

Analysenotat om effektbehov

Utfordringer og løsninger i utviklingen av effektbehov i Norge
– og i Europa



Utfordringer og løsninger knyttet til utviklingen av effektbehov i Norge – og i Europa

Saksbehandler/Adm. enhet:

Ivar Husevåg Døskeland	/KA
Julie Larsen Gunnerød	/KA
Lasse Christiansen	/KA
Gerard Doorman	/KD

Ansvarlig/Adm. enhet:

Anders Kringstad	/KA
Martha Marie Øberg	/KD

Dato: 29. april 2022

Hvorfor er dette notatet utarbeidet

Dette notatet gir en kortfattet oversikt over utviklingen av effektbehov og effektbalansen i Norge og i det europeiske markedet – ved overgangen til null utslipp av klimagasser. Vi forklarer de viktigste utfordringene og hvilke løsninger som peker seg ut. Notatet er en del av Statnetts bidrag til NVEs rapport "Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030".

Sammendrag

Omstillingen til null utslipp gir mye større kraftforbruk målt i energi og effekt både i Norge og ellers i Europa. På europeisk nivå hentes energien i hovedsak fra sol og vindkraft. I Norge vil også økt vannkraft bidra. Værdata viser en betydelig geografisk samvariasjon i europeisk sol og vindkraftproduksjon, og at samlet produksjon blir veldig lav i perioder. Samtidig legges regulerbare gass- og kullkraftverk ned. Dette gir et stort behov for batterier og utslippsfrie regulerbare kraftverk basert på hydrogen eller biogass for å dekke effektbehovet i timene med lite sol og vind. Å få til dette er en sentral utfordring i den europeiske energiomstillingen, som forsterkes av at mye av denne kapasiteten vil ha lav brukstid og lav inntjening. Mange land har derfor kapasitetsmarkeder for å gi mer sikker inntekt til regulerbar kapasitet. Likevel blir det trolig mer vanlig med høye kortvarige pristopper der utkobling av forbruket setter prisen i engrosmarkedet.

Norge har et mye bedre utgangspunkt (enn øvrige Europa) for å kunne dekke effektbehovet. Med vannkraften har vi allerede regulerbar fornybar kraftproduksjon og vi har i dag et effektoverskudd også i de mest anstrengte timene. Energiomstillingen vil imidlertid gi økt effektbehov som ikke vil dekkes av mer vindkraftproduksjon og mer uregulert vannkraft. Avhengig av tempoet i forbruksveksten og graden av fleksibilitet i det nye forbruket, vil dermed også Norge etter hvert kunne få negativ effektbalanse. Dette gir ikke redusert forsyningsikkerhet i seg selv siden høy overføringskapasitet til andre land gjør det mulig å dekke underskuddet med import. Men siden også andre land får en mer anstrengt effektbalanse så vil det bidra til flere ekstra høye pristopper, også i Norge. Hvis behovet for import blir stort, vil også spørsmålet om importen er til å stole på bli mer aktuelt. Uansett blir det mer vanlig at høye kortvarige utenlandske pristopper smitter inn i Norge, selv uten effektunderskudd.

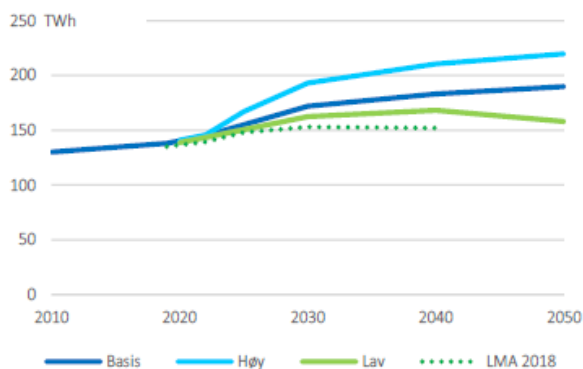
Fleksibelt forbruk vil bli viktig for å møte effektutfordringen i Norge. I tillegg har både NVE, Sintef og mange av vannkraftprodusentene dokumentert at det er mulig å bygge ut mye mer effekt i vannkraftsystemet i Norge. Denne typen investeringer og endringer tar tid. For Statnett er det viktig å bidra til en effektiv utvikling av kraftsystemet ved hjelp av gode analyser og tydelige budskap.

1 Null utslipp gir økt kraftforbruk i energi og effekt – både i Norge og ellers i Europa

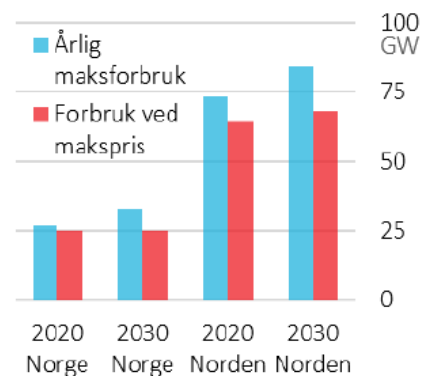
Det er bred konsensus i hele Europa om at overgangen til nullutslipp av klimagasser gir vesentlig økt kraftforbruk. Elektrifisering og økt industriforbruk knyttet til den grønne omstillingen er de sentrale driverne og gjør at det samlede kraftforbruket øker mye selv om det parallelt foregår en kraftig satsning på energisparing. I vår siste Langsiktige markedsanalyse (LMA) anslår vi at forbruket på europeisk nivå vil dobles til 2050. I Norge vil det også bli mye større forbruk – alt avhengig av i hvilken grad det blir lagt til rette for dette gjennom ny produksjon, nettutbygging og så videre. Både i Norge og på europeisk nivå er det en stor usikkerhet, men poenget er at det blir en sterk vekst uansett scenario når Norge og resten av Europa skal kutte utslippene av klimagasser ned mot null innen energi, transport og industri.

Når vi snakker om økt kraftforbruk, har dette både en energi og effektdimensjon. Energimengden omtaler vi ofte som en årlig størrelse. I dag har eksempelvis Norge et forbruk rundt 140 TWh per år. I vår basisprognose fra forrige LMA øker dette til 190 TWh om 30 år – og så sier vi at det kan bli mye mer og illustrerer dette med vårt scenario på 220 TWh per år, og vi har valgt å legge dette nivået til grunn som planforutsetning. Dette er da gjennomsnittstall for et "normalt" år der temperaturen er som normalt, fabrikkene har normal nedetid og så videre.

I tillegg til energimengden over året er det viktig å se på hvordan både eksisterende og nytt forbruk fordeler seg mellom sesonger, uker, dager og timer – og hvor stort det samtidige kraftforbruket blir time for time, altså effektuttaket. Her er det stor forskjell mellom ulike kategorier i hvilken grad det økte forbruket bidrar til å øke det samlede effektuttaket. Eksempelvis vil en TWh økt årsforbruk i bygninger i snitt bidra til å øke det maksimale effektforbruket mer enn om det er snakk om en TWh økning i det årlige industriforbruket. Grunnen til dette er at bygningsforbruket er mye større på vinteren når det er kaldt mens industriforbruket gjerne ligger inne med en flat profil over året. Tilsvarende vil økt forbruk som er fleksibelt og som responderer på høye priser i mindre grad bidra til økt maksimalforbruk målt i effekt. Et godt eksempel på dette er lading av elbiler som ofte skjer utenfor timene med det høyeste effektforbruket.



Figur 1: Våre scenarier for utvikling i norsk kraftforbruk (TWh) mot 2050



Figur 2: Utviklingen i norsk og nordisk makslast (GW) fra 2020 til 2030, i vår Basis

Når Statnett lager forbruksprognoser for utviklingen i Norge, baserer vi dette på detaljert informasjon om utviklingen innen ulike kategorier. Eksempelvis har vi en detaljert modell for beregning av det fremtidige alminnelige bygningsforbruket, der vi tar inn data om befolkningsutvikling fra SSB, areal per boenhet, tekniske energikrav til nye bygninger, rater for renovering og lignende. Når det gjelder forbruket innen transportsektoren beregner vi dette basert på kjørelengde, antall kjøretøy og annen statistikk. For næring og industri bruker vi i stor grad oversikten over planer for økt forbruk vi har gjennom henvendelser om nettilknytning.

I sum kan vi dermed lage prognoser for økt kraftforbruk i form av energi og effekt per time over året – og fordele dette geografisk slik at vi også får frem konsekvensene for bl.a. kraftflyt og områdepriser. Så er det samtidig mange usikre faktorer knyttet til samlet volum i energi, geografisk fordeling, effektprofil og grad av fleksibilitet. De konkrete tallene i våre beregninger må derfor ikke tolkes som sikre prognoser. Det sentrale er at det vil bli en økning.

2 I Europa blir sol og vindkraft dominerende energikilder – i Norge bidrar også vannkraft

Det siste tiåret har kostnadene for fornybar kraftproduksjon falt betraktelig. Større volum, flere aktører og økt konkurranse har presset ned prisene i hele verdikjeden. I tillegg har klarere politiske mål i EU og i Storbritannia bidratt til å dempe den økonomiske risikoen. Dermed er sol og vindkraft nå det mest kostnadseffektive alternativet til ny kraftproduksjon både i Europa og ellers i verden. I Norge er det i tillegg mulig å bygge ut vannkraft til relativt lave kostnader.

Som følge av den massive kostnadsreduksjonen for sol og vindkraft og nødvendigheten av å nå nullutslipp, er det konsensus om at økningen i energibruk til elektrifisering i all hovedsak vil dekkes av sol og vindkraft. For å erstatte bruken av fossil, termisk kraftproduksjon, øker behovet for sol og vindkraft ytterligere. I sum innebærer dette store endringer i kapasitetsmiksen på det europeiske kontinentet, i Storbritannia og i Norden.

For å nå nullutslipp i det europeiske energisystemet må alle fossile kraftverk være faset ut. Og med nye politiske mål og planer ser dette nå ut til å skje lenge før 2040 i mange land. Det meste av kraftproduksjonen vil da komme fra sol- og vindkraft, med noe bidrag fra vannkraft, bioenergi og avfall, samt noe kjernekraft i enkeltland. I tillegg kommer noe fra hydrogenkraftverk der den opprinnelige energikilden i stor grad er vind og solkraft.

I lys av krigen i Ukraina har utbygging av fornybar også blitt et tiltak for å redusere EUs avhengighet av energiimport, spesielt fra Russland. Dermed er det ventet at fornybarutbyggingen vil trappes ytterligere opp de kommende årene. Tyskland har allerede mangedoblet sine årlige auksjonsvolumer for sol og vind mot 2030.

3 Stor utfordring å dekke effektbehovet ved lite vind og sol i det europeiske systemet

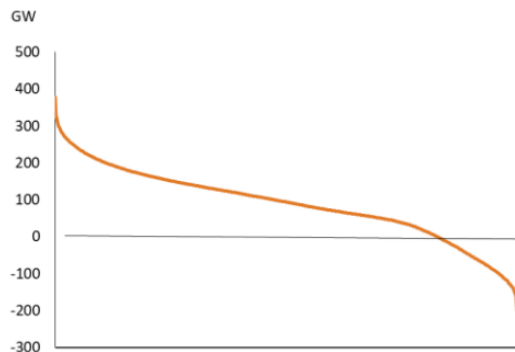
Vind og solkraft gir perioder med stor overproduksjon og samtidig perioder med veldig lav produksjon

Den store ulempen med sol og vindkraft er at produksjonen varierer svært mye, og at det ikke kan reguleres og lagres på samme måten som vann, kull eller gasskraft. I tillegg er det en utfordring at det er såpass stor grad av samvariasjon i den samlede vind og solkraftproduksjonen over store geografiske områder i det europeiske systemet. Basert på lange tidsserier med historiske sol og vindmålinger har både Statnett og mange andre laget produksjonsserier for vind og solkraft for hele det europeiske kraftsystemet. Basert på dette og data fra allerede utbygd vind og solkraft vet vi at det vil bli perioder med voldsomt stor overproduksjon samlet sett i perioder med mye sol og vind. Samtidig vil det fortsatt være perioder med svært lav samlet europeisk produksjon fra sol og vindkraft, selv om den samlede installerte effekten blir mange ganger større enn i dag. Det hjelper noe når vind og solkraften fordeles ut over større geografiske deler av Europa – men værdataene viser at det fortsatt vil være en stor grad av samvariasjon.

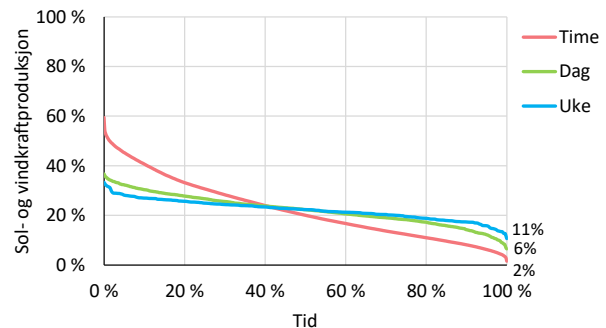
Figur 3 illustrerer konsekvensene av de store variasjonene i vind og solkraftproduksjonen. Kurven viser samlet residualforbruk, altså samlet forbruk time for time fratrukket samlet produksjon fra sol og vindkraft, i hele området dekket av vår markedsmodell utenom Norden¹, i vårt basisdatasett for 2040 fra forrige LMA. I dette datasettet har vi lagt inn mye fleksibilitet i form av hydrogenproduksjon, batterier og smart elbillading. Likevel ser vi at det både blir perioder med overproduksjon og samtidig perioder med et stort gjenstående forbruk som må dekkes av andre kilder.

¹ Storbritannia, Nederland, Belgia, Frankrike, Italia, Sveits, Tyskland, Østerrike, Tsjekkia, Polen, Baltikum

Figur 4 viser en varighetskurve for samlet produksjon av sol- og vindkraft målt mot samlet maksimal produksjon gitt av installert effekt i Vest- og Sentral-Europa i vårt basisdatasett for 2040 over 5 værår. Kurvene illustrerer at den samlede produksjonen blir lavest over kortere tidsperioder som timer og dager. Samtidig viser figuren at vi også kan få ned mot 10 prosent produksjon over en hel uke. Dette viser behovet for å ha tilgjengelig kapasitet til å dekke effektbehovet også over litt lengre perioder.



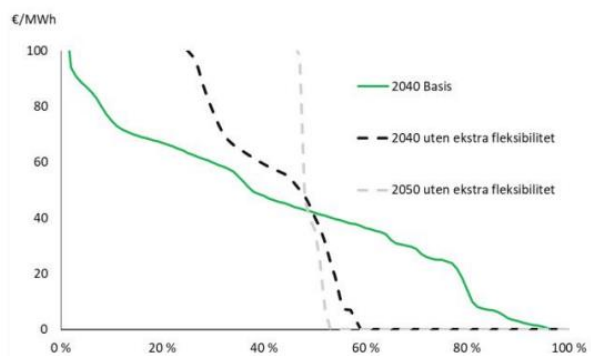
Figur 3: Varighetskurve for residuallast i EU11 i 2040, i vår Basis



Figur 4: Varighetskurve av produksjon av sol- og vindkraft i Vest- og Sentral-Europa i 2040

Nytt fleksibelt forbruk og lagring ved elektrolyse og batterier fanger opp overproduksjon

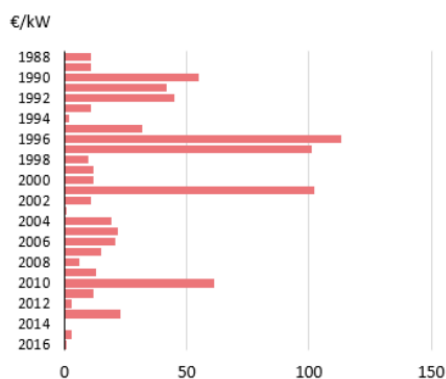
En rasjonell videre utbygging mot et system der sol- og vindkraft er dominerende energikilde forutsetter en tilsvarende og parallell vekst i det vi kaller lavprisfleksibilitet. Med dette mener vi fleksibilitet i form av varmelagring, hydrogenproduksjon og mye mer batterikapasitet, som alle har en lav variabel kostnad. I sum vil denne fleksibiliteten utnytte og lagre overskuddsproduksjon fra sol og vind og dermed heve kraftprisene i perioder med høy produksjon, slik at det blir lønnsomt å bygge mer vind- og solkraft. Figur 5 og den stiplede priskurven illustrerer at uten mye mer fleksibilitet vil kraftprisene veksle mellom pristak og null eller negative nivåer – og gi et umulig system. Inntil videre er det imidlertid en utfordring at investeringskostnadene ved elektrolyseanlegg og lagring av hydrogen er høye. Det samme gjelder for batterier som kan komme inn og utgjøre en vesentlig forskjell. Kostnadene ved både elektrolyseanlegg, hydrogenlagring, batterier og andre lagringsformer vil gå ned de kommende årene.



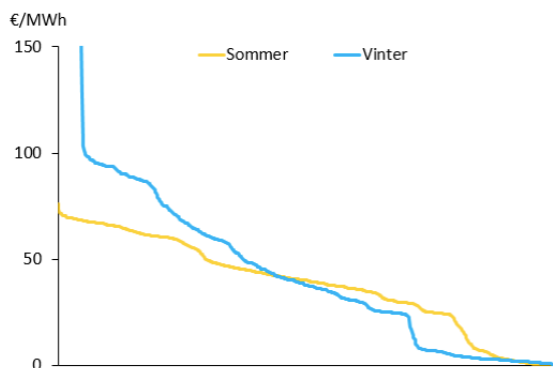
Figur 5: Varighetskurve for tysk kraftpris med og uten fleksibilitet i 2040 og 2050

Batterier, forbrukerfleksibilitet og utslippsfrie termiske kraftverk dekker behovet når det er lite sol og vind – lav brukstid og inntjening er en utfordring

Regulerbare gass og kullkraftverk blir lagt ned fram til 2030-40 i hele det europeiske systemet. Dette forsterker behovet for store mengder batterier og utslippsfrie regulerbare kraftverk basert på hydrogen eller biogass for å dekke effektbehovet i timene med lite sol og vind. Utfordringen er å få dette til å skje da mye av denne kapasiteten vil ha svært lav brukstid og lav inntjening



Figur 6: Inntjening for et topplastverk på hydrogen i Tyskland i 2040, for ulike værår



Figur 7: Varighetskurve for tysk kraftpris i 2040, over 29 simulerte værår, fordelt på sommer og vinter.

Topplastverkene er avhengige av å tjene tilstrekkelig for å dekke sine drifts- og investeringskostnader i noen få timer med pristopper. Det er kun i timer hvor kraftprisen er høyere enn driftskostnaden til det aktuelle topplastverket at det får en netto inntjening. Dette skjer når det er forbruk med høy betalingsvilje som kobler ut på pris. Figur 6 viser at inntjeningen per installert kW til et hydrogenkraftverk varierer mye mellom ulike værår, i vårt basisscenario for markedsutviklingen i Europa til 2040. Dette fordi kraftprisen kun overstiger 100 €/MWh, som er rundt det vi har forutsatt at er marginalkostnaden til topplastverkene, i kun noen få timer om vinteren i de 29 værårene vi simulerer, som vist i figur 7.

Samtidig som pristopper er nødvendige for inntjeningen til topplastverkene kan perioder med svært høye kraftpriser bli krevende å akseptere politisk og for forbrukerne. Disse to hensynene er vanskelig å forene. Dersom flere topplastverk holdes i drift så blir det i utgangspunktet færre og kanskje også lavere pristopper. Samtidig gir dette redusert inntjening for alle topplastverk, og over tid vil dette kunne gi redusert tilgjengelig kapasitet gjennom nedleggelse eller at det ikke blir gjort investeringer i nye topplastverk. Hvis dette skjer ender markedet tilbake til der det var opprinnelig hvor det igjen vil oppstå høye pristopper noen ganger i året hvor forbruk setter kraftprisen, som gir tilstrekkelig inntjening til de gjenværende topplastverkene.

Det er bredt diskutert i EU, Storbritannia og til dels i Norden hvordan man dekker effektbehovet og sikrer forsyningssikkerheten i timer med lite sol og vind. Flere land har innført eller diskuterer innføring av kapasitetsmarked (ekstrabetaling for å stille kapasitet til disposisjon) eller strategiske reserver (kraftverk som "disponeres" av TSO) for å håndtere utfordringen i planfasen, altså før vi kommer til driftstimen. Felles for løsningene er at de gir ekstra inntjening til enten utvalgte topplastverk, forbruksfleksibilitet eller andre aktører som bidrar med kapasitet. Slike mekanismer skaper en mer jevn inntekt som gjør det enklere å investere. Og siden det i utgangspunktet gir økt kapasitet i markedet bidrar det også til å redusere omfanget av pristopper. En betydelig ulempe er at dette samtidig demper inntjeningen til øvrige topplastverk og i tillegg demper insentiver til forbruksfleksibilitet. Hvilke løsninger som velges i landene rundt oss påvirker prisen der og hvilke priser Norge vil kunne få ved priskobling. Eksempelvis vil en kapasitetsmekanisme i våre naboland som reduserer antall pristopper også redusere hyppigheten av pristopper i Norge når vi har priskobling med våre naboland, enn hvis det motsatte var tilfellet.

Energiomstillingen vil etter all sannsynlighet gi en strammere effektbalanse både på kontinentet, i Storbritannia og i våre nordiske naboland, i timer med høyt forbruk og lite vind og solkraft. Dette vil gi flere og høyere pristopper enn hva som har vært tilfellet perioden 2010-2020, uansett hvilke kapasitetsmekanismer som vil innføres.

4 Norge får effektunderskudd uten ny effekt – og vi får høye pristopper fra våre naboland

Norge har et mye bedre utgangspunkt for å kunne dekke effektbehovet enn de fleste andre land. Vannkraften gir oss allerede regulerbar fornybar kraftproduksjon og vi har et effektoverskudd i dag, også i de mest anstrengte timene. Energiomstillingen fører likevel til økt effektbehov som ikke kan dekkes av mer vindkraftproduksjon og mer uregulert vannkraft.

Energibruken fra nytt forbruk kan dekkes med ny fornybar kraft fra for eksempel vindkraft. Men siden det i perioder er lavt bidrag fra vindkraft, solkraft og uregulert vannkraft dekker ikke denne produksjonen hele det økte effektbehovet som følger av økt kraftforbruk. Altså vil mer forbruk og uregulert produksjon gi dårligere effektbalanse i Norge selv om de er like store målt i energi. Dette, og den parallelle utviklingen i våre naboland, gir flere konsekvenser:

- Vi får høye kortvarige pristopper, mest i våre naboland, men også i Norge
- Norge får pristopper fra nabolandene, og det skjer oftere når effektbalansen i blir dårligere
- Høy importkapasitet gir oss tilgang på nok effekt også med effektunderskudd, men stort underskudd gjør oss mer utsatt
- Det blir dyrere å sikre nok effektreserver² i perioder, og nødvendig å sikre dem på forhånd
- Det kan i verste fall oppstå timer uten priskryss og behov for ufrivillig utkobling av forbruk
- Fleksibilitet i nytt forbruk og investering i vannkrafteffekt er viktigst for å bedre effektbalansen nasjonalt

Selv om det er en sterk sammenheng mellom disse punktene, er det viktig å skille tydelig mellom dem. Markedet gir en avtalt balanse mellom forbruk og produksjon på forhånd i alle timer. Hvis tilbud og etterspørsel ikke møtes i markedet, altså at det ikke blir priskryss, må dette ordnes ved avkortning av forbruk gjennom markedsalgoritmen, noe som igjen kan føre til manuell ufrivillig utkobling i systemdriften. Dette er mye mer alvorlig enn høye pristopper.

Norge får flere og trolig også høyere pristopper med en stram effektbalanse

Det vil med stor grad av sannsynlighet bli timer med ekstra høye, men kortvarige pristopper – høyere enn de vi opplevde vinteren 2021-22. I en del timer med høyt forbruk i Norge og samtidig høye priser i våre naboland får vi allerede i dag tidvis en situasjon der det ikke er tilstrekkelig produksjonseffekt i Norge til å forsyne norsk forbruk og samtidig eksportere for fullt. Da går prisen i Norge kortvarig opp til samme nivå som våre naboland for å dempe eksporten eller få nødvendig import til å skape balanse mellom tilbud og etterspørsel. I disse timene får da Norge helt lik pris som et eller flere av landene vi har forbindelse med. Når det er nok utvekslingskapasitet mellom flere prisområder, er det samme kraftverk eller forbruker som setter prisen i hele dette området.

Det europeiske kraftsystemet er også på vei mot mer effektknapphet, hvor utkoblingsprisen til forbruk etter hvert kan komme til å bestemme kraftprisen i spesielt anstrengte timer. Det vil gi svært høye pristopper og kan være langt høyere enn de pristoppene vi har fått i Norge i vinter, hvor kraftprisen fremdeles har blitt satt av kraftverk, riktignok med svært høye marginalkostnader. I enkelttimer kan prisen også komme i nærheten av det gjeldende "tekniske pristaket", noe som skjedde i Frankrike 4. april 2022, med en pris like under 3000 €/MWh³.

Med redusert effektoverskudd vil Norge få samme pris som våre naboland i flere timer, og også disse svært høye pristoppene. I slike situasjoner vil ikke de høye kraftprisene være et uttrykk for norsk effektknapphet, men effektknapphet fra våre naboland.

² Vi mener her kortsiktige reserver for å sikre balansen mellom forbruk og produksjon i driftstimen

³ Iht. reguleringen oppjusteres det tekniske pristaket i markedet i steg på 1000 €/MWh når pristaket nås. Pristaket vil derfor økes til 4000 €/MWh for leveransedøgnet 11. mai 2022.

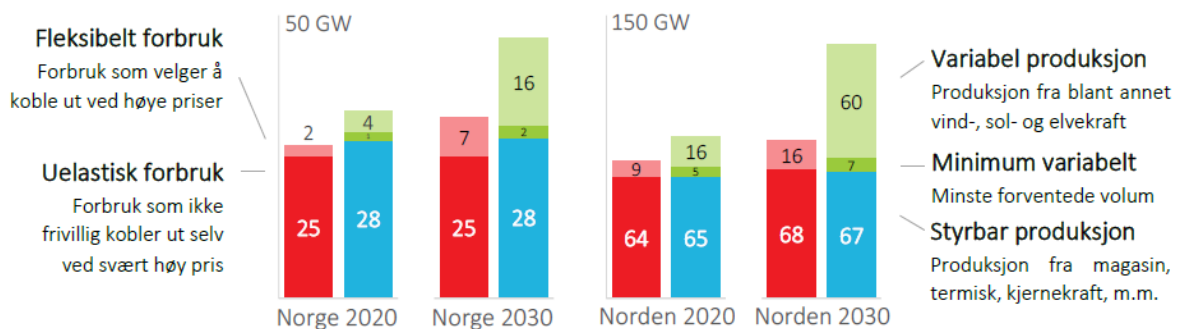
Forsyningssikkerheten i naboland kan påvirke oss i kortere perioder

Når det gjelder forsyningssikkerheten så er det viktig å sikre at vi oppnår priskryss i markedet. Altså at det på forhånd er en avtalt balanse mellom forbruk og produksjon i alle timer. Det er også viktig å ha nok effektreserver i den løpende systemdriften til å balansere ut uforutsette ubalanser mellom forbruk og produksjon hele tiden. Vi vil understreke at manglende priskryss er lite sannsynlig og at det er mulig å ha en situasjon med høye pristopper hver vinter og samtidig ha god kontroll på at vi får priskryss og sikker forsyning.

At forbruk i Norge må tvangsmessig utkobles på grunn av manglende effekt er langt unna dagens situasjon. I dag regner vi med at vi har et lite effektoverskudd selv i timene med høyest forbruk og lite fornybar produksjon. Økt forbruk som gir et norsk effektunderskudd betyr at vi trenger import i perioder med høyt forbruk. Med full kapasitet har vi omkring 9000 MW importkapasitet, som gir oss muligheten til å importere. Prisen for denne importen kan bli høy og vil som nevnt gi pristopper. Og som vi drøfter lengre ned kan mer kapasitet i eksempelvis eksisterende vannkraft redusere dette. Samtidig er det viktig å være klar over at det samlet sett kan være billigere for samfunnet å ha høye pristopper av og til enn investere i ny kapasitet som fjerner pristoppene, men som blir brukt sjelden.

Det er store interne forskjeller i Norge, og regionale energi- og effektbalanser skiller seg mye fra gjennomsnittet. Spesielt Østlandet har et stort underskudd av energi og effekt på vinteren når forbruket er høyt. I dette notatet ser vi på det norske perspektivet, og det finnes regionale problemstillinger som vi ikke har vurdert.

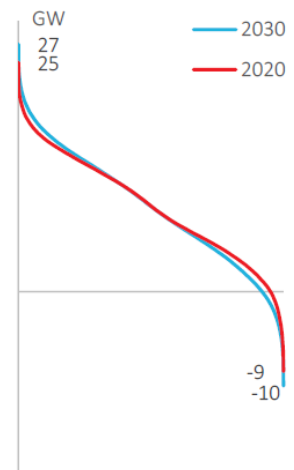
Dersom forsyningssikkerheten i våre naboland er dårlig, og markedsalgoritmen må avkorte forbruk for å skape balanse mellom forbruk og produksjon, så kan det smitte inn til Norge på lignende måte som kraftprisen. Dersom vi har effektunderskudd i Norge, samtidig som det er underskudd i våre naboland, kan vi også få avkorting i døgnmarkedet, men dette vil ikke føre til fysisk utkobling så lenge Norge har tilstrekkelig effekt selv. Vi er knyttet til flere land, og dette vil være en stor regional utfordring dersom det skjer. Norge har bedre effektbalanse enn de fleste av våre naboland, og har forbindelser til mange forskjellige land med noe ulike energiressurser.



Figur 8: Effektbalanse i Norge og Norden i 2020 og 2030 slik det er modellert i våre datasett

Varighetskurven for residualforbruk i figur 9 viser forbruk minus uregulerbar produksjon som sol, vindkraft og uregulert vannkraft. Figuren viser at til tross for at installert effekt øker mye i Norge (fra vind og sol) så øker etterspørselen etter regulerbar effekt fra 25 GW til 27 GW fra i dag til 2030.

Tilgangen på effekt varierer over året, men maks produksjon er på om lag 27 GW, og det er ca. 27 GW magasin kraft i Norge. I perioder er tilgangen på effekt noe lavere, og vi regner ca. 26 GW som sikker tilgang, altså tilgang på effekt i timer med høyt forbruk hvor bidraget fra uregulerbar kraft som vind, sol og uregulert vannkraft er begrenset. Det vil si at vi med våre forutsetninger vil være avhengig av import i 2030 i timene med høyest forbruk.



Figur 9: Varighetskurve for norsk residualforbruk

5 Den norske systemdriften får større utfordringer med effektunderskudd

Som systemansvarlig nettselskap har Statnett ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnett. Sammen med den svenske TSO-en, Svenska kraftnät, har Statnett ansvar for at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk av elektrisk kraft i det nordiske kraftsystemet. Statnett har også ansvar for at flyten i det norske nettet holder seg innenfor grensene for driftssikkerhet. Ansvaret peker på to relevante roller i relasjon til effekt:

- På lang sikt sørge for at transmisjonsnett utvikles i takt med forbruk og produksjon.
- På kort sikt å sørge for en kontinuerlig balanse mellom produksjon og forbruk, mens driftssikkerheten opprettholdes.

De store trendene vi står overfor i kraftsystemet fører til en mer utfordrende systemdrift. Kraftflyten og retningen blir mer preget av vindkraft og annen fornybar produksjon. Variasjonen i produksjon som følger været gir større og raskere endringer i kraftflyten, og økte ubalanser. Økte ubalanser gir større behov for effektreserver (videre omtalt som reserver), og behov for en større andel raskere og automatiske reserver. Det er også sannsynlig at reserver blir dyrere som følge av at den regulerbare vannkraften blir oftere fullt utnyttet i døgnet.

Reservebehovet øker, samtidig blir reserver mindre tilgjengelig og dyrere

Hvis produksjonen er mindre enn lasten (=forbruket) synker frekvensen. Reserver for oppregulering brukes for å øke produksjonen eller redusere lasten når frekvensen synker. Spesielt ved store ubalanser, hender det at tilgangen på reserver er mindre enn minimumskravet for å dekke dimensjonerende feil, eller at ledige reserver ligger innestengt bak flaskehals, ofte i NO2 og NO5. Det kan også ligge store reserver nord i landet som det ikke er mulig å bruke i sør. Slike begrensninger kan oppstå ved forskjellige lastsituasjoner, men oftest ved høy last eller i revisjonssesongen da viktige linjer er ute for vedlikehold.

I Norge har det tradisjonelt vært rikelig tilgang på reserver fordi produksjonskapasiteten i vannkraftsystemet som oftest har vært større enn forbruk og eksport. Mange vannkraftaggregater kjøres optimalt ved ca. 80 prosent av maksimal effekt, og produsentene vil ofte kjøre rundt dette punktet for å få mest mulig energi ut av vannet. Dermed oppstår det automatisk en margin som kan levere reserver. I tillegg kan mange vannkraftaggregater startes opp raskt, og de vil da kunne bidra til reserver selv når de ikke produserer i utgangspunktet. Denne reserven blir i dag utfordret med økt forbruk, mer utvekslingskapasitet til våre naboland og en større andel uregulerbar produksjon som i sum gjør at den regulerbare vannkraftproduksjonen blir mer konsentrert i tid og oftere er fullt

benyttet i døgnet. I tillegg er det noen ganger svært høye priser i korte perioder, og det vil da lønne seg for en produsent å kjøre aggregatene tettere opp til maks effekt med lavere virkningsgrad, fordi økt vannforbruk kompenseres av den høye prisen.

Som systemansvarlig er Statnett forpliktet til å sikre tilstrekkelig effektreserver til enhver tid. For å sikre manuelle reserver i driften bruker Statnett i dag "RegulerKraft OpsjonsMarked" (RKOM)⁴, hvor produsenter og store forbrukere får betalt for å gjøre reserver tilgjengelige i regulerkraftmarkedet når de trengs. Her er det hele tiden en avveining mellom å kjøpe nok reserver hvor de trengs, men ikke for mye som tilbakeholder unødvendig mye ressurser fra kraftmarkedet og gir høyere kraftpriser. Statnett forsøker å kjøpe riktig mengde reserver, og fordeler kjøpet over budområdene slik at kostnadene holdes lavest mulig, samtidig som man er sikret tilgang til reservene på tvers av områdene. Systemansvarliges anskaffelse av reserver baserer seg på prognoser. Hvis disse avviker mye fra virkeligheten, kan det gi knapphet på reserver.

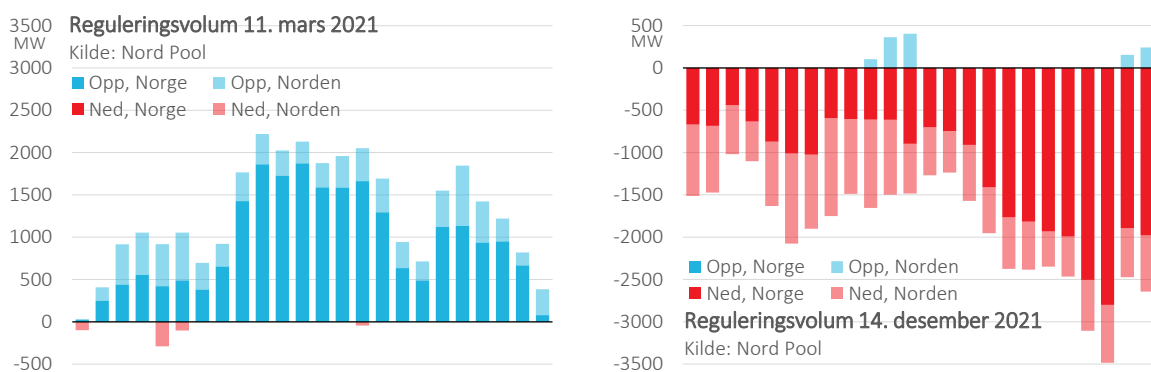
Vi ser en utvikling hvor på den ene siden behovet for reserver øker, og hvor volumet med frie reserver reduseres på den andre siden. I sum vil denne utviklingen øke de framtidige reservekostnadene.

Utfordringer ved bruk av forbruksreserver

Større ubalanser kan ofte være langvarige, og man har da behov for reserver som kan levere i flere timer. De fleste forbruksreserver kan i dag ikke gjøre dette på grunn av egenskapene til de aktuelle industriprosessene. For eksempel vil aluminium størkne hvis ovnene blir strømløse i for lang tid. Dette gjør dagens forbruksreserver mindre verdifulle ved langvarige ubalanser, mens de har stor verdi ved store utfall hvor de kan brukes i den første perioden, inntil timer, før andre reserver tar over (for eksempel assistanse fra naboland). For å håndtere langvarige store ubalanser kan Statnett måtte øke andelen reserver fra produksjonen.

Store ubalanser i dag kan forverres med økt vindkraftproduksjon

Det oppstår fra tid til annen svært store ubalanser i Norden. Noen ganger er ubalansene over 3000 MW, se *Figur 10*. Dette er svært mye sammenlignet med norske regulerkraftreserver på rundt 1800 MW (i tillegg kommer reservene i de andre nordiske landene). Typiske årsaker til slike avvik kan være store feil i prognosene for vindkraft og forbruk, eller utfall av et større kraftverk som varer lenge. En annen årsak er skjevflyt, som betyr at den virkelige flyten avviker fra flyten som er beregnet i markedsklareringen. Dette skyldes at modellen med budområder ikke alltid er god nok til å representere de fysiske forholdene i nettet korrekt. Økningen i vindkraftproduksjon både i Norden og Nord-Europa er ventet å kunne føre til ytterligere økninger i ubalansene i Norge og Norden.



Figur 10: Reguleringsvolumer 11. mars og 14. november 2021. Kilde: Nord Pool

⁴ RKOM erstattes de neste årene av felles nordiske markeder

Store ubalanser er problematiske fordi TSO-ene i en slik situasjon bruker opp regulerkraftbudene til balansering. Det vil da være få reserver igjen til å håndtere et større utfall.

Bedre prognoser vil kunne bidra til å redusere ubalansene og kostnadene for reserver. Det forventes at problemet med skjevflyt vil bli redusert med innføring av flytbasert markedskobling.

Markedsklarering ved effektsvikt

Dersom Norge eller naboland kommer i en svært stram effektsituasjon vil det kunne oppstå det vi kaller effektsvikt. I markedsklareringen vil effektsvikt framkomme ved at tilgjengelige produksjonsbud pluss import ikke kan dekke de uelastiske etterspørselsbudene i ett eller flere budområder. Det er dette vi over kaller å ikke få priskryss. De aktuelle budområdene vil da få den gjeldende maksimalprisen, og disse områdene vil få maksimalt mulig import fra tilgrensede områder. Hvis et naboområde ikke har tilstrekkelig produksjonskapasitet til at effektsvikten oppheves, vil prisen i dette området også bli lik maksimalprisen, og inkluderes i området som har effektsvikt. Man får da et prisområde som består av to eller flere budområder, som ikke har nok tilgjengelig effekt (produksjon pluss import) til å dekke forbruket. Hvis dette skjer, løser markedsalgoritmen problemet ved en avkortning av etterspørselen slik at produksjonen kan dekke den. Dette skjer etter bestemte regler i den europeiske markedsklareringen.

Det er viktig å understreke at slik avkortning ikke automatisk fører til tvungen utkobling av forbruk. Når markedsalgoritmen avkorter forbruket betyr det at alle som har gitt et uelastisk etterspørselsbud får den samme relative reduksjonen i mengden de får tildelt ved markedsklareringen. Hvis det er 10 prosent avkortning, vil et bud på 10 MW få tildelt 9, og et bud på 100 MW får tildelt 90. De som da frivillig ikke klarer eller vil redusere etterspørselen, vil måtte betale ubalanseprisen. En slik avkortning er derfor utfordrende for forbrukssiden, som kan få høye ubalansekostnader, med mindre de klarer å redusere forbruket.

Effektsvikt i systemdriften

En effektsvikt vil sannsynligvis ikke skje i hele Norden samtidig, men oppstå i et avgrenset område. Håndteringen i driften er regulert av den nordiske systemdriftsavtalen (SOA) og tilhørende instruksjon, der prinsippet for eventuell tvungen utkobling planlegges endret til å skje i land/budområde(r) som har underskudd. Hver TSO har ansvar for å balansere systemet i sitt område. At forbruk er avkortet i markedsklareringen i døgnet betyr ikke nødvendigvis at det oppstår problemer i driften:

- 1) Prisen blir svært høy, og forbrukere vet at de vil betale ubalanseprisen hvis de bruker den avkortede delen. Dette gir et sterkt insentiv til reduksjon av forbruket. Intradaghandel i det avgrensede området hvor avkorting i døgnet har skjedd vil også kunne bidra til en bedre balanse.
- 2) Hvis en TSO ser at det kan bli for lite reserver til å dekke dimensjonerende feil, skal den gjøre en rekke tiltak, som å informere nabo-TSO-ene, be om støtte, spørre markedsaktører om flere bud og hvis mulig kansellere utkoblinger av nett og produksjon.
- 3) Hvis disse tiltakene ikke løser problemet settes det i gang ytterligere virkemidler. Blant annet kontaktes TSO-er utenfor Norden, og tvungen forbruksutkobling forberedes. Dersom TSOene ser at tvungen forbruksutkobling kommer til å bli nødvendig, iverksettes utkoblingen etter hovedprinsippet i SOA som forklart over.
- 4) En TSO utenfor det nordiske synkronområdet kan avslå en forespørsel om TSO-TSO assistanse dersom en slik handel medfører at de selv får en situasjon med tvungen lastutkobling. I teorien kan man da ha full eksport via en kabel og samtidig tvungen lastutkobling i NO1 eller NO2 fordi en reduksjon av eksporten ville ført til at mottakerlandet måtte kople ut last. Dette er imidlertid usannsynlig og ville gitt grunnlag for å sette ned kapasiteten neste dag hvis det forventes at situasjonen vil vedvare.

Ny nordisk balansemodell gir bedre håndtering av knapphetssituasjoner i driften

Utfordringer som har kommet og vil komme for systemdriften, har motivert de nordiske TSO-ene til å starte utviklingen av en ny Nordisk Balanseringsmodell (NBM). NBM er i hovedsak et prosjektprogram som TSOene benytter for å gjennomføre gjeldende regelverk, og hvor NVE i form av RME er reguleringsmyndighet og tilsynsmyndighet. NBM inkluderer flere viktige tiltak som vil bidra til å sikre systemdriften ved store ubalanser og knapphetssituasjoner.

NBM legger også til rette for kobling mot europeiske felles balanseplattformer, som er under utvikling i tråd med retningslinjer for balansering av elektrisk kraft⁵. Dette vil føre til at balansering skjer på pan-europeisk nivå, hvor ressursene utnyttes på tvers av landegrensene. Dette gjør det enklere å håndtere store volumer uregulerbar kraftproduksjon, og reduserer de europeiske balanseringskostnadene. Plattformene vil også gi bedre tilgang til reserver, og også på denne måten effektivisere den europeiske balanseringen. Norge vil tjene på de felleseuropeiske plattformene ved at de fleksible vannkraftressursene får bedre betalt for tjenestene de leverer. Samtidig kan balanseringskostnadene i Norge gå opp.

I det følgende er det viktig å skille mellom reservekapasitet (effekt som er tilgjengelig for å kunne aktiveres) og balanseenergi (aktiveringer som produserer energi som balanserer systemet). Videre skilles det mellom manuelle reserver (manual Frequency Restoration Reserves, mFRR) og automatiske reserver (automatic Frequency Restoration Reserves, aFRR).

De viktigste tiltakene i NBM er:

- Man går over til 15-minutters markedsklarering i stedet for 1 time som i dag. Dette øker markedsaktores ansvar for sin egen balanse og forventes å motvirke en økning av ubalansene i systemet som oppstår av andre årsaker.
- Alle nordiske TSO-ene forpliktes til å sørge for nok reservekapasitet i alle budområder og til enhver tid i sitt kontrollområde. Dimensjoneringsregler er under utarbeidelse, og dimensjoneringskravet kan trolig øke. De baseres på historiske ubalanser og en "referanse-hendelse" i hvert budområde (normalt største utfall).
- TSO-ene skal sørge for tilstrekkelig med reservekapasitet for å kunne håndtere flaskehals.
- Man skal bruke utveksling av reservekapasitet for å sikre at det er nok i alle budområder, og for å redusere kostnadene. Dette kan kun gjøres innenfor den tilgjengelige utvekslingskapasiteten mellom områdene.
- Utveksling av reservekapasitet kan sikres ved reservering av utvekslingskapasitet.
- mFRR skal normalt brukes til proaktiv balansering (dvs. i forkant av at ubalansen inntreffer basert på prognose) og for flaskehals håndtering. Dette vil redusere bruken av automatiske reserver. aFRR skal brukes til reaktiv balansering (i etterkant, basert på målte ubalanser).
- Aktivering av balanseenergi kontrolleres av en sentral optimalisering, først nordisk og senere europeisk, for å øke ressursutnyttelsen.
- Hver TSO er økonomisk ansvarlig for ubalansene i sitt kontrollområde.

Til sammen forventes disse endringene å forbedre driftens evne til å håndtere bl.a. knapphetssituasjoner.

6 Effektutvidelser, fleksibilitet og Statnetts videre arbeid

I Norge vil det bli større nytte av effektutvidelser i vannkraft

Topplasten i Norge øker på grunn av elektrifisering og økt industriforbruk knyttet til det grønne skiftet. Og mer vind- og solkraft alene kan ikke dekke denne veksten, slik vi ser av varighetskurven for norsk

⁵ Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing

residualforbruk. Uten effektutvidelser i vannkraft, annen regulerbar produksjon, eller mer forbruksfleksibilitet får vi flere timer med priskopling mot Europa og høye effektdrevne pristopper. Vi vil også få kortvarige priser på et så høyt nivå at det kan være lønnsomt for deler av norsk industri å koble ut.

En viktig konsekvens av flere pristopper er at det øker lønnsomheten av å investere i fleksibilitet. Enten det er batterier, hydrogenkraftverk, ekstra fleksibilitet i forbruket eller for Norges del mer effekt i regulerbar vannkraft. Som vi har påpekt tidligere – blant annet i den nordiske rapporten "Challenges and Opportunities for the Nordic Power System" i 2016 – så kan den største utfordringen ligge i overgangsperioden før aktører på forbrukssiden har vent seg til at fleksibilitet kan lønne seg.

I Norge er økt effekt i regulerbar vannkraft en opplagt mulighet for å dekke opp for det økende effektbehovet. Flere pristopper vil gjøre dette mer lønnsomt. Samtidig vil også flere og lengre perioder med lave priser, drevet av mye mer uregulerbar vind og solkraftproduksjon, også gjøre det mer lønnsomt å øke installert effekt i vannkraftverkene for å redusere behovet for å kjøre kraftverkene i timene med lave priser. Vi oppfatter derfor at mange av de større norske vannkraftprodusentene nå vurderer potensialet for effektutvidelser i sine kraftverk. Det er likevel ikke selvsagt at investeringer i ny effekt er lønnsomt for utbyggere i Norge. Selv med lavere effekt- og energioverskudd vil norske priser være mindre volatile enn i andre land, og lønnsomheten av mer effekt kan derfor være begrenset. Videre vil økt kapasitet redusere andelen pristopper og en aktør som investerer i ny kapasitet kan ikke regne med vedvarende høy andel pristopper. Det er i tillegg høy skatt på vannkraftproduksjon som også er en faktor. Det er derfor viktig å finne ordninger slik at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter blir gjennomført, og det kan være nødvendig å finne nye ordninger for å stimulere til det. Vi vil jobbe for å få større klarhet i lønnsomhet og potensialer i løpet av tiden fram mot neste revisjon av vår Nettutviklingsplan eller Langsiktige markedsanalyse.

Viktig med analyse og kunnskap om norsk effektbalanse

Mer fleksibelt forbruk vil bli viktig for å møte effektutfordringen i Norge, slik som i utlandet. I tillegg har både NVE, Sintef og mange av vannkraftprodusentene dokumentert at det er mulig å bygge ut mye mer effekt i vannkraftsystemet i Norge. Denne typen investeringer og endringer tar tid. Skal slike prosjekter gjennomføres innen 2030 må mest sannsynlig myndighetsprosessene starte om relativt kort tid. For Statnett er det derfor viktig å allerede nå bidra til å sikre en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet ved hjelp av gode analyser og tydelige budskap.

Norge blir påvirket av landene rundt oss. Kapasitetsmarked i andre land som gir utbygging av mer effekt vil føre til lavere pristopper, og potensielt inntekter for Norge ved salg av effektopsjoner. Altså vil pristoppene som kan smitte over på Norge også være lavere. Tilgang på tilstrekkelig effekt er et mindre problem i Norge, men vi kan altså oppleve en strammere situasjon her også. Det kan spesielt skje dersom det blir en veldig hurtig etablering av mye av forbruket som har søkt tilknytning. I så fall kan det være nødvendig med nye ordninger som stimulerer til mer utbygging av effekt, og dette er også noe vi må være forberedt på å kunne levere gode analyser av.

Statnett vil i fortsettelsen legge særlig vekt på:

- Forklare effektutfordringen og peke på behov for tiltak
- Bidra til kunnskapsutvikling og analyser som synliggjør behovet for effektutvidelser
- Jobbe med løsninger for å stimulere økt fleksibilitet hos forbrukerne, særlig de profesjonelle og især nye typer aktører som etablerer ny grønn virksomhet
- Følge med på utviklingen av markedsløsninger for kapasitetsmarkeder og vurdere fordeler og ulemper for Norge ved ulike varianter av slike løsninger
- Økt fokus på effektutfordringen i framtidige analyse- og plandokumenter (KMA, LMA, NUP)