene og derfor minske effektbidraget fra vannkraften.

⁴⁴ 5083 MW installert effekt.

Ellers kan kraftverk av alle typer ha vedlikehold, ombygging eller feil som gjør at installert effekt ikke er tilgjengelig. Statnett holder også av effektreserver, omtrent 1,4 GW produksjonskapasitet på vinterhalvåret, som brukes til å balansere ut flaskehalsen eller holde frekvensen i nettet stabil ved normaldrift eller uforutsette hendelser. I tillegg kan flaskehalsen i nettet gjøre at kraften ikke kan fraktes til der den trengs.

6.3 Metode for å beregne tilgjengelig produksjonskapasitet

Det eksisterer ingen standardisert metode for å beregne minimum tilgjengelig produksjonskapasitet. Dette innebærer at ulike aktører benytter litt ulike metoder for beregning av tilgjengelig produksjonskapasitet og dermed effektbalanser.

Beregningsmetodene er likevel ikke så ulike at man ikke kan sammenligne resultater på tvers av analyser. Eksempelvis er andelen tilgjengelig væravhengig produksjon av installert kapasitet et sentralt tema uavhengig av beregningsmetode. De europeiske systemoperatørene arbeider med metodeforbedringer og standardisering som del av forbedringsarbeidet i ERAA.

Vi har i denne rapporten gjort en endring i metoden sammenlignet med 2022-rapporten for å estimere en nedre grense for hva som vil være minimum tilgjengelig produksjonskapasitet i topplast i Norge. Vi har i denne analysen lagt til grunn at tilgjengelig produksjonskapasitet er en sum av produksjonsplaner, handler i intradag og oppreguleringsbud i regulerkraftmarkedet. Ved å benytte denne metoden, ikke kun salg i spotmarkedet, inkluderer vi en større andel av tilbudt effekt.

I årets analyse har vi undersøkt data fra 1. januar 2021 til og med 1. august 2024. For å finne representative timer i topplast har vi sett på de timene med 1 prosent høyest forbruk og hvor prisen er over 1 kr/kWh. Dette for å se på et utvalg hvor det er større sannsynlighet for at all tilgjengelig produksjonskapasitet er bydd inn i markedene. Tabell 4 viser tre timer med lav tilgjengelig produksjonskapasitet, etter at vi har fratrukket sol- og vindkraft som er uregulerbar. I disse timene tilsvarer den tilgjengelige produksjonskapasiteten 88 prosent av tilgjengelig regulerbar vannkraft og 39 prosent av uregulerbar vannkraft i Norge. Dette korresponderer med de funnene som ble gjort i forrige rapport.

Tabell 4 Timer med lav tilgjengelig produksjonskapasitet i Norge og korresponderende effekt.

Tidspunkt	Minste tilgjengelige produksjonskapasitet
15.02.2021 kl. 8-9	26,1 GW
12.02.2021 kl. 7-8	26,2 GW
06.01.2024 kl. 10-11	25,9 GW

For å beregne et minimumsbidrag fra sol, vind på land og vind til havs har vi benyttet modellresultater fra NVEs kraftmarkedsmodeller. Vi har sett på minimumsbidraget fra disse teknologiene i de timene med 1 prosent høyest forbruk for 30 forskjellige værår, 1991-2020. Resultatene viser at minimumsbidraget fra vindkraft på land er estimert til å være 3 prosent for Norge som helhet. Solkraft har et minimumsbidrag på null prosent, noe som skyldes at timene med høyest forbruk er i morgentimene eller på ettermiddagen vinterstid når det er lite sol.

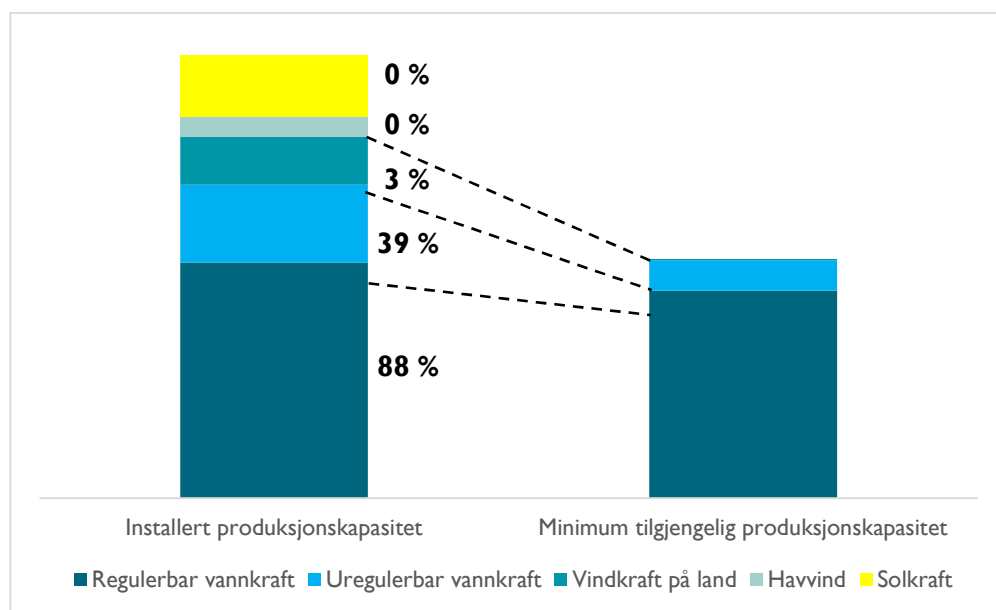
Modellresultatene viser også at vindkraft til havs vil ha et minimumsbidrag på null prosent i Norge. Dette skyldes at vi antar at det er vindkraftproduksjon på to områder i 2035, Sørliche

Nordsjø II og Utsira Nord. Disse to områdene ligger relativt nært hverandre geografisk og er en del av det samme vindregimet. Data for vindserier viser at det kan oppstå perioder hvor det er tilnærmet vindstille samtidig på begge havvindlokasjonene. Derfor er det naturlig i denne analysen, hvor vi ser på minimum tilgjengelig produksjonskapasitet, å legge til grunn at det vil oppstå timer hvor det er ingen produksjon fra begge områdene samtidig. En sammenstilling av andeler for tilgjengelig produksjonskapasitet sees i Tabell 5.

Tabell 5 Andel tilgjengelig produksjonskapasitet for ulike produksjonsteknologier i Norge.

Teknologi	Andel tilgjengelig produksjonskapasitet
Regulerbar vannkraft	0,88
Uregulerbar vannkraft	0,39
Vindkraft på land	0,03
Vindkraft til havs	0
Solkraft	0

Ved å benytte andelen for tilgjengelig produksjonskapasitet og installert produksjonskapasitet gjør vi en fremskrivning av minste tilgjengelig produksjonskapasitet. En skjematisk beskrivelse er vist i Figur 27. Figuren viser at det først og fremst er vannkraft som vil bidra med produksjonskapasitet man kan stole på at er tilgjengelig, mens de uregulerbare produksjonsteknologiene har et lavere minimumsbidrag. Utfallsrommet for disse teknologiene er derimot stort.



Figur 27 Metode for estimering av minimum tilgjengelig produksjonskapasitet

NORDEN

For de andre nordiske landene har vi brukt de samme verdiene som Svenska Kraftnät har lagt til grunn i sine analyser for regulerbar kraftproduksjon i de årlige rapportene til det svenske Infrastrukturdepartementet. De har en noe lavere andel for tilgjengelig produksjonskapasitet for vannkraft, og dette skyldes at vannkraftproduksjonen i Sverige ikke er like regulerbar som i Norge. Denne antagelsen bruker vi også for Finland. For kjernekraft og termisk kraft antar de at henholdsvis 90 prosent og 77 prosent vil være tilgjengelig.

For uregulerbar produksjon som solkraft, vindkraft på land og til havs bruker vi modellresultater som vi gjorde for Norge, men denne gangen ser vi på Norden i helhet. Dette fører til et høyere minimumsbidrag for vindkraft på land og til havs, mens det for

solkraft fortsatt er estimert et minimumsbidrag på null prosent. De ulike andelene vi har brukt for de nordiske landene er vist i Tabell 6.

Tabell 6 Andel tilgjengelig produksjonskapasitet for ulike produksjonsteknologier i Norden

Teknologi	Andel tilgjengelig produksjonskapasitet
Regulerbar vannkraft	0,82
Uregulerbar vannkraft	0,37
Vindkraft på land	0,06
Vindkraft til havs	0,02
Solkraft	0
Kjernekraft	0,9
Termisk kraft	0,77

UTFALLSROM FOR TILGJENGELIG PRODUKSJONSKAPASITET

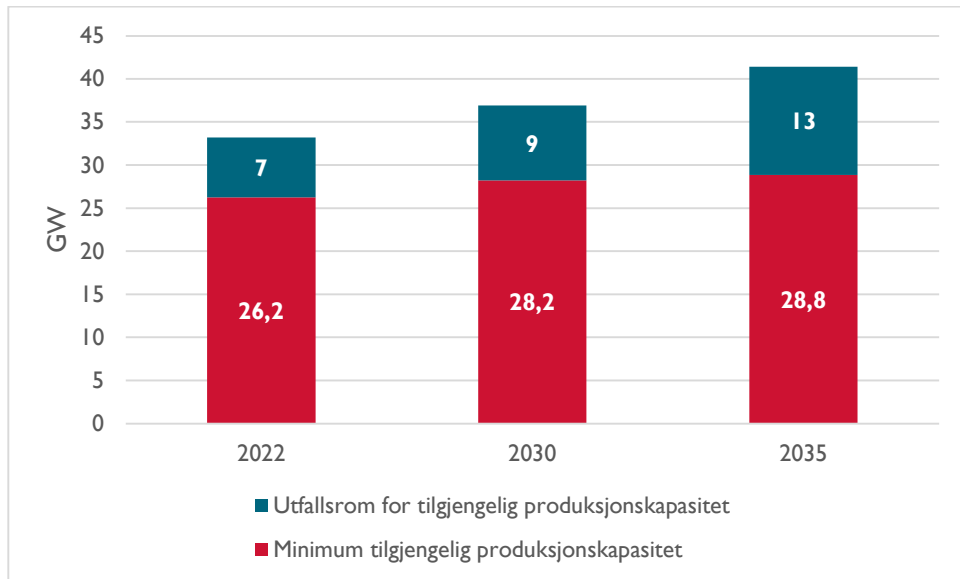
Den minste tilgjengelige produksjonskapasiteten er et verst tenkelig scenario. Det er naturlig å anta at noe mer kraftproduksjon, både regulerbar og uregulerbar, vil kunne være tilgjengelig i noen av toppplasttimene. Derfor har vi også utarbeidet et mulig utfallsrom. I dette utfallsrommet har vi antatt at 95 prosent av den regulerbare kraften vil være tilgjengelig. For de uregulerbare teknologiene har vi sett på maksimumsbidraget i de samme 1 prosent høyest forbruk for 30 værår. Disse antagelsene danner basis for en øvre grense for utfallsrommet for tilgjengelig produksjonskapasitet.

6.4 Minste tilgjengelig produksjonskapasitet øker noe fram mot 2035

Ved å benytte andeler for tilgjengelig produksjonskapasitet og fremskrivninger for installert effekt kan vi sammenstille minste tilgjengelige produksjonseffekt for Norge og Norden. Vi har i denne analysen sett på basisscenarioet fra LA23 og viser derfor resultater for årene 2022, 2030 og 2035.

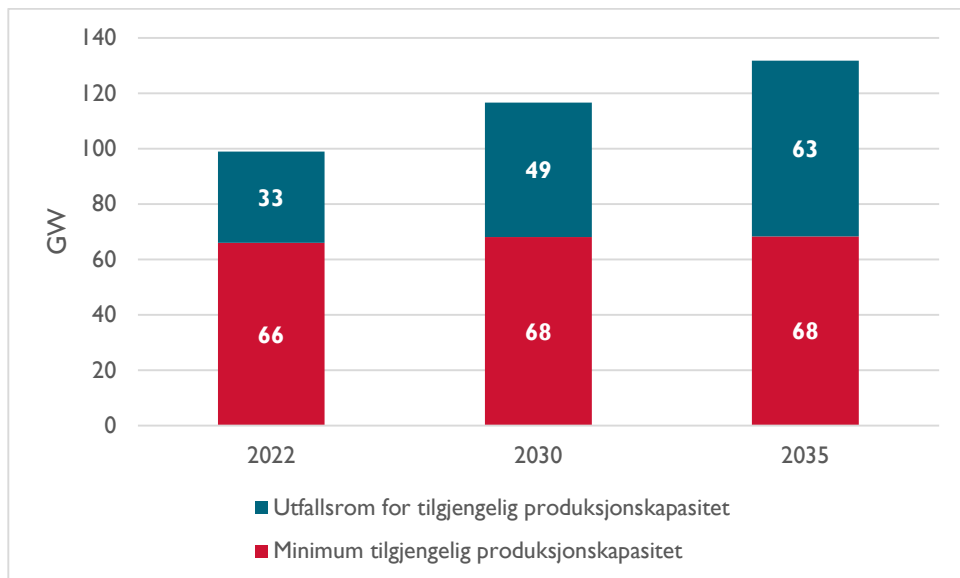
Minste tilgjengelige produksjonskapasitet øker fra 26,2 GW i 2022 til 28,2 og 28,8 GW i henholdsvis 2030 og 2035, vist i Figur 28. Til tross for at den installerte produksjonskapasiteten i Norge øker med ca. 14 GW i perioden, øker minste tilgjengelig produksjonskapasitet kun med 2,6 GW. Årsaken til dette er at det hovedsakelig er installert kapasitet i solkraft og vindkraft som øker fram mot 2035, som har lave minimumsbidrag. Det er effektutvidelser i vannkraften som bidrar til en økning i minste tilgjengelig produksjonskapasitet i perioden.

I forrige rapport ble den minste tilgjengelige effekten i 2030 estimert til å være 26,4 GW. Årets estimat er en økning på 1,8 GW sammenlignet med dette. Denne økningen skyldes først og fremst antagelsene om flere effektutvidelser i vannkraftverk i LA23 sammenlignet med LA21.



Figur 28 Fremskrevet minimum tilgjengelig produksjonskapasitet og utfallsrom for årene i 2022, 2030 og 2035 i Basis LA23 for Norge.

Vi har estimert minimum tilgjengelig produksjonskapasitet for Norden til å være 66 GW i 2022, vist i Figur 29. Dette øker til 68 GW i 2030, men forblir stabil fram mot 2035, til tross for at den installerte produksjonskapasiteten øker vesentlig. Årsaken er som for Norge at mye av den økte kapasiteten er uregulerbar kraftproduksjon som har et lavt minimumsbidrag. I tillegg er det lagt til grunn noe reduksjon i termisk kapasitet som har et relativt høyt minimumsbidrag. Sammen med norske effektutvidelser gir dette ingen vekst i minimum tilgjengelig produksjonskapasitet samlet for Norden fram til 2035.



Figur 29 Fremskrevet minimum tilgjengelig produksjonskapasitet og utfallsrom for årene i 2022, 2030 og 2035 i Basis LA23 for Norden.



NVE

Norges vassdrags- og energidirektorat

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