



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

Dato:
27. marts 2020

Forfatter:
LKB/LKB

HØRINGSNOTAT

Metode for indkøb af mFRR kapacitet i DK1 og DK2

Metode for udveksling af mFRR kapacitet mellem DK1 og DK2

Energinet har i perioden 18. februar 2020 til 18. marts 2020 haft metode for indkøb af mFRR kapacitet i DK1 og DK2 og metode for udveksling af mFRR kapacitet mellem DK1 og DK2 i høring.

I perioden har Energinet modtaget høringssvar fra følgende markedsaktører:

- Lyngby Kraftvarmeværk
- Effektmarked.dk
- Grøn Energi, FSE og Wind Denmark
- Markedskraft
- Dansk Energi
- Ørsted

Energinet har i det følgende grupperet de indkomne høringssvar i kategorier, der giver svar på markedsaktørernes kommentarer og forslag. Markedsaktørerne er citeret direkte under de forskellige kategorier. De modtagne høringssvar er vedlagt anmeldelsen til Forsyningstilsynet.

Generelle kommentarer

Lyngby Kraftvarmeværk:

De fremlagte høringer giver generelt den oplevelse, at Energinet (ENDK) er blevet kastet baglæns ind i disse 2 metoder. Det virker ikke som om formålet arbejdet har været at lave et vel-fungerende marked med høj forsyningssikkerhed i DK2. Det virker i højere grad som om både de indledende workshops og de fremsendte høringer, har til formål at finde en vej som gør, at vi ikke igen ser reservationspriser på 10.500 DKK/MW i DK2. Desværre kun med et minimalt hensyn til, hvilke konsekvenser vi det har for transparens, spotmarkedet, behovet for strategisk reserve og forsyningssikkerheden.

Det skal understreges, at situationen dengang opstod pga. manglende dagsauktioner, som gjorde at aktørerne blev taget på sengen – der manglede ikke kapacitet, der var ikke snyd eller andet. Prisen på de 10.500 DKK/MW var meget høj, men kun i en kort periode, det skal bemærkes, at ENDKs samlede omkostninger for mFRR i DK2 over de første 4 år (2016-2019) af

den nuværende 5 årskontrakt ikke har været særligt høje. Faktisk har det været langt over 100 mDKK billigere end den foregående 5 års kontrakt, som ikke var markedsudsat. Her skal man huske at indkøbet dækker over 8760 timer/år – ikke kun de få timer, hvor der har været ekstra-indkøb.

Derudover mangler materialet overvejelser af hvordan indkøb af nedreguleringsreserver vil se ud. Dette må antages at blive relevant med den fortsatte udbygning med VE.

Effektmarked.dk:

Energinet bruger meget energi på at forklare hvorfor det er positivt med et månedsmarked i DK2, og anvender en retorik hvor markedsaktørerne i timemarkedet i DK2 "skyggemarkedet" bliver udråbt til at være skurken, fordi de tager sig alt for godt betalt de få dage om året, hvor de indbydes til at deltage i markedet. Der mangler Energinet, i gennemsigtighedens tegn, at lave en beskrivelse af at "markedstilpasning" er noget der sker over tid, - og det sker både i situationer med overkapacitet og i situationer med underkapacitet. Desuden ville det pynte gevaldigt på gennemsigtigheden, hvis Energinet åbent og ærligt fortæller, at de mener at Kyndbyværket ikke kan undværes i DK2, selv om det er et aldrende anlæg, med dårlige tekniske egenskaber, som ikke kan levere på samme kvalitative og prismæssige niveau, som alle andre produktionsanlæg i rådighedsmarkedet.

Energinets svar:

Energinet blev i forlængelse af situationen i efteråret 2018, hvor prisen på mFRR blev 10.500 DKK/MW, af Forsyningstilsynet bedt om at kigge på løsninger, der kan mitigere risikoen for, at en lignende situation opstår igen. Derfor har det naturligt været en del af målsætningen i udarbejdelsen af et nyt markedsdesign for indkøb af mFRR.

Der er eksempler i erstatningsauktionerne fra 2016-2020, der viser markedstilpasning – men også 'omvendt markedstilpasning', der indikerer, at fordi konkurrencesituationen ikke er optimal, så drives priserne op uden nogen omkostningsmæssig årsag hertil. Dette er Energinet forpligtet til at håndtere.

Energinet har haft som mål at udvikle et markedsdesign, der skaber god konkurrence – og dermed minimerer sandsynligheden for, at vi kommer i en situation som i efteråret 2018. Herudover har der været fokus på at skabe et markedsdesign, der sikrer optimal udnyttelse af tilgængelige ressourcer. Det er Energinets holdning, at det anmeldte markedsdesign lever op til disse kriterier. Energinet er uenig i, at dette markedsdesign forringer transparensen og får konsekvenser for forsyningssikkerheden. Der vil naturligt være en konsekvens for spotmarkedet, når der reserveres kapacitet til mFRR. Reservationsmetoden skal sikre, at kapaciteten anvendes der, hvor den skaber størst værdi, hvorved der samlet set sker en samfundsøkonomisk optimering.

Markedsdesignet er anmeldt for indkøb af mFRR. Der skelnes i designet således ikke mellem op- og nedregulering. Nedregulering vil blive indkøb efter identiske principper, hvis det måtte blive aktuelt.

Auktionstype: Månedsmarked og dagsmarked

Ørsted:

Månedsmarked i DK2 bør øges til 60% af det samlede marked på 900 MW, hvilket giver op til 540 MW på månedsmarkedet.

Grøn Energi, FSE og Wind Denmark:

Den metodeanmeldelse, der allerede er godkendt for indkøb af mFRR i DK2, har potentiale til at sikre et økonomisk effektivt marked og vi anbefaler, at indkøbet overgår til udelukkende timebaserede indkøb i både DK1 og DK2, da dette vil være det bedste grundlag for at tiltrække nye leverandører i markedet. Dette vil kun kræve, at Energinet begynder at indkøbe mFRR efter den beskrevne metode.

Energinets faktiske indkøb består af langtidskontrakter og adskiller sig dermed markant af den "gældende metode". Derfor har den gældende metode ikke haft mulighed for at understøtte etableringen af et effektivt marked baseret på daglige auktioner for mFRR i DK2.

Den nuværende praksis med 5-årige kontrakter og den foreslåede metode med månedskontrakter udelukker mulige leverandører af mFRR. Der kan være forskellige årsager til, at en leverandør ikke vil indgå en månedskontrakt.

- Ved på forhånd at der vil komme timer eller dage, hvor man ikke vil kunne levere. Selvom man måske kan levere de fleste timer i løbet af en måned. De timer, hvor man ikke kan levere, udgør en barriere. For et fjernvarmeselskab handler det fx om timer, hvor man ikke kan afsætte varmen eller hvor månedskontrakten ville tvinge et dyrere anlæg i drift (i forhold til hvordan der ellers kan produceret varme på det givne tidspunkt). For vindenergi vil der være timer i løbet af en måned, hvor man ikke kan levere kapacitet når der ikke forventes vindenergiproduktion i en given time.
- For mindre aktører med få anlæg kan en månedskontrakt udgøre en uforholdsmæssig risiko.
- Jo tættere på driftstidspunktet, jo bedre er situationen kendt. Det gør at flere kan byde ind og kan gøre det til en lavere pris. Tidshorizonten på en måned udgør en barriere. For eksempel vil det i praksis være umuligt for industrien at sælge mFRR på månedskontrakter. Dermed er en stor del forbrugssiden udelukket fra dette marked.

Derfor skal indkøbet af mFRR-kapacitet være på daglige timekontrakter.

Vi er uenige i at så meget indkøb som muligt på månedskontrakter vil give den mest kostægte prissætning (se argumenterne i afsnittet ovenfor). For elektrisk energi har spotmarkedet illustreret, hvordan korttidsmarkedet leverer de bedste markedspriser. Det er vanskeligt at tro, dette ikke også gælder med kapacitet. Med stadig mere VE i elforsyningen vil værdien af både elektrisk kapacitet og energi fluktuere fra time til time. På den baggrund virker et månedsmarked for mFRR helt ude af trit med markedsudviklingen.

Med argumentationen "Dette skal forstås således, at markedsaktørens risiko øges, fordi markedsaktøren risikerer at være ude af markedet i en hel måned." virker det ikke til at man tror på markedet og på konkurrence og vil ikke lade det være op til markedets aktører at vælge, hvilket marked man vil deltage i. Det er et meget ærgerligt signal at sende fra Energinet.

Forordning 2019/943 (om det indre marked for elektricitet) sætter en kontraktperiode for balanceprodukter på højst én dag. Vi er altså på vej mod et fælles marked, hvor der ikke er månedskontrakter, så hvorfor ikke tage springet til de daglige kontrakter med det samme? I det fremtidige, fælles nordiske mFRR-marked vil der kun blive handlet standardprodukter. Dvs. ingen månedskontrakter og ingen anlæg langsommere end 15 minutter.

Vi mener ikke, at det lever op til forordningen at starte ud med et marked baseret på månedskontrakter. Hvis Forsyningstilsynet på et tidspunkt overvejer muligheden for at give tilladelse til at afvige fra kravet om kontraktperiode på højst én dag, så bør det være på baggrund af en længerevarende periode med daglige timebaserede kontrakter. Perioden bør være så lang, at der reelt er mulighed for at opbygge et marked, der er i overensstemmelse med forordningen (daglige timekontrakter).

De erstatningsauktioner, som danner grundlag for Energinets erfaringer med manuelle reserver i DK2, kan ikke sammenlignes med et almindeligt ("rigtigt") marked.

Erstatningsauktionerne kommer med kort varsel og kun når der ikke er meget kapacitet i markedet (fx fordi en stor del af kapaciteten, der kan levere mFRR-kapacitet, allerede er "låst" fast af de lange kontrakter). Alene det gør, at priserne fra erstatningsauktionerne ikke kan sammenlignes med et kontinuert og forudsigeligt marked. Historiske priser fra erstatningsauktioner giver et urealistisk bud på priserne i et etableret marked for daglige indkøb af mFRR i DK2 på timekontrakter.

At man lejlighedsvis har indkøbt erstatningskapacitet, betyder ikke, at man har haft eller afprøvet et dagligt marked for mFRR på timekontrakter i DK2. Derfor mener vi ikke, at Energinet har argumenter som nødvendiggør månedskontrakter. Der bør i stedet indføres et dagligt marked med timekontrakter.

Lyngby Kraftvarmeværk:

Der er fremlægges forslag om 3 nye produkter, 1) et månedsprodukt, 2) et prisområde overskridende produkt og 3) et 90-minutters produkt. En vigtig forudsætning for et velfungerende marked er, at der er en god likviditet. Ved at klippe og hakke i produktdefinitionerne opnår man dels et meget uigennemskueligt marked og dels incitament til levering af dårligere produkter. Dette er heller ikke i tråd med EU-krav om marginalprissætning af reserveprodukter. Når man deler indkøbet ud på en række mindre auktioner, opnår man ikke en ægte marginalpris og dermed ikke det ægte prissignal til markedet.

Månedsproduktet er en underlig mellempriode opfindelse, vi skal på sigt have timeindkøb for hele mængden, hvorfor ikke bare tage det fulde skridt med det samme? ENDKs forklaring om aktørens risiko ved ekstrem prissætning, er problematisk læsning da ENDKs argumenter går på at øge aktørernes risiko. Det kan ikke være TSOens opgave at øge aktørernes risiko.

LKVs anbefaling er, at man foretager 100% af indkøbet day-ahead.

Effektmarked.dk:

Ordet "rimelig" defineres i Den Danske Ordbog som følgende: Når noget er passende og fornuftigt, under de givne omstændigheder. Energinet har ved tidligere lejligheder forsvaret prisniveauet på sine 2 x 5-årige aftaler i DK2 med DONG med, at det var en rimelig betaling, som dækkede en rimelig forrentning af det anlæg som blev stillet til rådighed for at dække forsyningssikkerheden i DK2. Disse aftaler gav en betaling på 22.000,- dkk/MW/md = 32,- dkk/MW/h for et anlæg hvor ca. halvdelen kan starte og levere på 15 minutter, og den resterende del kan starte og levere på 1½ - 2 timer. Fastprisaftalerne for perioden 2015 – 2020 er nogenlunde på samme niveau, men kan desværre ikke faktisk efterprøves, da det ikke har været muligt at finde priser og betingelser på alle de indgåede aftaler for perioden. Men det antages, at Energinet også finder dette prisniveau for rimeligt. Energinet har i 2019 betalt et gennemsnit på 15,5 dkk/MW/h i rådighedsbetaling i timemarkedet "skyggemarkedet" for manuelle rådighedsreserver i DK2. Denne betaling mener Energinet så til gengæld er "urimelig" høj,

selv om de har haft reserver til rådighed, for at dække udfald på de reserver de allerede har betalt dobbelt så meget for, vel at bemærke, på fastprisaftaler i den selvsamme periode. Det ser altså ud til, at Energinet har en differentieret tilgang til hvornår et vilkår er rimeligt, afhængig af om det er i forhold til om det er rimeligt for Energinet og deres beregninger i en given situation, - eller om det er rimeligt for en gruppe af producenter i et bestemt marked, i en given situation. Energinet opfordres derfor til, at vilkår for alle forhold i markedet, set fra alle markedsaktørers vinkel, skal vurderes med samme definition af rimelighed.

Energinet deler indkøbet af rådighedsreserver i DK2 i hhv. et månedsmarked og et dagsmarked på timebasis, - hvor anlæg, der kan deltage i timemarkedet, også har lov til at deltage i auktionen i månedsmarkedet, men det fremgår ikke om det omvendte er tilfældet, selv om de langsomme reserver jo reelt er at betragte som 15 minutters reserver så længe Energinet har en aftale med Svenske Kraftnät.

Energinet skriver, at anlæg placeret i DK1 IKKE kan deltage i månedsmarkedet i DK2, og dette udelukker de værker i DK1, som reelt kan deltage i et månedsmarked, fra at konkurrere på lige fod med anlæg placeret i DK2. Her skal det bemærkes, at ved den planlagte udetid på DES kan indkøbet i månedsmarkedet planlægges derefter, - og ved utilsigtede udfald kan der gennemføres erstatningskøb som, af Energinet, beskrevet ved udfald af anlæg placeret i DK2.

At Energinet vælger at dele markedet i 2 forskellige indkøbsmodeller vil fortsat forhindre indførelsen af et fælles marked for indkøb af manuelle rådighedsreserver i Danmark, hvor alle har lige vilkår for deltagelse og konkurrence, - og denne forhindring vil Energinet dermed automatisk blive nødt til at videreføre, hvis der en dag indføres et fælles nordisk marked.

Energinets svar:

Månedsmarkedet er kun i DK2 og udgør derfor 60% af behovet i DK2 og ikke af det samlede behov. Dette fastholder Energinet. Anlæg i DK1 kan ikke deltage i månedsmarkedet i DK2, da det i så fald ikke vil være en dynamisk, men en fast reservation af kapacitet. Med afgørelsen for levering af aFRR fra Norge via SK4 forventer Energinet ikke en godkendelse heraf.

Alle anlæg, der er godkendt til at levere mFRR, kan deltage i både dagsmarkedet og månedsmarkedet, så længe kapaciteten kun sælges én gang og så længe anlægget for månedsauktionen ligger i DK2. Det vil være aktørens ansvar, at kapacitet kun sælges én gang. Energinet følger op på dette med løbende kontroller.

Energinet anerkender, at et månedsmarked ikke er optimalt for teknologier, der har vanskeligt ved at forudsige sin produktion, eksempelvis vind og sol. Disse teknologier må afsætte deres kapacitet i den daglige auktion i stedet. Energinet kommer ikke til at udelukke visse teknologier fra månedsmarkedet. Det vil være fuldstændigt op til leverandøren.

Det er korrekt, at der ikke bliver et månedsmarkedet i Norden – det lægger Energinet heller ikke op til. Energinet bakker fuldstændigt op om et nordisk marked med udveksling af standardproduktet i en daglig timebaseret auktion.

Det er dog usikkert, hvornår der etableres et nordisk mFRR kapacitetsmarked. Derfor er der behov for at udvikle et design, der tager hensyn til de danske behov og løser de danske problemstillinger. Samtidig er det dog en stor prioritet, at de forventede nordiske markedsrammer implementeres bedst muligt, så vi sikrer en så blid overgang til et fællesnordisk marked som muligt for de danske aktører.

Energinet er ikke enig i, at implementeringen af et månedsmarked forhindrer et fælles timebaseret marked. Energinet anmelder nu et månedsmarked, fordi Energinet mener, at et månedsmarked kombineret med et dagligt timemarked skaber den nødvendige konkurrence og dermed sikrer det mest omkostningsægte indkøb af mFRR. Dette markedsdesign vil forventeligt gælde indtil et fællesnordisk mFRR kapacitetsmarked er endeligt etableret. Hvorvidt der herefter vil være behov for at fastholde månedsinkøbene lokalt i DK2 er der ikke taget stilling til, da det endnu ikke vides, hvornår et fællesnordisk mFRR kapacitetsmarked er etableret.

Energinet mener, at metodeanmeldelsen er i tråd med Clean Energy Package, idet Energinet argumenterer for, at der er behov for at afvige fra daglige auktioner. Energinet mener, at et månedsmarked forbedrer den økonomiske effektivitet i det samlede indkøb af mFRR kapacitet, idet der hidtil har været eksempel på meget ekstrem prissætning i situationer, hvor Energinet har foretaget et dagligt indkøb. Ved at introducere et månedsmarked mener Energinet, at markedsaktøren har incitament til at prissætte sit bud i overensstemmelse med sin reelle omkostning ved at levere mFRR kapacitet, fordi risikoen ved at være ude en hel måned ad gangen, hvis man ikke får tilsagn, skaber netop dette incitament og det mener Energinet er et succeskriterie for et velfungerende markedsdesign.

Energinet anerkender, at erstatningsindkøb ikke nødvendigvis er udtryk for, hvordan prissætningen vil være i et kontinuert timebaseret marked. Det er dog det eneste eksempel Energinet har på anvendelsen af timebaserede indkøb i DK2 og det har været en klar prioritet fra Forsyningstilsynet, at Energinet har prissætningen i erstatningsindkøbene for øje i udarbejdelsen af et nyt markedsdesign for indkøb af mFRR. Månedsmarkedet er således Energinets bedste bud på at håndtere risikoen for priser, der ikke står mål med leveringsomkostningerne.

I de femårige aftaler har decentrale anlæg med afhængighed af varmeaftag deltaget, så det kan lade sig gøre. BRP'en har væsentlig rolle her og det er Energinet helt tryk ved.

Effektmarked.dk angiver en gennemsnitspris på 15,5 DKK/MW for 2019. Dette tal indeholder alle timer, hvor der ikke har været købt noget, dvs. hovedparten af inputdata har en pris på 0 DKK/MW. Det er ikke sammenligneligt med gennemsnitsprisen på de femårige kontrakter på 32 DKK/MW og Energinet finder det ikke anvendeligt i denne sammenhæng. De markedsaktører, der har fået tilsagn i erstatningsindkøbene, har kun en forpligtelse i disse timer og derfor er det ikke relevant at udregne en pris, der indeholde alle de timer, hvor aktøren ikke har en forpligtelse.

Anlæg med en responstid på op til 90 minutter

Ørsted:

Ørsted stiller sig undrende overfor den manglende mulighed for deltagelse af 90 min reserver i dagsauktionerne i DK2. Energinet har netop fået godkendt en metode til at købe langsomme reserver på dagsauktioner, og det fremgår ikke af materialet, hvilke samfundsøkonomiske beregninger der ligger til grund for, at Energinet her vælger at udelukke de langsomme reserver fra dagsauktionerne. Hvad er den samfundsøkonomiske gevinst ved dette kontra den samfundsøkonomi ved den indstilling, der blev godkendt under stor hast sidste efterår?

Grøn Energi, FSE og Wind Denmark:

Anlæg med 15-90 minutters respons hører ikke hjemme da de ikke opfylder kravene til mFRR. Det er problematisk, at man tillader langsomme reserver i mFRR-markedet, fordi de ikke har en

plads i det fremtidige nordiske fællesmarked. De risikerer at fortrænge anlæg der har en plads i det fremtidige nordiske fællesmarked og som overholder kravene i mFRRmarkedet.

Udover at det naturligvis er problematisk at langsomme reserver ikke overholder kravene til mFRR, så er der også den vinkel, at intraday markedet er åbent indtil 45 minutter før driftstimen. Dermed bliver der overlap mellem markederne for ubalancer (intraday) og TSO's balance-ring (regulerkraft). Det betyder, at der vil være situationer, hvor TSO'en skaber ubalancer, fordi man prøver, at fjerne ubalancer som intraday-markedet allerede har fjernet. Derudover giver langsomme reserver problemer med asymmetrisk information og dermed ulige konkurrenceforhold, idet ejere af langsomme anlæg vil have information, som markedet ikke har.

I det mindste er det positivt, at de langsomme anlæg (15-90 minutter) ikke er med i fællesmarkedet med DK1, så de ikke også forurener markedet i DK1.

Hvad menes der med "Der kan endvidere argumenteres for, at stort set alle anlæg er i stand til at levere mFRR i dagsauktionen, hvis de er i drift. Det er således blot et spørgsmål om, hvad det koster at have anlægget i drift, og dermed hvad det koster at være i stand til at levere mFRR i en dagsauktion." Menes der anlæg der kører? For man kan vel starte op med 15 minutters varsel? Det kræver vel ikke at anlægget holdes i drift?

Lyngby Kraftvarmeværk:

En stor del af argumentationen omkring langsomme reserver kommer af en aftale om udveksling med Svenske Kraftnet. De facto køber Energinet reserver i Sverige til at dække perioden 15-90 minutter, indtil de langsomme danske anlæg kommer ind. Der er altså tale om en aftale om køb af reserver mellem 2 TSO'er, som ikke er markedsudsat. LKV stiller sig meget kritisk over denne konstruktion, som i materialet bliver taget for givet.

I forhold til forsyningssikkerheden for DK2 må der nødvendigvis gælde at:

- Kapacitet fra enheder, der står i DK2 giver højere sikkerhed, end kapacitet der står udenfor DK2
- Kapacitet der kan starte på 15 minutter, er bedre end kapacitet der er langsommere

I den nuværende situation (frem til ult. 2020) har vi 440 MW hurtige reserver i DK2 og 200 MW langsomme.

Hvis behovet fortsat er 640 MW, så vil man fra 2021 købe 384 MW (60% af 640 MW) på månedskontrakter, hvoraf de 300 MW vil være langsomme, og 84 MW vil være hurtige. Derefter vil man købe 256 MW på dagsauktioner, som kan komme fra DK1.

Samlet set vil man altså i nogle perioder gå fra 440 MW hurtige reserver til kun at have 84 MW i DK2, da resten er langsomme eller står i DK1.

De langsomme reserver er et bastardprodukt, som bør glemmes omgående! Når vi får den næste store black-out i DK2, så vil langsomme reserver helt sikkert være en afgørende faktor. Reserver (som jo er TSOens værktøj), der strækker sig ind over gate closure for de kommercielle markeder er ødelæggende for forsyningssikkerheden og giver insider information til markedsaktører. Derudover betyder prismodellen, at man skævvriver aktørernes incitament imod levering af langsomme reserver. Den en aktør der har et anlæg, der kan starte på 17 minutter, vil ikke investere i at komme ned under 15 minutter, han vil i stedet for starte på 60-90 minutter, hvilket alt andet lige er dårligere for forsyningssikkerheden.

LKVs anbefaling er:

- LKV mener, at bud fra andre prisområder udover prisforskellen mellem områderne i D-1 også tilføjes en sikkerhedsmargin, som gør, at vi time for time, i hver enkelt time er sikre på, at reservationen skaber værdi (fx 95% konfidensniveau).
- *Glem alt om langsomme reserver, der overlapper med gate closure for de kommercielle markeder.* Disse anlæg må sælge deres kapacitet i spot og intraday markederne i stedet for.

Effektmarked.dk

I forhold til fremstillingen af, og begrundelsen for, at der skal laves et månedsmarked i DK2, - i stedet for at indføre et ens timemarked på daglig basis i hele Danmark, er der ingen vision beskrevet om hvordan Energinet fremadrettet vil søge at leve op til EU's Forordning 2019/943. Der nævnes et fælles nordisk indkøb som en mulighed en gang i fremtiden, men der er ingen plan for hvordan de langsomme reserver skal udfases og erstattes af rigtige 15 minutters reserver. Dermed er der ingen gennemsigtighed i hvordan og hvornår Energinet vil ændre på, eller tilpasse, det setup de søger om godkendelse til.

Energinets svar:

Energinet ønsker at ensrette det daglige marked mest muligt med det markedsdesign, der forventes og arbejdes på i fælles nordisk regi. I det markedsdesign bliver det ikke muligt for anlæg med en respons over 15 minutter at deltage og derfor mener Energinet, at det er det korrekte investeringssignal at sende til markedsaktørerne.

Månedsmarkedet bliver aldrig en del af det nordiske marked. Derfor kan dette produkt tilpasses behov lokalt i DK2.

Metoden for erstatningsindkøb, der blev implementeret i efteråret 2019, var et direkte værktøj til at håndtere utilstrækkelig konkurrence i erstatningssituationerne i DK2. Energinet er af den overbevisning, at konkurrencen i mFRR markedet i DK2 forbedres med et fællesmarked med DK1. Derfor er der ikke behov for at fastholde efterårets metode, hvor langsomme reserver blev godkendt til at levere i perioder med erstatningsindkøb.

Der vil ikke blive købt 300 MW langsomme reserve – der kan købes op til 300 MW langsomme reserver. Der er en stor forskel! Hvis de hurtige reserver er billigere end de langsomme, købes disse. På samme måde købes reserver kun i DK1, hvis de er billigere end reserver i DK2. På den måde indkøbes de reserver, der mest omkostningseffektivt kan dække behovet for mFRR.

Reservedelingsaftalen med Svk er fortsat aktuel og i drift, og en diskussion af denne aftale er ikke en del af denne metode. Så længe denne aftale er i drift, kan der indkøbes op til 300 MW langsomme reserver lokalt i DK2. I forlængelse heraf skal det gøres helt klart, at en opstartstid på mellem 15 og 90 minutter er ikke et problem for forsyningssikkerheden så længe der eksisterer en reservedelingsaftale med Svk. Det er netop derfor der eksisterer en reservedelingsaftale. Langsomme reserver ville kun være et problem for forsyningssikkerheden, hvis reservedelingsaftalen ikke var indgået.

Der er ikke problemer med insider-information mellem hhv. hurtige og langsomme anlæg, da langsomme anlæg aktiveres samme tid som hurtige anlæg. Dvs. at alle anlæg får besked samtidig. Dette har været diskuteret og drøftet med aktørerne gentagne gange og der har været redegjort meget omhyggeligt herfor i arbejdet med metoden for erstatningsindkøb i efteråret 2019.

Energinet anerkender, at der kan være hurtige anlæg, der lukker, som på sigt kunne deltage i et nordisk timemarked. Energinet undrer sig samtidig over, at anlæggene skulle være konkurrencedygtige her, hvis det på forhånd er afgjort af markedsaktørerne, at anlæggene i DK2 ikke engang er konkurrencedygtige med anlæg i DK1. Energinet fastholder derfor, at det er samfundsøkonomisk korrekt, at de anlæg, der billigst muligt kan levere de nødvendige ydelser, holdes i live på bekostning af dyrere anlæg – uanset placeringen af disse.

Spørgsmålet fra Grøn Energi, FSE og Wind Denmark knytter sig til diskussionen i forklaringsdokumentet vedr. risikoen for, at hurtige anlæg kan udkonkurrere langsomme anlæg i månedsauktionen, hvorved der ikke er kapacitet nok til at dække udbuddet i dagsauktionen, fordi de langsomme anlæg ikke må deltage her. Kommentaren refererer til, at denne risiko ikke vurderes særlig stor, da behovet altid kan dækkes af anlæg i drift – dvs. anlæg, der har valgt at være i drift for at levere mFRR. Det kan godt være, at et anlæg ikke kan starte på 15 minutter hvis det står stille, men det er Energinets forventning, at flere anlæg kan regulere op, hvis det allerede er i drift. Det betyder, at et anlæg har solgt noget kapacitet i spotmarkedet eller vælger at køre i ubalance for at være kunne levere mFRR. Det må alt andet lige betyde en større omkostning ved at levere mFRR og det vil afspejle sig i prisen i dagsauktionen, hvilket vil gøre, at det ikke er attraktivt for de hurtige anlæg at udkonkurrere de langsomme anlæg i månedsauktionen

Gate closure time

Ørsted:

Energinet beskriver, at der indkøbes 60 procent af behov for DK2 på månedsauktion lokalt i DK2. Auktionen udbydes senest kl. 10 den 25. i hver kalendermåned, og bud skal indsendes kl. 14 samme dag. Månedsauktion bør offentliggøres mere end fire timer før, f.eks. dagen for indkøbet.

Af høringsmaterialet beskrives, at bud til den daglige auktion skal være Energinet i hænde kl. 8:15 dagen før driftsdøgnet. Dette tidspunkt er alt for tidligt i forhold til produktionsplanlægningen af kraftværkerne, hvor både el- og varmeproduktion skal fastlægges. Som konsekvens vil man ikke vide hvor store mængder der kan leveres, og det vil påvirke hvor mange MW der vil blive tilbudt. I dag er deadline for mFRR dagsauktioner kl. 9:30, og dette tidspunkt skal som minimum fastholdes fremadrettet.

Dansk Energi:

Dansk Energi bemærker, at tidspunktet for indmelding i dagsauktionen ligger meget tidligt ift. nogle værkers driftssituation. For nogle potentielle udbydere kan det afholde dem fra deltagelse i markedet eller det kan forringe kvaliteten af bud, da de indgives på et dårligere grundlag. Derfor bør det tilstræbes at holde tidspunktet så tæt på det nuværende tidspunkt 9.30 som muligt.

Markedskraft:

For markedsaktører er det ikke hensigtsmæssigt at tidspunktet ligger så tidligt. Vi laver en daglig optimering mellem 08.00 og 09.00 med spotprognoser og varmeplanlægning. Efter denne daglige optimering er vi klar med mFRR kapacitetsbud, dvs. at en deadline 09.00 for indsending af bud er realistisk.

Lyngby Kraftvarmeværk:

I det fremlagte materiale ønsker ENDK at lave en stor ændring i tidslinjen for mFRR kapacitetsauktionen.

En meget betydelig del af reserverne leveres i dag af anlæg, der ikke er døgnbemandede, og derfor har auktionstidspunkter stor betydning for deres deltagelse i auktionerne, pt. er deadline for auktionen kl. 09:30, hvilket sikrer, at alle leverandører er bemandede, og man har fået konstateret om de anlæg, der er startet for at dække morgenspidsen har haft problemer og derfor måske ikke er til rådighed den næste dag. Hvis auktionstidspunktet flyttes 1:15 timer tidligere, vil der for mange anlæg ikke være mulighed for at justere bud umiddelbart inden auktionen, og dermed bliver kvaliteten af buddene for manges vedkomne forringet med 16-17 timer, da bud nu vil være baseret på markedet og anlæggenes tilstand, da vagten gik hjem kl. 15 dagen før. I situationer, hvor der er ændringer i TSOens behov og der er behov for PBA'erne kontakter de leverende anlæg, så vil der være meget dårligere muligheder for at fremskaffe yderligere kapacitet.

LKV mener, at de nuværende auktionstidspunkter skal fastholdes.

Effektmarked.dk

Energinet opererer udelukkende med et marked for indkøb af rådighedsreserver, hvor auktionen afholdes på et tidspunkt hvor ingen aktører i markedet ved noget om retning og mængden af strøm på DES, hvilket betyder at der fastsættes indkøbsmængder på en formodning/vurdering fra Energinet, som ingen andre aktører i markedet har mulighed for at efterprøve. Dette vil af de fleste åndsfriske mennesker blive opfattet som det stik modsatte af gennemsigtighed.

Hvis indkøbet skal foregå efter objektive kriterier, skal auktionen afvikles efter at spot auktionen er færdig og markedet ved hvilke mængder der er handlet på DES og i hvilken retning, for det efterfølgende driftsdøgn.

Energinets svar:

Energinet ville hellere end gerne imødekomme aktørerne på punktet vedr. gate closure time for den daglige auktion, men det er ikke muligt at fastholde det nuværende auktionstidspunkt, da Energinet skal indsende kapaciteter til RSC'en senest kl. 9.35.

Energinet har rykket tidspunktet for indsendelse af bud til den daglige auktion så tæt på Energinets egen deadline for indsendelse af kapaciteter til RSC'en som muligt. Med deadline kl. 8.15 er der mulighed for at auktionen kan genkøres, hvis der sker fejl ligesom aktørerne kan modtage resultatet, inden kapaciteter sendes til RSC'en.

Med grænseoverskridende markeder for indkøb af reserver, må det forventes, at gate closure time rykker længere væk fra driftstimen, da det kræver øget koordinering. Energinet anerkender konsekvensen heraf, men det er Energinets opfattelse at det er et faktum aktørerne må indarbejde i deres planlægning og drift.

Hvis mFRR kapacitet indkøbes efter spotmarkedet er det ikke muligt at lave en optimering af tildeling af kapacitet til forskellige markeder. For at ingen markeder forfordes, skal udregningen i forhold til dynamisk reservation af kapacitet til reservemarkederne ske inden spotmarkedet cleares. Reglerne er fastsat således, at dette skal være gennemført inden kl. 9.35 dagen før driftsdøgnet.

Hvis kapacitet indkøbes efter, at spotmarkedet er clearet, vil kun den kapacitet, der ikke er anvendt i spotmarkedet kunne udnyttes. Det betyder, at spotmarkedet har forrang og det er ikke

en samfundsøkonomisk optimal udnyttelse af den tilgængelige kapacitet. Kapaciteten skal naturligtvis kun tildeles reservemarkedet, hvis dette er samfundsøkonomisk optimalt. Dette skal reservationsmetoden sikre.

Energinet imødekommer ønsket om, at månedsauktionen udbydes én dag før selve indkøbet gennemføres. Det betyder, at månedsauktionen udbydes den 25. i hver kalendermåned kl. 10, at fristen for indsendelse af bud til månedsauktionen er den 26. i hver kalendermåned kl. 10 og at selve månedsauktionen gennemføres den 26. i hver kalendermåned kl. 14.

Budkarakteristika, budstørrelse, blokbud og linkede bud

Ørsted:

En budstørrelse på maksimal 10 MW i sammenhæng med, at der ikke kan afgives blokbud eller linkede bud, virker som et fordyrende element. Da man risikerer kun at sælge et bud skal alle kapacitetsomkostninger være dækket af dette ene bud – også for anlæg med mange MW til rådighed. Ørsted mener, at en reduktion i maksimal budstørrelse til 10 MW ikke vil øge fleksibiliteten, men tværtimod reducere den. Aktører, der har behov for en budstørrelse på 10 MW, vil kunne indmelde disse, også hvis den maksimale budstørrelse er højere.

Ørsted bemærker, at det er muligt at indmelde blokbud eller linkede bud i markedet for aFRR, og i spotmarkeder uden at kompleksitet her har været et problem. Derfor bør det også være muligt i markedet for mFRR.

Markedskraft:

Aktører og anlæg med skæve volumener i forhold til 5 og 10 MW bud kan risikere ikke at få solgt alt deres volumen, hvilket er skidt for mindre aktører og anlæg.

Dansk Energi:

Derudover mener Dansk Energi, at det er u hensigtsmæssigt, at der ikke er mulighed for at ændre bud efter første indmeldelse, da det hæmmer fleksibilitet ift. at aggregere flere mindre udbydere i et bud. Eksempelvis, hvis en deltager, der udgør 3 MW af en samlet pulje på 7 MW, får havari før deadline, men efter indmeldelse, så er det ikke muligt at ændre i puljen. Eller hvis der er en udbyder under 5 MW, som først beslutter sig for at være med efter indsendelse af et aggregeret bud, og som derfor ender med ikke at kunne være med.

Lyngby Kraftvarmeværk:

Der er lagt op til, at man vil springe bud over i indkøbet, hvis der resulterer i et overindkøb, ud fra et argument om at minimere samfundsøkonomiske omkostninger. Det er svært at følge denne argumentation, når man ikke har værdisat transparens og tilliden, som ødelægges ved at bud afvises uden aktørernes indsigt. Man skal her huske, at hver eneste MW reserve, der indkøbes, er med til at forøge forsyningsikkerheden, de første bidrager mere end de sidste, men alle bidrager. Mængden af reserver er fastsat ud fra et ønsket niveau af forsyningsikkerhed, det betyder ikke at indkøb over denne mængde ikke har værdi, men blot at man ikke ønsker denne værdi. Det er vigtigt for tilliden til markedet, at aktørerne kan se og forstå, hvad der foregår. Når man tillader, at TSO'en kan springe bud over, så ødelægges man transparens. Når budstørrelsen sættes til maksimalt 10 MW, så vil et overindkøb højst kunne udgøre 9 MW – det bør man kunne leve med.

LKV mener

- Det er positivt, at man ikke laver linkede bud m.v., det er godt for transparensen
- Det er positivt, at man sætter budstørrelsen til maksimalt 10 MW

- Det er positivt, at bud accepteres eller afvises i deres helhed
- Det dumt at ødelægge transparens, bare fordi man er bange for overindkøb på 1-9 MW

Energinets svar:

Energinet ønsker ikke at implementere blokbud og linkede bud, da det minimerer transparensen i markedet. Energinet tror på, at det er prissignaler, der skal drive investeringer fremadrettet og derfor er det en stor prioritet at sikre transparente prissignaler.

Der er stor forskel på likviditeten i spotmarkedet og mFRR markedet i DK1 og DK2. Det er Energinets overbevisning, at transparensen i spotmarkedet er mindre påvirket af blokbud og linkede bud, fordi likviditeten her er meget større end det nationale marked for mFRR. Der findes i øvrigt flere eksempler på, at netop manglende transparens gør det svært for nye aktører at agere i blandt andet FCR-N-markedet.

Behovet for transparens i et lille marked er også årsagen til, at Energinet ikke har ønsket at introducere blokbud og linkede bud i metoden for indkøb af mFRR kapacitet, til trods for at dette er muligt i det anmeldte markedsdesign for aFRR. Energinet forventer også, at det bliver implementeret i et fællesnordisk marked for mFRR, men her mener Energinet også, at der er tale om et større marked end det nationale marked for mFRR, hvilket alt andet lige vil minimere betydningen af blokbud i forhold til et brugbart prissignal.

Årsagen til en maksimal budstørrelse på 10 MW er, at Energinet ønsker et marked, hvor meget store aktører ikke kan forhindre små aktører i at komme ind på markedet. Vi ser dette som en helt åbenlys årsag til, at det er vanskeligt at tiltrække ny kapacitet til aFRR-markedet i DK1.

Energinet anerkender, at det kan være et fordyrende element for store anlæg, at omkostninger ikke kan fordeles 'sikkert' over mange MW, men Energinet ønsker at fastholde transparensen og sikre, at ny fleksibilitet kan komme i markedet. Energinet mener ligeledes, at introduktionen af blokbud og linkede bud ville kunne få samme effekt som en høj maksimal budstørrelse, da dette de facto vil betyde, at mange bud fra store aktører kan bindes sammen, så det forhindrer mindre aktører i at komme ind i markedet. Dette skyldes i særdeleshed, at markedet for mFRR er relativt lille sammenlignet med fx spotmarkedet eller et større fællesnordisk marked, hvor indkøbet er større og dermed mindre påvirket af få (relativt) store aktører.

Et markedsdesign, der holder ny kapacitet og mindre aktører ude af markedet, er uønsket og på langt sigte uholdbart. Omvendt er et markedsdesign, hvor store aktører får sværere ved at optimere sine bud i forhold til omkostninger heller ikke optimalt, men i denne situation er det efter Energinets opfattelse ikke muligt at opnå begge dele og derfor har Energinet truffet et valg, der sikrer bredest mulig deltagelse på langt sigte og det bevirker, at Energinet ikke implementerer blokbud, linkede bud og en maksimal budgrænse på mere end 10 MW.

Minimumbudstørrelsen på 5 MW er fastlagt for at sikre, at der er sammenhæng til regulerkraftmarkedet. Når budstørrelsen i regulerkraftmarkedet sænkes til 1 MW, sænkes minimumbudgrænsen for mFRR kapacitet også til 1 MW.

Bud skal ikke indsende som enten 5 MW eller 10 MW bud. Det er blot den nedre og øvre grænse.

Bud kan ændres efter første indmeldelse, men ikke efter gate closure time. Det vil sige, at bud kan ændres lige så meget aktøren ønsker frem til gate closure time. Hvis der er indsendt bud til

auktionen, men ikke nok bud, kan Energinet genåbne auktionen. Til denne genåbning af auktionen kan allerede indsendte bud ikke ændres, da gate closure time er overskredet. Der kan indsendes flere bud fra samme aktør, men ikke ændre fx pris på allerede indsendte bud. Hvis man mod forventning ikke kan levere det bud, man har solgt, henvender man sig som normalt til Kontrolcentret, som fører handlen tilbage og registrere et eventuelt dækningskøb i overensstemmelse med gældende retningslinjer.

Reservation af kapacitet på Storebæltsforbindelsen

Ørsted:

Det fremgår, at der er valgt at reservere 240 MW på Storebæltskablet. Argumentet herfor er svagt i markedssammenhæng såvel som i regulatorisk sammenhæng. Energinet bedes derfor begrunde valget.

Energinet har ikke beskrevet hvordan forslaget påvirker spotprisen på Sjælland. Dette bør fremgå af beskrivelsen.

På side 2 i metodebeskrivelsen, beskriver Energinet en idealiseret dynamisk metode. Læseren får herefter et billede af, at der implementeres en sådan metode. Efterfølgende beskriver Energinet, at der anvendes historiske data. Det bør fremstå mere klart, at det ikke er dynamiske men historiske data der anvendes, samt hvilke fejl dette påtrykker.

Grøn Energi, FSE og Wind Denmark:

Generelt mener vi, at det for tidligt at etablere et fællesmarked mellem DK1 og DK2. Det skyldes, at der først skal opbygges et konkurrencedygtigt marked i DK2, og også fordi udveksling vil ske på bekostning af transmissionskapacitet til spotmarkedet og kan resultere i en forvridning af prisdannelsen i det indre marked for energi, som beskrevet ovenfor.

Hvis man alligevel vælger at etablere et fællesmarked, skal man være meget opmærksom på, hvordan man beregner omkostningerne ved reservationerne af handelskapacitet i spotmarkedet. Det er et alvorligt og uforholdsmæssigt indgreb at halvere kapaciteten mellem DK1 og DK2 i spotkapaciteten. Specielt da kapaciteten i østgående retningen udnyttes i spotmarkedet i rigtig mange timer. Konsekvenserne skal undersøges bedre og der må kun fjernes kapacitet fra spotmarkedet, hvis det med sikkerhed giver værdi for samfundet.

Derudover mangler der fornuftige analyser på konsekvenserne på spotpriserne og Energinet bør gøre rede for, hvordan forskellige aktører vil blive berørt af en eventuel reservation. Spotprisen er grundlaget for hele det finansielle forwardmarked, PSO-tariffen og støtteordninger til VE m.v. Har man virkelig sikret sig, at man skaber værdi i alle disse forhold? Særligt skal man huske at finansielle markeder og investorer i VE påvirkes af forøget risiko, når man ændre reglerne (eller bare snakker om at ændre reglerne), så stiger investorernes risikotillæg/afkastkrav. Dette kan få betydning for f.eks. fremtidige udbud af vedvarende energi, både for landvindmøller og havvindmøller.

Det er heller ikke nok, at man ud fra en gennemsnitsbetragtning skaber værdi. Indgrebet er så indgribende og fundamentalt, at man må kræve, at der skabes værdi i hver enkelt time og ikke bare i gennemsnit og det bør ikke tillades at reservere i timer uden påviselig samfundsøkonomisk merværdi. Dvs. man skal have et tillæg til prognosen på prisforskellen, som er så stor, at man i hver enkelt time har mere end f.eks. 95% sandsynlighed for, at man ikke kommer til at lave en værdi-ødelæggende reservation. Sættes reservationsomkostningen for lavt, ender man

med at kannibalisere anlæggene i DK2 og skabe en indkøbsmetode som samlet set er dyrere for samfundet. Energinets foreslåede metode, hvor de samfundsøkonomiske omkostninger ved reservationen udgøres af omkostninger til aktivering af bud på reservekapacitet og kapacitetsomkostningen, som sættes lig med flaskehalsindtægten, uden inddragelse af konsekvenser for forbruger og producentoverskud er det vores opfattelse ikke er dækkende for de faktiske samfundsøkonomiske omkostninger ved en eventuel reservation, som også vil få en betydelig indvirkning på aktørerne i spotmarkedet. Den foreslåede D-1 metode er derfor ikke anvendelig til beregning af den reelle samfundsøkonomiske omkostning ved reservationen og bør derfor ikke godkendes.

Dansk Energi:

Det er day-ahead markedet der udgør grundstammen i elmarkedet, og både målt i værdi og volumen er det det vigtigste marked.

Derfor mener Dansk Energi at der skal udvises særlig grad af forsigtighed ved tiltag, der risikere at påvirke day-ahead markedet. En reservation, der i høj grad mindsker day-ahead markedets muligheder for anvendelse af Storebæltsforbindelsen skal derfor kun gennemføres, hvis det er uomtvisteligt, at det samlet set er til gavn, når såvel direkte som indirekte konsekvenser tages i betragtning og når der både ses på kort og lang sigt.

Derfor er Dansk Energi meget bekymrede over, at der anvendes en omvendt bevisbyrde, hvor udgangspunktet synes at være, at der er en reservation, medmindre det kan påvises, at kapaciteten har større værdi i day-ahead markedet. Logikken bør være, at kapacitet skal stilles til rådighed for day-ahead markedet medmindre der kan påvises større værdi i en reservation – igen inklusive både direkte og indirekte effekter samt kort og langt sigt.

Dansk Energi finder det derfor kritisabelt, at:

- Metoden indebærer brug af forskelle i gårsdagens spotpriser som proxy for den samfundsøkonomiske omkostning ved en reservation. Dansk Energi mangler dokumentation for at denne metode giver et retvisende udtryk for omkostningen.
- Materialet mangler en redegørelse for hvilken effekt reservation forventes at få på spotprisen i DK2 over tid.

Markedskraft:

Bududvælgelsesprocessen kræver gennemsigtighed i offentliggjorte af priser og volumen. Som markedsaktører er vi stærkt afhængig af at have gennemsigtighed de markeder vi deltager i, det fremsættes derfor som en nødvendighed, at Energinet udarbejder en metode for offentliggørelse af disse. Således er markedsaktører bekendt med på hvilket prisområde deres volumener et solgt og til hvilken pris, samt om der har lagt en reservationsomkostning på budet.

Lyngby Kraftvarmeværk:

For hele elmarkedet er spotmarkedet grundstammen, det er her udgangspunktet sættes for det kommende driftsdøgn. Spotmarkedet er langt det største marked, både i mængde og DKK. Det er spotmarkedet, der er underliggende for hele det finansielle marked og dermed grundlagt for værdier for mange milliarder DKK. Det er spotmarkedet, der er grundlaget for forbrugernes betaling af PSO-tarif, som godt nok er under afvikling, men stadigvæk beløb i 100 mio. DKK-klassen. Det er spotmarkedet, der er grundlaget for udbetaling af støtteordninger til vedvarende energi, hvilket er mange milliarder kroner. Samlet set er det derfor vigtigt, at man behandler spotmarkedet med stor respekt, da blot tale om ændringer i spotmarkedsstrukturen

tilføjer usikkerhed hos investorer, usikkerhed som direkte skal betales i form af risikotillæg på kommende investeringer.

Med principperne i EBGL artikel 41, vurderer Energinet, at reservation overordnet set kan gennemføres, hvis den forventede værdi af reservationen er positiv. Det betyder, at day-ahead tidsrammen kun skal have forrang til kapaciteten mellem budzoner, hvis det kan påvises, at kapaciteten er mere værd her.

Dette er en meget farlig formulering, da den må formode at gælde for alle produkter. Og dermed kan kapaciteten slet ikke allokeres, hvis der ikke er noget marked, der kan påvise at have mere værdi af den end andre. Hvilket jo helt sikkert er noget sludder.

Det må være det modsatte der er gældende, nemlig at

”Al kapacitet skal som udgangspunkt tildeles spotmarkedet, medmindre andre markeder entydigt, time for time har mere værdi af kapaciteten”

Dette er centralt i forhold til den fremlagte metode.

I det specifikke tilfælde DK1/DK2 gælder der, at der er tale om 2 områder, som har samme pris i en meget stor del af årets timer, og dermed vil man i mange situationer se, at prognosen bliver rigtig god ved blot at anvende D-1 priserne.

Men dermed begår, man samme cherry-picking fejl, som man gør når man siger at erstatningsindkøb af reserver i DK2 har været dyrt. Her med modsat fortegn – her siger man, at vi i mange timer har værdi af reservationen og derfor udligner de nok i timer, hvor der negativ værdi.

Den rigtige metode er at lave en model som sikre, at der med reservationen skabes værdi i alle timer – ikke kun generelt eller i forventet eller i gennemsnit.

Idéen om at benytte D-1 priserne, som prognose for reservationen vinder i transparens på, hvad den taber i usikkerhed, det er vi som udgangspunkt enige i. Men vi er ikke enige i, at det så betyder at vi blot kan se bort fra usikkerheden.

LKV mener, at bud fra andre prisområder udover prisforskellen mellem områderne i D-1 også tilføjes en sikkerhedsmargin, som gør, at vi time for time, i hver enkelt time er sikre på, at reservationen skaber værdi (fx 95% konfidensniveau).

Effektmarked.dk

I afsnittet for ”Metode for udveksling af mFRR kapacitet mellem DK1 og DK2” beskriver Energinet hvordan de vil beregne den ”dynamiske” reservation på DES, ud fra historiske oplysninger, - det vil sige, uden at kende den objektive handlede flowmængde og retning på DES. Hvis disse ”beregninger” bliver af samme kvalitet som dem der benyttes i dag, bliver det nødvendigt med et tilsyn, af uvildige eksperter, af den hidtidige praksis, da der påviseligt indkøbes uden at skele til DES overhovedet. Så hvis Energinet ønsker at leve op til kravet om objektivitet, skal de fremvise klare og konkrete kriterier for udregningen af indkøbene time for time i det kommende driftsdøgn, således, at markedsaktørerne kan efterprøve rigtigheden af mængder og flowretning.

Energinets svar:

Energinet anerkender, at spotmarkedet er centralt for det samlede elmarked. Energinet har tilføjet en varighedskurve forklaringsdokumentet til metodeanmeldelsen for spotprispåvirkningen i DK1 og DK2 frem for udelukkende den gennemsnitlige påvirkning i DK2, som fremgik af høringsversionen af metodeanmeldelsen.

Udveksling af reservekapacitet på tværs af grænser er fuldstændigt i tråd med de europæiske og regulatoriske tendenser og målsætninger, der fokuserer på internationale markedsplatforme. Artikel 41 i EBGL er desuden klar på området. Hvis det skaber mere værdi at reservere kapaciteten til reserver, så skal man gøre det fremfor bare at give kapaciteten til spotmarkedet. EBGL tildeler dog fortsat spotmarkedet forrang, idet det kræver regulatorgodkendte metoder at reservere kapacitet til andre markeder end day-ahead markedet. Principielt kræver EBGL ikke, at der skal være en vis størrelse af gevinsten ved reservation, men blot at der er en (positiv) gevinst ved at reservere.

Med den foreslåede metode er det fortsat sådan, at kapaciteten som udgangspunkt allokeres til day-ahead markedet. Hvis, og kun hvis, den foreslåede metode viser, at kapaciteten i en given time forventeligt skaber større værdi i reservemarkedet, reserveres kapaciteten i day-ahead markedet og allokeres i stedet til reservemarkedet. Dermed allokeres kapacitet løbende til det marked, hvor den forventes at skabe størst værdi. Metoden tilpasser sig altså løbende ændringer i markedsforholdene.

I den bedste verden kunne reservationsmetoden sikre, at der i alle timer kun reserveres kapacitet, hvis reservation skaber øget værdi. Så længe der ikke sker en egentlig ko-optimering mellem day-ahead og mFRR-markedet jf. EBGL artikel 40, vil det være umuligt at lave en perfekt forecastmetode, hvor der kun reserveres kapacitet, når der bør reserveres kapacitet, fordi der netop er tale om et gæt på fremtiden.

Energinet er uenig i den opfattelse, at det er forkert at reservere kapacitet, fordi det ikke bliver gjort perfekt. Energinets analyser viser, at der på årsbasis kan være betydelige samfundsøkonomiske gevinster ved at reservere kapacitet, også selv der i visse timer reserveres for meget kapacitet. Flere analyser kan vise andre resultater, men de vil ikke ændre ved det grundlæggende princip, at samfundet bliver rigere, hvis de gennemsnitlige bruttogevinster ved at reservere kapacitet overstiger de gennemsnitlige bruttoomkostninger.

En meget principiel tilgang om, at reservation aldrig må vise sig at være forkert, svarer til at fastsætte en sikkerhedsmargin/opjustering/konfidensinterval på baggrund af 100 % sikkerhed for (timevis) optimalitet. At vælge en anden sikkerhed end 100 % er en mindre ekstrem tilgang, men er baseret på samme underliggende logik om, at reservation, der medfører samfundsøkonomiske tab, bør reduceres. Energinet anerkender, at en sådan tilgang vil reducere risikoen for at reservere kapacitet i situationer, hvor det ikke kan betale sig, men jf. forklaringsdokumentets afsnit 4.3, vil der ved denne tilgang derudover også opstå tab ved, at der i mindre omfang reserveres kapacitet, når det er samfundsøkonomisk fordelagtigt at reservere kapacitet. Energinet vurderer, at den gennemsnitlige effekt af en sådan tilgang vil være negativ for samfundsøkonomien. Energinet er på den baggrund imod en sådan tilgang.

Energinet er for så vidt enig med *Grøn Energi, FSE og Wind Denmark* i, at brugen af D-1 day-ahead priserne ikke rummer forbruger- og producentoverskud, som er relevante samfundsøkonomiske effekter. Det er en del af forklaringen på, at D-1 metoden ikke er i stand til korrekt at forudsætte værdien af den grænseoverskridende kapacitet. Med D-1 metoden er Energinet dog

ikke bekendt med nogen meningsfyldt måde, hvorpå effekten på forbruger- og producentoverskuddet kan indregnes. Energinet ser derfor høringsvaret fra *Grøn Energi, FSE og Wind Denmark* som behandlet i de foregående afsnit om sikkerheden for, om metoden fører til "optimale" reservationer eller ej.

Det er her også væsentligt at skelne mellem beregningen, der ligger til grund for reservationen (hvor forbruger- og producentoverskuddet ikke indgår), og beregningen af den faktiske nytteværdi af reservationen, hvor forbruger- og producentoverskuddet indgår. Således sker der i Forsyningstilsynets behandling af Energinets metodeanmeldelse en behandling af såvel reservationsprincippet og den faktiske nytteværdi ved reservationen. Dette sikrer, at effekten ikke ignoreres, når det besluttet, om udveksling af reserver jf. metodeanmeldelsen tillades, mens den faktiske metode, som den bliver anmeldt, vil ignorere disse effekter i den daglige vurdering.

Derfor er det heller ikke meningen, at reservationsmetoden skal tage hensyn til finansiel afdækning. Det er det finansielle marked, der skal håndtere den usikkerhed, som nye metoder og tiltag måtte medføre. Hvis man afdækker sit forbrug eller sin produktion langt ud i fremtiden, så er der en sandsynlighed for, at tingene har forandret sig – nye metoder eller ej – det må man som aktør forholde sig til og medtage i sin risikovurdering.

Ethvert sæt markedsregler bidrager til et bestemt risikobillede. Enhver ændring af markedsreglerne ændrer på risikobilledet. Energinet har igennem lang tid kommunikeret klart, at en metodeændring for mFRR kapacitet var på vej. Som sådan vurderer Energinet, at markedet har været varskoet og har haft mulighed for at indrette investeringsbeslutninger derefter. Energinet vurderer ikke, at det i sig selv er et formål for indretningen af reglerne i elmarkederne at reducere usikkerheden så meget som muligt for aktørerne for at nedbringe risikopræmien ved investeringer. Reglernes primære formål er tillade størst mulig værdiskabelse for samfundet ved at udnytte systemets ressourcer bedst muligt og på langt sigt at give incitament til at foretage de rette investeringer i systemet. Dette hensyn trumfer i Energinets optik eventuelle negative konsekvenser af den uro, som markedsændringer forårsager, når disse ligger i tråd med den langsigtede indretning af elmarkederne.

Kapaciteten på maksimalt 240 MW til udveksling er fastsat for at opretholde det samme behov for overkapacitet i DK2, som vi ser i dag. Ved at begrænse udvekslingen til 240 MW, sikres det, at der er behov for den samme overkapacitet i fremtiden ved udetid på Storebæltsforbindelsen, som der er behov for i dag ved udetid på største anlæg lokalt i DK2. Det vil sige, at når vi i dag har erstatningsindkøb i DK2, så indkøbes der maksimalt 240 MW, hvilket betyder, at det er denne mængde, der er behov for som overkapacitet. Energinet ønsker ikke at øge behovet for overkapacitet lokalt i DK2 og derfor metodeanmelder Energinet en maksimal udvekslingskapacitet på 240 MW. Denne kapacitet til udveksling kan øges, når der etableres et fællesnordisk mFRR kapacitetsmarked, fordi der i kraft af Øresundsforbindelsen så vil være to forbindelser, der kan levere mFRR kapacitet til DK2.

Effekttilstrækkelighed

Ørsted:

Dokumenterne beskriver ikke implikationen af effekttilstrækkelighed på Sjælland. Ørsted ser dette som den største mangel i beskrivelsen. Vi beder derfor Energinet om at beskrive forslagens implikation på effekttilstrækkeligheden på kort og lang sigt. Vi beder desuden Energinet

om at beskrive ansvarsområdet for dette; altså er det Energinet eller Energistyrelsen, der tager ansvaret for effekttilstrækkeligheden på Sjælland, hvis dette forslag implementeres.

Grøn Energi, FSE og Wind Denmark

Energinet forventer, at den foreslåede metode med et stort indkøb på månedskontrakter kan føre til lukning af de anlæg, som ikke er en del af de billigste 240MW i DK2 (og DK1 ved et fællesmarked), men som kan leve op til kvalitetskravet om fuld levering indenfor 15 minutter efter aktivering. Det skyldes at de kan blive udkonkurreret af langsomme ufleksible anlæg, som klarer sig bedre i den store månedsauktion. Det virker helt bizart at dræbe de hurtige reserver, når man er bekymret for produktionskapaciteten i DK2 i fremtiden (strategisk reserve). Man risikerer at lukke anlæg nu, som man har brug for i fremtiden, fordi man ikke indkøber det produkt, man faktisk har brug for både nu og i fremtiden. Man holder i stedet hånden under de langsomme anlæg, som man ved ikke har en fremtid i det fællesnordiske marked. På bekostning af de hurtige anlæg, vi får brug for i fremtiden.

Pt. har ENDK 640MW på 5 års kontrakt; 440MW hurtige og 200 MW langsomme. I overgangsperioden mellem det nuværende marked og det fremtidige fællesnordiske marked, forventer Energinet at købe 360MW på månedskontrakter i DK2. Der vil også blive indkøbt hurtig kapacitet, men med Energinets metodeforslag, må den forventes primært at komme fra DK1, da markedet i DK2 ikke kan nå at blive etableret. Efter overgangsperioden risikerer man reelt kun at have mindre end 100MW hurtige reserver i DK2 (altså under det kvarte af hvad man har nu). Det er dårligt for forsynings sikkerheden i DK2.

Derfor skal hele indkøbet i DK2 være baseret på daglige timekontrakter.

Dansk Energi:

Betydningen for effekttilstrækkelighed i DK2 er ikke belyst. Energinets elforsynings sikkerhedsregørelse 2019 viser, at der i nær fremtid kan opstå mangel på effekttilstrækkelighed i DK2. Dansk Energi er bekymret for, at dette tiltag vil fremskynde og øge denne mangel. Konsekvenserne for effekttilstrækkelighed i DK2 bør derfor belyses og kvantificeres, ligesom der bør være en beskrivelse af hvilke tiltag, der ville skulle iværksættes for at modvirke denne effekt. Omkostningen ved disse tiltag bør også indgå i vurdering af om reservationen på kort og lang sigt er samfundsøkonomiske rentabel.

Lyngby Kraftvarmeværk:

ENDKs analyser omkring strategisk reserve viser tydeligt, at DK2 i løbet af en relativt kort periode bliver udfordret på effekttilstrækkeligheden og derfor ønsker man muligheden for at indkøbe en strategisk reserve.

Stort set alle tiltag i det fremlagte forslag medvirker til at udsulte effektsituationen i DK2 yderligere, når der ikke er markeder for DK2s anlæg så dør de. Det danske elsystems betalere kan ikke være tjent med en silotænkning, hvor ENDK forsøger at spare penge på indkøbet af mFRR, når det ender med, at man skal bruge et endnu større beløb på en strategisk reserve.

Energinets svar:

I situationer med utilstrækkelig effekt i systemet, vil de tilgængelige ressourcer i systemet blive aktiveret for at reducere afkoblingen af forbrugere mest muligt, herunder også den indkøbte mFRR kapacitet. På den måde bidrager mFRR kapaciteten også til effekttilstrækkeligheden i DK2.

Energinet er enig med budskabet i flere høringskommentarer om, at et fælles marked kan gøre det mindre attraktivt at eje eller etablere mFRR kapacitet i DK2 på grund af den stærkere konkurrence, hvilket kan reducere effektilstrækkeligheden i DK2.

Energinets beregninger af effektilstrækkeligheden i DK2 viser jf. *Redegørelse for elforsynings-sikkerhed 2019*, at effektilstrækkeligheden i DK2 i dag og frem til 2027 lever op til Energinets fastsatte mål. Så længe effektilstrækkeligheden lever op til det fastsatte mål, er effektilstrækkeligheden tilstrækkelig i DK2. Energinet vil som sådan ikke iværksætte omkostningsfyldte tiltag for at skabe en bedre effektilstrækkelighed. Tilsvarende vil Energinet heller ikke iværksætte omkostningsfyldte tiltag for at forhindre effektilstrækkeligheden i at gå fra et niveau højere end målet ned til målet. Dermed kan Energinet ikke beregne et tab som konsekvens af en mindre god, men fortsat tilstrækkelig effektilstrækkelighed.

Et (delvist) fælles marked for mFRR-kapacitet sidestiller i øget omfang energi- og reservemarkederne, idet det større marked gennem brug af transmissionskapaciteten mellem budområder øger konkurrencen også i mFRR-kapacitetsmarkedet, og ikke kun i day-ahead-, intraday- og regulerkraftmarkedet, som det er tilfældet i dag. Da kapaciteten kun kan anvendes én gang, finder Energinet det naturligt, at kapaciteten forsøges allokeret til det marked, hvor kapaciteten skaber størst værdi. Dette er netop sigtet med den foreslåede metode. Energinet ser etableringen af fælles reservemarkeder som et naturligt næste skridt i den europæiske integration af elmarkederne i tråd med Kommissionens Forordning (EU) 2017/2195 (Balancing Guideline).

Ved at udelade hensynet til effektilstrækkeligheden i indretningen af mFRR-kapacitetsmarkedet skabes der større transparens i forhold til omkostningerne til at sikre mFRR-kapacitet, idet disse omkostninger i så fald udelukkende er anvendt til dette formål og dermed ikke også er påvirket af hensynet til effektilstrækkelighed. Hvis det som konsekvens af et fælles marked bliver nødvendigt for Energinet at afholde omkostninger til at sikre effektilstrækkeligheden, vil der være transparens herom, hvormed der tilvejebringes et bedre grundlag for at træffe de rette beslutninger på dette område.

Østgående flow på Storebælt i day-ahead markedet

Lyngby Kraftvarmeværk:

I øjeblikket har ENDK mulighed for at afholde en eftermiddagsauktion, hvis det viser sig, at det flow spotmarkedet giver på Storebælt gør, at det ikke er muligt at overføre 300 MW reserver fra DK2 til DK1. Til stor forundring for aktørerne afholdes denne auktion stort set aldrig, i de situationer, hvor flowet på Storebælt gør det umuligt at flytte reserver fra DK2 til DK1.

Med den nye metode, bør disse auktioner kunne afskaffes, og hvis metoden ændres så de ikke afskaffes, bør der udstedes specifikke regler for, hvornår de skal afholdes, så det ikke er mavefornemmelsen hos en kontrolrumsoperatør, der afgør den danske forsyningsikkerhed.

Effektmarked.dk

Effektmarked har tidligere på året indgivet en klage til Forsyningstilsynet over Energinets misbrug af "frivillige aktiveringsbud", som erstatning for at indkøbe ekstra rådighedsreserver ved bestemte situationer af flowretning og flowmængder på DES. Derfor er den del ikke medtaget i dette høringssvar, men Forsyningstilsynet afgørelse på denne klage bør inddrages i den videre behandling af ansøgningen om metodegodkendelse fra Energinet.

Energinets svar:

Energinet er ikke forpligtet til at indkøbe reserver, men skal sikre rådighed over de nødvendige reserver. Det betyder, at det principielt er Energinets subjektive vurdering fra situation til situation, der afgør for, om reserver indkøbes eller ikke. Netreglen System Operation Guideline stiller fx krav om, at Energinet skal have rådighed over en vis mængde nedreguleringsreserver. Energinet indkøber dog alligevel generelt ikke nedreguleringsreserver, fordi tilstrækkelige nedreguleringsreserver i altovervejende grad står til rådighed i markedet alligevel. Energinets tilgang, at samfundet kun betaler for de reserver, der er nødvendige for at drifte systemet. Generelt indkøber Energinet dog en række reserver efter kendte metoder, hvor behovet er stort set konstant fra dag til dag.

Eftermiddagsauktionen i DK1 i dag giver Energinet mulighed for at indkøbe yderligere reserver i DK1, hvis Energinet på trods af reservedelingen fra DK2 til DK1 ikke forventer at have tilstrækkelige opreguleringsmuligheder i DK1. Dette forhold er upåvirket af det fælles marked. Eftermiddagsauktionen på grund reservedelingen fra DK2 til DK1 har således kun indirekte relevans for det fælles marked gennem behovet for mFRR kapacitet i DK1, hvilket ikke er en del af den egentlige metodeanmeldelse.

Muligheden for en eventuel eftermiddagsauktion kan ikke afskaffes, da der ikke nødvendigvis reserves kapacitet til udveksling af mFRR, men kun reserveres kapacitet til udveksling af mFRR, hvis det skaber mere værdi end at tildele kapaciteten til spotmarkedet. Det vil sige, at en situation, hvor flowet er ikke gør det muligt at overføre 300 MW reserver fra DK2 til DK1 fortsat kan opstå, om end det forventes at være sjældent.