

NOTAT

ORIENTERING TIL FORSYNINGSTILSYNET OM FORVENTET KOMMENDE ÆNDRINGER TIL MARKEDSDESIGNET FOR MFRR I DK2

Den 19. december 2018 udgav Forsyningstilsynet en rapport, om Energinets indkøb af reserver i elsystemet. Rapporten indeholder en række opfølgninger og anbefalinger, hvor anbefaling nummer fire er:

Forsyningstilsynet vil anmode Energinet om en udviklingsplan for markedet for mFRR i DK2 senest 1. kvartal 2019 og i særlig grad at have fokus på, hvordan mFRR i DK2 skal indkøbes og prissættes, frem til at et forventeligt nordisk reservekapacitetsmarked for mFRR er etableret. Udviklingsplanen skal bl.a. indeholde konkrete forslag til, hvordan markedet for ad hoc indkøb for mFRR kan forbedres med henblik på at forbedre udbuddet af mFRR samt markedets funktionsmåde i efteråret 2019.

Dette notat er Energinets svar på Forsyningstilsynets anmodning. Som en generel kommentar til både tidsplaner og indhold, skal der tages forbehold for, at metoderne kan godkendes af regulatorerne, og denne godkendelse ikke tager længere tid end de fastsatte tidsfrister jævnfør netreglerne.

Resumé

Efter 2020 udløber de eksisterende femårige kontrakter for levering af manual frequency restoration reserves (mFRR, også kaldet manuelle reserver). De nye markedsrammer skal sikre konkurrence, høj sikkerhed for den nødvendige kapacitet og opbakning fra de danske aktører.

De fremtidige markedsrammer for indkøbet af mFRR i DK2 forventes indrettet som et fælles marked mellem DK1 og DK2 for 240 MW, som indkøbes gennem timebaserede dagsauktioner og understøttes af reservationer på Storebælt. Resten af mFRR-behovet dækkes lokalt i DK2 gennem så lange kontrakter som muligt for at fremme en konkurrencebaseret prissætning. Energinet Elsystemansvar vil overgå til at indkøbe så meget kapacitet som muligt i et fællesnordisk marked i takt med, at de øvrige nordiske TSO'er også benytter det fælles marked. Energinet har i øjeblikket ikke nogen konkret forventning til, hvornår dette vil ske, da det følger TSO-ernes præferencer. Energinet Elsystemansvar påbegynder nu metodeanmeldelse til Forsyningstilsynet, som forventes at ske medio 2019.

I perioden indtil 2021 forventer Energinet Elsystemansvar i forhold til erstatningsindkøb at til-lade langsomme reserver og at indkøbe for en længere periode i stedet for en time ad gangen. Den præcise metode for dette indkøb er fortsat uafklaret.

1. Baggrund

Energinet Elsystemansvar har brug for tilstrækkelige ressourcer til at balancere elsystemet for at kunne leve op til sine internationale forpligtelser. Regulerkraft er i denne henseende nøgleproduktet, fordi Energinet Elsystemansvar ikke ønsker at afkoble forbrug ved almindelig balancer-ing.

Indkøb af mFRR-kapacitet betyder, at en balanceansvarlig aktør er forpligtet til at afgive opre-guleringsbud i regulerkraftmarkedet og dermed i praksis reservere sin kapacitet til regulerkraft-markedet. Prissætningen af opreguleringsbuddet er op til aktøren. Som betaling for at stille ka-paciteten til rådighed i regulerkraftmarkedet modtager den balanceansvarlige aktør en rådig-hedsbetaling. mFRR-indkøb sikrer således, at Energinet Elsystemansvar har adgang til et mini-mum af opreguleringsressourcer og derigennem kan leve op til sine internationale forpligtel-ser.

I regi af den nye nordiske balanceringsmodel udarbejdes der i øjeblikket en ny reservedimensi-onering. Den ændrede dimensionering kan medføre, at behovet og indkøbet for mFRR i DK2 ændres. Den nye dimensionering foreligger ikke endnu og fremtidige ændringer i behov og ind-køb vil blive kommunikeret tydeligt og i dialog med aktører og godkendt af FSTS, hvor aktuelt. Indeværende notat er skrevet ud fra en forudsætning om fastholdt dimensionering på 600 MW i DK2. Den nye metode for reservedimensionering skal sendes til regulatorerne til godkendelse senest 18. juni 2019. De risici, der beskrives i de følgende afsnit om leveringssikkerhed, konkur-rence og omkostninger, vil blive større med et eventuelt større behov for mFRR i DK2, men det vil fortsat være de samme parametre, der vil være bestemmende for valget af markedsram-mer.

De nuværende femårige mFRR-kontrakter udløber i 2020, og Energinet Elsystemansvar skal så-ledes lave nye rammer for indkøbet af mFRR-kapacitet i DK2 for perioden efter 2020.

2. Forudsætninger for indkøbet af mFRR efter 2020

Forudsætningerne for indkøb af reservekapacitet ændrer sig betydeligt med Clean Energy Package (CEP). CEP artikel 5(9) kræver, at mindst 40 pct. af kapaciteten (for standard produk-ter) leveres på daglige kontrakter, imens den resterende andel må leveres på kontrakter med højst en måneds løbetid for én måned ad gangen. Det er således ikke muligt at fortsætte de nuværende lange indkøb. Alt andet lige ændrer dette investeringsusikkerheden for mFRR-leve-randørerne og forventes at blive afspejlet i deres prissætning. Omvendt bliver det nemmere for nye leverandører og teknologier at deltage, og de korte kontrakter gør markedet mere til-pasningsdygtigt over for forandringer.

På udbudssiden af mFRR-markedet sker der i disse år betydelige forandringer. Udfasning af Grundbeløbet har betydning for økonomien for en lang række decentrale kraftvarmeanlæg. Dertil kommer, at Amagerværket Blok 3 lukkes i forbindelse med idriftsættelse af HOFORs nye kraftvarmeblok.

Disse ændringer betyder, at risikoen for mindre konkurrence, højere priser og utilstrækkeligt udbud stiger. Det medfører ligeledes øget risiko for aktører med en dominerende markedsposition. Ved erstatningsindkøb har der siden 2016 været adskillige eksempler på meget høj pris-sætning. Disse situationer er rapporteret til Forsyningstilsynet.

Derudover etableres det markedsræssige grundlag for et fællesnordisk marked for mFRR-kapacitet med den nye balanceringsmodel for Norden (Nordic Balancing Model, NBM), hvor dog det primære fokus ligger på kapacitetsmarkedet for automatiske reserver (aFRR). De nordiske TSO'er planlægger dynamiske reservationer mellem de nordiske prisområder, hvor kapacitet kun reserveres til reserver, når værdien overstiger værdien ved anvendelsen af kapaciteten i day-ahead-markedet.

De nordiske TSO'er vil bruge platformen for aFRR-kapacitet, der forventes implementeret i løbet af 2019, som udgangspunkt for mFRR-platformen.

Udover selve markedsrammerne og designet, som er omdrejningspunktet for dette notat, ser Energinet også på rammerne og mulighederne for, at forbrug, sol og vind og andre nye teknologier skal kunne deltage i reservekapacitetsmarkedet. Dette vil dog ikke blive gennemgået i dette notat.

3. Muligheder for indkøb

De konkrete markedsrammer for indkøb af mFRR-kapacitet skal bedst muligt sikre stærk konkurrence og høj sikkerhed for den nødvendige kapacitet på både kort og langt sigt. Energinet Elsystemansvar skal her afveje fordelene ved internationale markeder og de potentielle negative konsekvenser for investeringsklimaet i DK2 afledt heraf, som beskrives nærmere nedenfor.

3.1 Internationale markeder

Energinet Elsystemansvar vurderer, at markedsløsninger på langt sigt giver den største leveringsikkerhed og de laveste omkostninger. Jo større markederne er, jo stærkere er konkurrencen om at levere ydelser, hvormed markedseffektiviteten øges. I dag høster Energinet Elsystemansvar og de danske aktører gevinsten heraf i day-ahead-markedet, intraday-markedet og regulerkraftmarkedet (balancemarkedet). Med aktiveringsplatformene for mFRR- og aFRR-energi (MARI og PICASSO) udvides balancemarkederne i 2021 til at omfatte hele Europa. For at sikre effektivt indkøb af mFRR ser Energinet Elsystemansvar det som centralt at gøre markedet større, sådan at konkurrencen om at levere mFRR øges.

Med et fælles nordisk marked på plads medio 2020 kan Energinet Elsystemansvar (forudsat deltagelse af DK1 i det fælles kapacitetsmarked) få mulighed for at hente mFRR-kapacitet til DK2 via både DK1 (principielt op til 600 MW over Storebælt) og via Sydsverige (principielt op til 1.300 MW over Øresund). I begge tilfælde kan kapaciteten stå til rådighed enten i DK1 eller i et nordisk prisområde. Disse kapaciteter forudsætter, at de nordiske regulatorer godkender reservation af disse kapaciteter, hvilket i øjeblikket bliver diskuteret i regi af metodeanmeldelse af markedsdesignet for det fællesnordiske aFRR-marked. Dertil kommer den lokale kapacitet i DK2.

Et fællesnordisk marked kan – afhængigt af mulighederne for reservation - således give såvel en stærk konkurrence som en høj sikkerhed for adgang til den ønskede kapacitet. Konkret vil hverken udetid på Storebælt eller Øresund skabe risiko for utilstrækkelig mFRR-kapacitet, fordi der vil være rigelig kapacitet på de andre forbindelser samt lokalt i DK2.

I dag leveres mFRR-kapacitet lokalt i DK2. Med de øvrige internationale markeder in mente ser Energinet Elsystemansvar det som naturligt, at også mFRR-markedets geografi udvides. Energinet Elsystemansvar har dette pejlemærke, selv om det på kort sigt kan påvirke effekttilstrækkeligheden i DK2 negativt, idet danske aktører udsættes for konkurrence fra Norden. Det kan medføre øget lukning af kapacitet i DK2, uden at der tilvejebringes anden kapacitet i DK2 til erstatning.

3.2 Gensidige markeder

Selv om der i NBM planlægges at blive etableret et fællesnordisk marked for mFRR-kapacitet, er det usikkert, hvordan de øvrige nordiske TSO'er vil benytte markedet fra starten. Ingen af de øvrige nordiske TSO'er forventes på kort sigt at indkøbe mFRR-kapacitet i det fælles marked, men forventes at fortsætte eksisterende indkøb. Det er derfor ikke givet, at de fx vil integrere et fællesnordisk mFRR-marked ind i deres egne IT-systemer, hvormed disse bud ikke vil være tilgængelige for andre TSO'er. Energinet Elsystemansvar står således på nuværende tidspunkt som den eneste nordiske TSO, der officielt har meldt ud, at de er parate til at benytte det nye fællesnordiske marked.

De danske aktører har overfor Energinet Elsystemansvar været eksplicitte i forhold til, at et fælles nordisk marked bør forudsættes, at TSO'erne gensidigt åbner deres markeder. Energinet Elsystemansvar vurderer, at ensidig indtræden vil skade aktørernes tillid til investeringsklimaet og dermed reducere de langsigtede investeringer i kapacitet i DK1 og DK2. Med usikkerheden om markedet samt konsekvensen for investeringerne i Danmark, vil Energinet Elsystemansvar først træde ind i det fælles nordiske marked, når der er gensidighed i anvendelsen af markedet. Dette kan på den korte bane betyde øgede omkostninger til mFRR i forhold til omkostningerne ved ensidig indtræden i det fælles nordiske marked, men understøtter samtidig investerings-signalet for de danske aktører.

I stedet vil Energinet Elsystemansvar på kort sigt etablere et fælles, gensidigt marked mellem DK1 og DK2. Målsætningen om et gensidigt fælles nordisk marked fastholdes som det langsigtede mål.

4. Konkrete markedsrammer

Ved udetid på Storebæltsforbindelsen i et fælles marked mellem DK1 og DK2 vil hele behovet for mFRR skulle dækkes af enheder lokalt i DK2, når der ikke er mulighed for at købe mFRR-kapacitet i Norden. Dermed vil mFRR-markedet understøtte minimum 600 MW kapacitet i DK2.

Det er grundlæggende aktørernes tillid til, at Energinet Elsystemansvar vil købe den nødvendige kapacitet, der bestemmer, om markedet vil understøtte 600 MW kapacitet i DK2. Det er derfor centralt, at Energinet Elsystemansvar ikke efterlader tvivl om, at den nødvendige kapacitet vil blive købt. Ligeledes har aktørerne udtrykt ønske om, at ændringer til de nye rammer bliver varslet i god tid, da selv kortsigtede investeringer ellers vil ske under endnu større usikkerhed.

Aktørerne med de højeste omkostninger i forbindelse med at levere mFRR vil via markedet blive henvist til at levere mFRR, når der er udetid på Storebæltsforbindelsen eller "normale" leverandører i DK2. Disse aktører vil således ikke opleve et kontinuert marked, hvilket reducerer deres investeringssikkerhed.

Givet disse risikobetrægtninger ser Energinet Elsystemansvar et behov for, at der sikres en vis kapacitet lokalt i DK2. I dag er der et behov for en kapacitetsmargin, der kan sikre tilstrækkelig kapacitet ved udetid på Kyndbyværket Blok 22, som har en kapacitet på 260 MW. Ved at tillade en tilnærmelsesvist tilsvarende kapacitet, at blive indkøbt i et fælles marked mellem DK1 og DK2, opretholdes den nuværende risikoprofil i forhold til leveringsikkerhed.

I lyset af erfaringerne med høj prissætning i forbindelse med erstatningsauktioner i DK2 under udetid på Kyndbyværket Blok 22, ser Energinet Elsystemansvar en risiko for, at et lokalt time-baseret marked kan resultere i markedsmagt. CEP artikel 5(9) tillader, at op til 60 pct. af summen af mFRR- og aFRR-kapaciteten indkøbes på kontrakter med en maksimal kontraktlængde på én måned (forudsat at kapaciteten købes som standardprodukter). I disse kontrakter vil "langsomme" anlæg, som defineret i udbuddet bag de nuværende lange kontrakter kunne deltage, hvilket bidrager til et øget udbud.

I Norden er forholdet mellem standardprodukter og specifikke produkter ikke endeligt defineret, men Energinet forventer, at standardproduktet for mFRR vil følge specifikationerne for standardproduktet på den fælleseuropæiske platform for mFRR (MARI). I DK2 forventes der således med indkøb af "langsomme" anlæg, at blive indkøbt minimum et specifikt produkt.

Dertil kommer, at CEP i en overgangsperiode på måske op til fem år giver mulighed for, at kontraktlængden kan være op til ét år, hvilket forudsætter regulatorgodkendelse. Længere kontrakter vil øge risikoen for aktørerne ved aggressiv budgivning, hvorfor en mere moderat budgivning forventes ved månedskontrakter, som også giver mulighed for, at decentrale kraftvarmeanlæg med sæsonbestemt produktion og dermed sæsonbestemt kapacitet bedre kan deltage. Derfor er Energinet Elsystemansvars oplæg, at 360 MW (60 pct.) af det nuværende behov købes lokalt i DK2 på månedskontrakter, mens de resterende 240 MW (40 pct.) købes på time-baserede daglige auktioner i et fælles marked mellem DK1 og DK2.

5. Muligt behov for nye markedsrammer for mFRR i DK1

I dag indkøbes der kun ca. 300 MW mFRR i DK1. Det skyldes deling af 300 MW mFRR fra DK2 til DK1. Synkronområdeaftalerne som følger af netreglen SOGL artikel 118(1)(z) kan medføre, at denne deling ikke vil kunne fortsætte, hvormed behovet vil øges med 300 MW. Ny reservedimensionering og markedsudviklingen kan på længere sigt ligeledes medføre en ændring af behovet i DK1. Det kan betyde, at de nuværende meget lave priser på mFRR i DK1 ikke vil fortsætte. Omkostningerne i DK1 kan således blive sammenlignelige med mFRR-omkostningerne i DK2.

Dermed kan ændringer af markedsdesignet for mFRR i DK1 også blive relevant, idet problemstillingerne grundlæggende set er de samme som i DK2. De nuværende priser i indkøbet i DK1 betyder formentlig, at en del kapacitet er "sovende", og derfor ikke deltager i de daglige auktioner. Det er således svært at identificere den tilgængelige kapacitet i DK1 ud fra eksisterende buddata. Hypotesen om den sovende kapacitet bekræftes af buddata ved i situationer med øget indkøb i DK1, men det er ikke givet, at disse situationer "vækker" al kapaciteten.

6. Ændringer af markedsrammer for indkøbet i DK2 inden 2021

I forhold til markedsdesignet i perioder med erstatningsindkøb, indtil de nye markedsrammer tager over ved starten af 2021, har Energinet Elsystemansvar tre grundlæggende muligheder for at foreslå ændringer til det eksisterende markedsdesign:

1. Fælles indkøb med DK1 som beskrevet ovenfor
2. Periodebaseret indkøb i stedet for timebaseret indkøb
3. Mulighed for deltagelse af langsomme reserver ved udetid på langsomme leverandører

Mulighed 2 og 3 kan supplere hinanden, men er inkompatible med mulighed 1, da Energinet Elsystemansvar ikke forventer at kunne opnå længerevarende reservationer. Disse muligheder forudsætter alle metodeanmeldelse. Ved ovenstående muligheder vil Energinet i perioder med erstatningskøb aktivt informere markedet om ekstraindkøbet for at sikre opmærksomhed om markedsmulighederne.

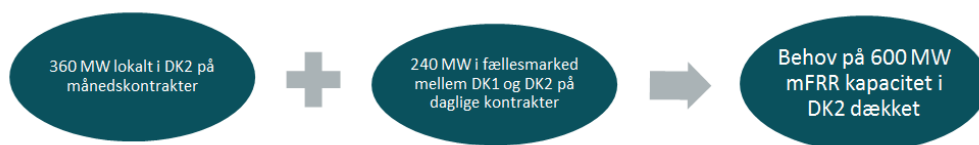
Herudover kan det måske være en mulighed at lave periodebaserede kontrakter i stil med de nuværende femårige kontrakter, dog med en væsentligt kortere kontraktperiode.

Energinet overvejer fortsat den optimale tilgang, men forventer at forfølge et periodebaseret indkøb med mulighed for deltagelse af langsomme reserver. Om dette indkøb skal muliggøres gennem metodeanmeldelse eller ved periodebaserede kontrakter, er fortsat uafklaret.

7. Opsummering

Energinet Elsystemansvar oplæg er at etablere et fælles mFRR-marked for DK1 og DK2 for 240 MW, som indkøbes på timebaserede dagsauktioner. Resten af mFRR-behovet i DK2 skal dækkes lokalt i DK2, hvor der anvendes så lange kontrakter som muligt, hvorved risiko for at miste omsætning i op til et år i overgangsperioden skabe incitament til konkurrencebaseret budgivning. Energinet Elsystemansvar vil overgå til at indkøbe så meget kapacitet som muligt og sikkert i et fælles nordisk marked, i takt med at de øvrige nordiske TSO'er også skulle begynde at benytte det fælles marked – forudsat regulatorgodkendelse af kapacitetsreservation til dette formål. Aktørerne skal varsles herom i acceptabel tid, så det langsigtede mål ikke negativt påvirker investeringsklimaet blandt aktørerne.

Energinet Elsystemansvar påbegynder nu arbejdet med metodeanmeldelse hos Forsyningstilsynet, som forventes at ske medio 2019, hvor der forud vil ske en formel høring af aktørerne. Denne proces kan medføre ændringer i de endelige rammer.



Figur 1 Sammensætning af indkøb af mFRR-kapacitet.

I perioden indtil 2021 forventer Energinet Elsystemansvar i forhold til erstatningsindkøb at tilslutte sig at erstatte langsomme reserver og at indkøbe for en længere periode i stedet for en time ad gangen. Den præcise metode for dette indkøb er fortsat uafklaret.