



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:
AGA/LKB

NOTAT

FORKLARINGS DOKUMENT TIL METODE FOR INDKØB AF MFRR KAPACITET I DK1 OG DK2

Indhold

1. Indledning.....	3
2. Regulatoriske rammevilkår.....	4
3. Auktionstyper	5
3.1 Alternative modeller	6
3.2 Den valgte metodes konsekvens for markedet	7
4. Detaljeret beskrivelse af et fælles marked mellem DK1 og DK2.....	8
4.1 Grundlæggende beskrivelse af virkemåden for det fælles marked	8
4.2 Reservationsprincip og forventet reservationsomkostning	8
4.3 Opjustering af den forventede reservationsomkostning	9
4.4 Prissætning	11
4.5 Udvælgelse af bud	12
4.6 Budtyper og budkarakteristika	13
4.6.1 Blokbud og linkede bud.....	13
4.6.2 Budstørrelse	14
4.7 Gate Closure Time.....	14
4.8 Anlæg med en responstid mellem 15 og 90 minutter	15
5. Simulering af det fælles marked	15
5.1 Anvendte buddata	15
5.2 Opgørelse af forventet reservationsomkostning	18
5.3 Opgørelse af faktiske reservationsomkostninger	18
5.3.1 Fravalg af Simulation Facility	18
5.3.2 BID som beregningsmodel	19
5.4 Simuleringsresultater	20
5.4.1 Leveringsomkostninger	20
5.4.2 Reservationsomkostninger.....	21
5.4.3 Totale samfundsøkonomiske omkostninger	22
5.4.4 Afregning.....	23
5.5 Diskussion af resultater	24
5.5.1 Uddybende tabeller	26
6. Detaljeret beskrivelse af månedsmarkedet	28
6.1 Prissætning	28
6.2 Udvælgelse af bud	28
6.3 Budtyper og budkarakteristika	28
6.3.1 Blokbud og linkede bud.....	28
6.3.2 Budstørrelse	28
6.4 Gate Closure Time.....	28
6.5 Anlæg med en responstid mellem 15 og 90 minutter	28
7. Dækningskøb	29
8. Sammenhæng til Nordic Balancing Model.....	30
9. IT-ændringer for markedsaktøren.....	30

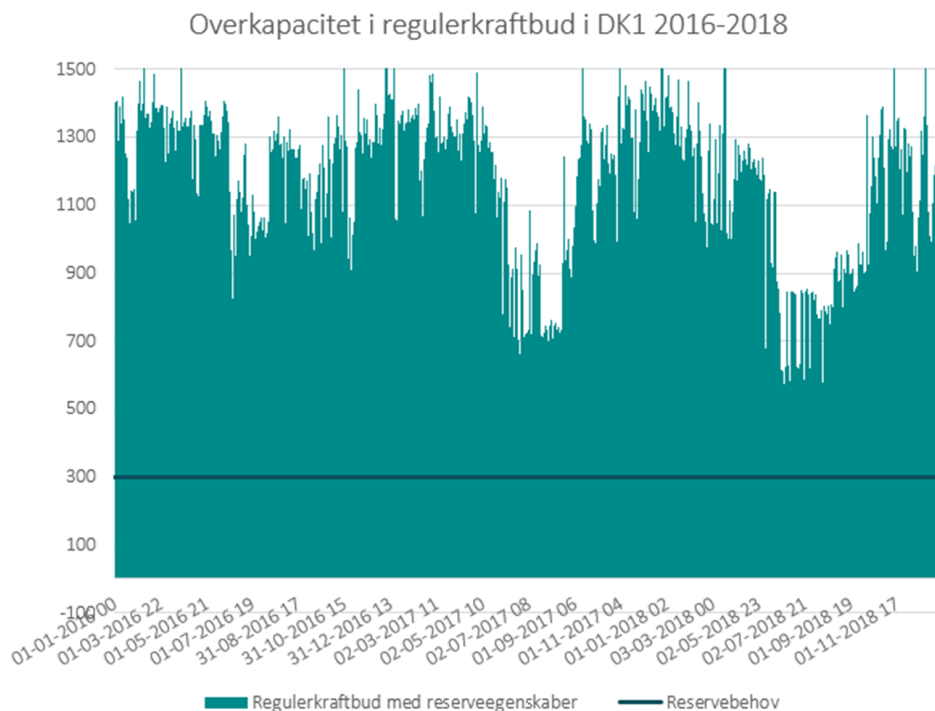
1. Indledning

Dette dokument er forklaringsdokument til metode for indkøb af mFRR kapacitet i DK1 og DK2 og metode for udveksling af kapacitet mellem DK1 og DK2. Markedsdesignet er således opdelt i to metoder, men forklaringerne til og tankerne bag er sammenhængende, og derfor omhandler nærværende forklaringsdokument begge metoder.

Forklaringsdokumentet uddyber og argumenterer for Energinets valg og fravalg i udarbejdelsen af metoderne.

Energinet vil etablere et fællesmarked mellem DK1 og DK2, som skal understøttes af dynamiske reservationer på Storebæltsforbindelsen. Dynamiske reservationer betyder, at der time for time reserveres kapacitet på Storebæltsforbindelsen til mFRR kapacitet, hvis værdien ved at reserve kapacitet til mFRR kapacitet forventes at overstige tab som konsekvens af reservation af udvekslingskapacitet i spotmarkedet. Det forventede tab i spotmarkedet pålægges således de bud, der kan udveksles, hvilket medfører, at bud kun udveksles, hvis budprisen inklusiv reservationsomkostning er lavere end budprisen på det næstkommende lokale bud på budlisten. En metode til at definere reservationsomkostningen skal derfor defineres. Denne metode er beskrevet og redegjort for i afsnit 4.2.

Der eksisterer i dag et relativt stort udbud af regulerkraft i DK1, som har de egenskaber, der kræves for at levere reservekapacitet. Udbuddet i DK1 er markant større end efterspørgslen i DK1, hvilket betyder, at der i DK1 er kapacitet til at kunne bidrage til at dække behovet i DK2.



Med et fællesmarked mellem DK1 og DK2 vil det blive muligt at udnytte denne kapacitet i de situationer, hvor kapaciteten i DK2 er utilstrækkelig eller presset og dermed medfører markant større omkostninger til indkøb af mFRR kapacitet.

2. Regulatoriske rammevilkår

Som beskrevet og argumenteret i Metodeanmeldelse for udveksling af mFRR kapacitet mellem DK1 og DK2, mener Energinet ikke, at der er reguleringsmæssige bestemmelser, der står i vejen for, at der kan etableres et fællesmarked mellem DK1 og DK2.

Energinets argumentation tager udgangspunkt i tre forhold:

- Den tidligere Storebæltsafgørelse i 2012
- Electricity Balancing Guideline (EBGL)
- Clean Energy Package (CEP)

Den overordnede konklusion er, at bestemmelserne i Clean Energy Package er opfyldt, da kapaciteten gives til markedet.

EBGL artikel 38, stk. 5 finder ikke direkte anvendelse på Storebælt, da der ikke er tale om udveksling mellem flere TSO'er. Det betyder, at reservation af kapacitet på Storebæltsforbindelsen ikke er bundet af, at flow-based er indført som kapacitetsberegningmetode.

På den anden side giver EBGL samtidig nogle principper, der bidrager til, at der udvikles en kapacitetsreservation, der tager størst mulige hensyn til konkurrencen og markedsaktørerne. Tildelingsmetoderne efter EBGL-forordningen er markedsbaserede og baseret på samfundsøkonomiske konsekvensanalyser. Anvendelse af en metode til kapacitetstildeling efter retningslinjerne EBGL-forordningen, hvorved forordningens formål iagttages, sikrer, at reservation af kapacitet til udveksling af reserver er konform med de metoder, der anvendes på de grænseoverskridende balancemarkeder.

EBGL udvider således retsgrundlaget i forhold til den tidligere sag om kapacitetsreservation på Storebæltsforbindelsen, fordi der med EBGL er nu eksisterer et grundlag for at vurdere den samfundsøkonomiske værdi ved reservation af kapacitet.

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.

Energinet mener derfor ikke, at Forsyningstilsynet bør være bundet af, at Energitilsynet i afgørelsen fra 2012 fremhævede som en forudsætning, at der "indiskutabelt er store fordele ved reservationen", men i stedet skal lægge afgørende vægt på, at der blot statistisk set er fordele ved reservationen.

Med Energitilsynets afgørelser fra 2010 og 2012 forventer Energinet, at forordning 714/2009 om betingelserne for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende elektricitetsudveksling – fra 1. januar 2020 Elmarkedsforordningen (forordning 943/2019) – vil udgøre det væsentligste retsgrundlag, når tilsynet skal vurdere lovligheden af Energinets ønske om kapacitetsreservation på Storebæltskablet til udveksling af mFRR kapacitet.

I forbindelse hermed bemærker Energinet, at forordning 714/2009 har til formål at forbedre det indre marked for elektricitet, jf. art. 1, litra a, og det fastlægges i retningslinjerne i forordningens bilag 1, at metoder til håndtering af kapacitetsbegrænsninger, herunder kapacitetstil- deling, skal være markedsbaserede for at lette en effektiv grænseoverskridende handel, jf. pkt. 2.1

Reglerne i EBGL-forordningens afsnit IV regulerer overførselskapaciteten mellem budzoner. Storebæltsforbindelsen udgør overførselskapacitet mellem to budzoner. Reguleringen må derfor være egnet til at sikre, at der på Storebæltsforbindelsen etableres de rette markeds- mæssige mekanismer til kapacitetsreservation.

At de to budzoner er underlagt samme TSO, bør ikke ændre herved, jf. hertil tillige Energitilsy- nets afgørelser, hvor Energitilsynet netop anfører, at Storebæltsforbindelsen har samme karak- teristika som samkøringslinjer omfattet af EU reguleringen.

3. Auktionstyper

Energinet vil indkøbe mFRR kapacitet i to auktioner; en månedsauktion og en timebaseret dagsauktion.

Energinet har i erstatningsindkøbene for mFRR i DK2 i de seneste år været vidne til meget høje priser på mFRR, hvilket Energinet tolker som tegn på dårlig konkurrence. Energinet ønsker på denne baggrund at øge konkurrencen i markedet for mFRR kapacitet i DK2. Derfor ønsker Ener- ginet at etablere en månedsauktion, da Energinet mener, at dette vil øge markedsaktørens ri- siko ved ekstrem prissætning. Dette skal forstås således, at markedsaktørens risiko øges, fordi markedsaktøren risikerer at være ude af markedet i en hel måned.

Udgangspunktet har derfor været, at Energinet ønsker at indkøbe så stor en andel som muligt på månedskontrakter, fordi det er Energinets opfattelse, at dette vil give den mest kostægte prissætning i forhold til de erfaringer, der har været med indkøb af mFRR kapacitet i DK2.

Energinet mener ikke, at der er et behov for at introducere en månedsauktion i DK1, hvorfor månedsauktionen kun introduceres i DK2.

Herudover ønsker Energinet at skabe en overgang fra de nuværende femårige kontrakter i DK2 til daglige kontrakter i fremtiden. Det todelte marked med både månedskontrakter og daglige kontrakter, mener Energinet, der skaber denne overgang.

Det er Europa-Parlamentets og Rådets Forordning (EU) 2019/943, der sætter rammerne for kontraktlængder. Ifølge Forordningen må kontrakter for balanceringskapacitet ikke indgås mere end én dag før leveringen af balanceringskapaciteten, og kontraktperioden må højst være én dag, medmindre Forsyningstilsynet har godkendt tidligere kontrahering eller længere kontraktperioder for at sikre forsyningssikkerheden eller forbedre den økonomiske effektivitet.

Gives der en fritagelse, skal kontrakterne for balanceringskapaciteten dog, for mindst 40 % af de standardiserede balanceringsprodukter og for mindst 30 % af alle produkter, der anvendes til balanceringskapacitet, indgås højst én dag før leveringen af balanceringskapaciteten, og kon- traktperioden må højst være én dag. Kontraheringen for den resterende del af balanceringska-

paciteten skal foretages højst en måned før leveringen af balanceringskapaciteten, og kontraktperioden skal være på højst en måned (artikel 6, stk. 9, i Europa-Parlamentets og Rådets Forordning (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet).

En månedsauktion skal forbedre den økonomiske effektivitet og derfor mener Energinet, at Forordningen efterleves, idet Energinet maksimalt vil indkøbe 60 procent af behovet i DK2 på en månedsauktion lokalt i DK2. Det betyder med det nuværende behov for mFRR i DK2 på 600 MW, at Energinet vil indkøbe 360 MW i en månedsauktion.

De resterende 40 procent af behovet i DK2 og hele behovet i DK1 indkøbes i en fælles timebaseret dagsauktion for DK1 og DK2. Med de nuværende behov for mFRR i DK1 og DK2 vil det betyde et fælles marked på 540 MW (300 MW i DK1 og 240 MW i DK2) med mulighed for udveksling af 240 MW.

Metoden for udveksling af kapacitet mellem DK1 og DK2 giver, at der i de daglige auktioner kan udveksles op til 240 MW mellem DK1 og DK2. 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.

Hvis behovet for mFRR i DK2 ændres, vil 60/40-fordelingen gælde, mens kapaciteten til udveksling af kapacitet mellem DK1 og DK2 vil være fast på 240 MW. Det betyder, at såfremt behovet for mFRR i DK2 stiger, så vil 60 procent af det 'nye' behov blive købt på månedskontrakter, mens 40 procent af det 'nye' behov vil blive indkøbt på daglige kontrakter. Uanset det nye behov vil kapaciteten til udveksling af kapacitet mellem DK1 og DK2 fortsat være på 240 MW.

Hvis der ikke kommer bud nok ind til at dække Energinets behov, sender Energinet en e-mail til alle aktører med en opfordring om at byde flere reserver ind. I e-mail vil den nye tidsfrist være angivet, og auktionen vil blive gennemført efter den i e-mailen angivne tidsfrist. Dette er identisk med nuværende praksis.

Som noget nyt introducerer Energinet, at allerede indmeldte bud ikke kan ændres i den situation, at Energinet efterspørger yderligere bud. Energinet mener ikke, at der bør være behov for at ændre den indmeldte pris for allerede indmeldte bud, da markedet er marginalprisafregnet og behovet for yderligere bud ikke bør ændre de forventede leveringsomkostninger hos markedsaktøren.

Alle bud medtages i samme auktion. Det vil sige, at alle bud afregnes til samme marginalpris uanset om de er indsendt før eller efter Energinets opfordring til at indsende yderligere bud.

3.1 Alternative modeller

Energinet har valgt en metode, hvor indkøbet består af en månedsauktion og en dagsauktion. Energinet er fortalende for indkøb, der ligger tættest muligt på driftsdøgnet, hvilket umiddelbart ville tale for et rent dagsbaseret indkøb. En sådan metode ville fungere fint rent praktisk. Som

argumenteret for ovenfor, mener Energinet, at en månedsauktion vil forbedre den økonomiske effektivitet og dermed reducere de samlede omkostninger til indkøbet af mFRR kapacitet, og da dette ligger indenfor Europa-Parlamentets og Rådets Forordning (EU) 2019/943, mener Energinet, at dette er en bedre metode end et dagligt indkøb af hele mFRR kapaciteten.

I dialogen med markedsaktørerne har det været diskuteret, hvorvidt et kontinuert dagligt indkøb af mFRR kapacitet automatisk vil udligne de ekstreme prisscenarier, der har været set i situationer med erstatningsindkøb i DK2. Energinet medgiver, at dette teoretisk set bør være udfaldet, men data fra erstatningsauktioner viser, at der er perioder, hvor prisen helt korrekt konkurreres ned som følge af et større udbud, hvorefter prisen igen stiger til trods for at udbuddet er uforandret. Dette mener Energinet kan være udtryk for ikke-omkostningsægte prissætning og derfor mener Energinet, at der er behov for en metode, der håndterer denne risiko.

3.2 Den valgte metodes konsekvens for markedet

Med den nye metode kan det blive vanskeligt for anlæg, der ønsker budgetsikkerhed udover en måned, at deltage, hvis kravet om budgetsikkerhed er en hård grænse. Europa-Parlamentets og Rådets Forordning (EU) 2019/943 gør det dog klart, at lange kontrakter på sigt er fortid, og derfor mener Energinet, at dette er et faktum, som markedet må acceptere.

I den dialog, som Energinet har haft med markedsaktørerne, har det været diskuteret, om Energinet skulle gå efter at ansøge om dispensation til at indføre årskontrakter i en overgangsperiode. Dette har der ikke været opbakning til fra markedsaktørerne, hvorfor Energinet mener at ovenstående konsekvens bør være af mindre betydning for markedet. Energinet forventer således ikke, at overgangen til månedskontrakter, som det længst mulige, vil have stor konsekvens for udbuddet af mFRR.

Ved at lave et todelt indkøb i DK2, holdes der fast i muligheden for at tilbyde kapacitet til markedet tættest muligt på driftsdøgnet under hensyntagen til tidsfrister for indmelding af kapacitet¹. Det vil sige, at teknologier, der ikke kan forudsige deres kapacitet i lang tid ad gangen, fortsat har mulighed for at tilbyde mFRR kapacitet til markedet.

Forholdet imellem dagsauktionen og månedsauktionen har været genstand for debat ud fra en tese om, hvad der vil ske, hvis anlæg, der ikke umiddelbart kan deltage i dagsauktionen, udkonkurreres i månedsauktionen? Det er umuligt at forudsige, men Energinets udgangspunkt er, at markedsmekanismerne skal drive aktørerne mod den auktionstype, hvor deres anlæg mest effektivt kan levere mFRR kapacitet. Det betyder, at i det tilfælde, at anlæg, der ikke umiddelbart egner sig til at deltage i dagsauktionen, udkonkurreres i månedsauktionen af anlæg, der egentlig egner sig bedre til at levere i dagsauktionen, da vil prisen stige markant i dagsauktionen, fordi udbuddet falder, og det vil, alt andet lige, give anlæggene incitament til at deltage i dagsauktionen fremfor at udkonkurrere andre anlæg i månedsauktionen.

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. Dette vender igen tilbage til argumentet om, at markedsmekanismer og prisincitament vil drive anlæggene mod den auktion, hvor deres kapacitet anvendes mest effektivt, fordi prisen i dette tilfælde vil medføre, at det er mere attraktivt for et givet anlæg at byde ind i dagsauktionen frem for at udkonkurrere andre anlæg i månedsauktionen.

¹ Dette er uddybet i afsnit 4.7

Konsekvenserne af udveksling af kapacitet mellem DK1 og DK2 er beskrevet i afsnit 5.4.

4. Detaljeret beskrivelse af et fælles marked mellem DK1 og DK2

De følgende afsnit beskriver Energinets foreslåede indretning af et fælles mFRR kapacitetsmarked. Såfremt et fælles marked tager længere tid at etablere end ventet, vil de dele, der vedrører et fælles marked ikke gælde, men de øvrige elementer af timemarkedet vil finde anvendelse på de lokale markeder i DK1 og DK2.

4.1 Grundlæggende beskrivelse af virkemåden for det fælles marked

Den grundlæggende ide i det fælles marked er at købe kapaciteten der, hvor den er billigst. Hvis kapaciteten er billigst i det ene område, vælges flere bud i dette område end nødvendigt for at dække det lokale behov, imens der omvendt i det andet område vælges færre bud. Udvekslingen af reserver mellem de to områder understøttet af den nødvendige reservation af udvekslingskapacitet sikrer, at der er tilstrækkelig mFRR kapacitet i begge områder. I bududvælgelsen regnes de billigste bud, der er nødvendige for at dække det lokale behov, for at dække dette behov, sådan at de dyrere valgte bud i det eksporterende område regnes for at blive eksporteret.

Bud, der eksporteres, vil alt andet lige medføre større samfundsøkonomiske omkostninger end bare deres budpris i form af den forventede reservationsomkostning og skal dermed i bududvælgelsen belastes med denne omkostning, jf. afsnit 4.2. Derudover skal eksporterede bud også belastes med en eventuelt pålagt opjustering af reservationsomkostningen, jf. afsnit 4.3. Bududvælgelsen sker jf. afsnit 4.5.

Dermed kan der opstilles en fælles budliste, som består af

- lokale bud, hvis endelige budpris udgøres af den afgivne budpris, som hverken pålægges reservationsomkostninger eller opjustering.
- eksportbud, hvis endelige budpris udgøres af den afgivne budpris pålagt reservationsomkostninger inklusiv eventuel opjustering.

I hvert område findes den lokale marginalpris som den ukorrigerede budpris for det marginale bud. Disse marginalpriser danner grundlag for beregningen af områdeprisen jf. afsnit 4.4.

4.2 Reservationsprincip og forventet reservationsomkostning

Den forventede reservationsomkostning er et forecast på værdien af transmissionskapaciteten mellem de forbundne markeder. Forecastet udgøres i denne metodeanmeldelse af den timevise D-1 prisforskel mellem spotprisen i DK1 og DK2. Hvis spotprisen i indeværende døgn D i time t er fx 300 kr./MWh i DK1 og 325 kr./MWh i DK2, er forskellen mellem de to 25 kr./MWh. Med D-1 metoden fastsættes den forventede reservationsomkostning på den baggrund til 25 kr./MW fra DK1 til DK2 og 0 kr./MW fra DK2 til DK1.

Prisforskellen er udtryk for flaskehalsindtægter pr. MW ved udvekslingskapacitet. Prisforskellen udgør kun en del af den samlede samfundsøkonomiske værdi af udvekslingskapacitet, hvor forbrugeroverskuddet og producentoverskuddet er de to centrale elementer ud over flaskehalsindtægten. Uden en egentlig simuleringsmodel til at foretage beregning af forecastet, er det ikke muligt at levere et bud på påvirkningen af disse elementer.

Brugen af den relativt simple D-1 prisforskel som bedste bud på den totale samfundsøkonomiske værdi af kapaciteten er en simpel og transparent tilgang, som betyder, at aktørerne har relativt nemt ved at indregne effekterne af det fælles marked i deres vurdering af spotpriserne for det kommende døgn. En alternativ forecastmetode, fx gennem en modelberegning, ville kunne levere en lige så transparent tilgang, men Energinet vurderer ikke, at det er realistisk at tilvejebringe et sådant forecast, der i sagens natur skal offentliggøres, samtidig med at omkostningerne ved en sådan metode vil være betydeligt højere. På den baggrund foreslår Energinet at bruge D-1 metoden.

4.3 Opjustering af den forventede reservationsomkostning

Energinet har i arbejdet med at kortlægge værdien ved at reservere kapacitet på Storebæltsforbindelsen til brug for udveksling af mFRR kapacitet analyseret konsekvensen af at opjustere reservationsomkostningen.

I det følgende vil Energinet analysere de teoretiske konsekvenserne af at opjustere reservationsomkostningen. Opjustering af reservationsomkostningen betyder, at der lægges en fastsat værdi til den forecastede reservationsomkostning. Aktørerne har i de diskussioner, der har været mellem Energinet og aktørerne argumenteret for, at det sikrer, at der laves færre fejl, hvor der reserveres kapacitet, hvor der ikke burde være blevet reserveret kapacitet. Dette er korrekt, men det betyder i andre tilfælde, at der vil ikke blive reserveret (økonomisk set) tilstrækkelig kapacitet, selvom det ville have skabt værdi.

Nedenstående matrix viser mulige udfald i forhold til sammenhængen mellem beslutningen om at reservere (forecast) og den faktisk optimale beslutning om at reservere (faktisk).

		Forecast	
		Reservere	Ikke reservere
Faktisk	Reservere	1	3
	Ikke reservere	2	4

Figur 1 Udfaldsrum for forventet og faktisk optimal reservationsbeslutning

Ved udfald 1 skaber det fælles marked værdi. Ved udfald 2 ødelægger det fælles marked værdi. Ved udfald 3 formår det fælles marked ikke at høste en potentiel værdi. Ved udfald 4 kan det fælles marked ikke levere værdi. Opjusteringen sigter mod at reducere omfanget af udfald 2 ved at reducere omfanget af reservation. I de følgende afsnit redegør Energinet for, at

indførelse af en opjustering af reservationsomkostningen af hensynet til udfald 2 formentlig samlet set vil reducere værdiskabelsen i det fælles marked ved at mindske økonomisk gavnlige reservationer i større omfang end den formår at mindske økonomisk skadelige reservation.

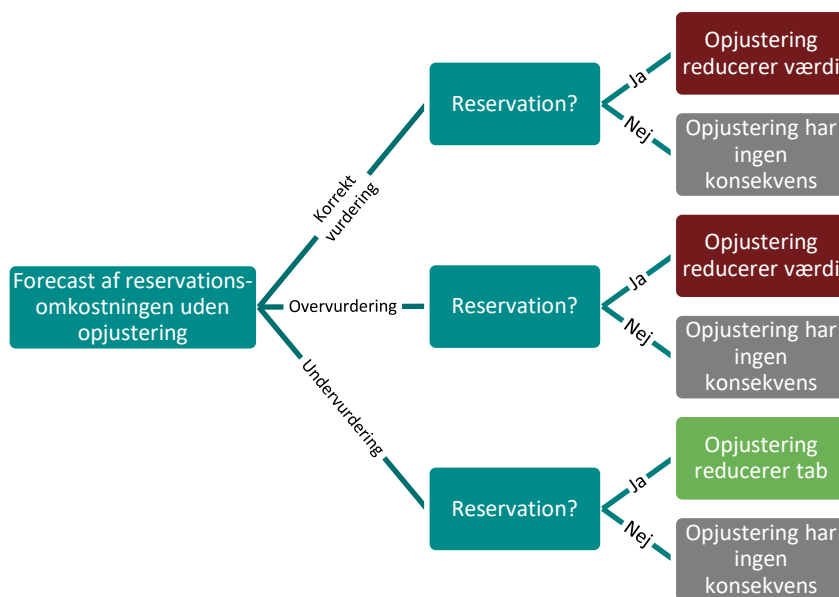
Energinets forecast af værdien af reservationsomkostningen kan enten være en korrekt vurdering, en undervurdering eller en overvurdering. I hver situation træffer Energinet beslutning af om at reservere kapacitet eller ej. Selvom Energinet viser sig at have undervurderet reservationsomkostningen, kan Energinet alligevel have besluttet at reservere kapacitet. Tilsvarende kan Energinet have besluttet ikke at reservere kapacitet, selvom reservationsomkostningerne efterfølgende viser sig at have været overvurderet. Indførelsen af en opjustering påvirker værdiskabelsen, når Energinet uden opjustering ellers ville have valgt at reservere kapacitet.

Hvis Energinet laver en korrekt vurdering af reservationsomkostningen, vil opjusteringen reducere værdiskabelsen i det fælles marked ved at reducere omfanget af kapacitetsreservation i situationer, hvor kapacitetsreservation korrekt forventes at være at være økonomisk fordelagtigt. Når kapacitetsreservation korrekt forventes ikke at være økonomisk fordelagtigt har opjusteringen ingen konsekvens.

Hvis Energinet overvurderer reservationsomkostningen, vil Energinet generelt reservere for lidt kapacitet. Hvis Energinet dertil pålægger en opjustering af reservationsomkostningerne, vil Energinet reservere endnu mindre kapacitet, sådan at der skabes endnu mindre værdi. Opjusteringen medfører dermed et tab. Hvis Energinet ikke vælger at reservere kapacitet uden opjusteringen, vil en opjustering ikke påvirke værdiskabelsen.

Hvis Energinet undervurderer reservationsomkostningen, vil Energinet generelt reservere for meget kapacitet. Hvis Energinet her indfører en opjustering, vil Energinet reservere mindre kapacitet, sådan at tab på grund af for stor reservation undgås til gavn for samfundsøkonomien.

Figur 2 nedenfor viser de forskellige mulige udfald.



Figur 2 Konsekvens af opjustering i forskellige situationer

Der er altså to tilfælde, hvor Energinet fejlvurderer omkostningen ved reservation, hvor opjusteringen påvirker værdiskabelsen. I disse tilfælde har påvirkningen forskelligt fortegn. Det er ikke utænkeligt, at påvirkningen er symmetrisk, sådan at nettoeffekten af opjusteringen er nul.

Derudover påvirker opjusteringen samfundsøkonomien negativt ved at reducere udvekslingen i det fælles marked, når Energinet korrekt vurderer reservationsomkostningen.

På ovenstående baggrund forventer Energinet, at opjusteringen medfører et samfundsøkonomisk tab og ønsker derfor ikke at indføre en opjustering af reservationskapacitet i det fælles marked.

4.4 Prissætning

I den månedlige auktion afregnes alle bud til marginalpris. Dette mener Energinet sikrer et korrekt prissignal til markedet.

I det fælles marked vil der blive fastlagt en pris i både det importerende og eksporterende område, $P(\text{imp})$ og $P(\text{exp})$. I det fælles marked, findes potentielt et margint bud i både det eksporterende og det importerende område med marginalpris $MP(\text{imp})$ og $MP(\text{exp})$. Disse marginalpriser sammen med kapacitetsomkostningen ($KapOmk$, defineret som summen af den forventede reservationsomkostning og opjusteringen i importretningen²) er centrale for udregningen af afregningsprisen. Hvis der ikke finder udveksling sted, er det fortsat marginalprisen i de to områder, der er bestemmende for prissætningen. Her defineres de som $MP(\text{høj})$ og $MP(\text{lav})$ ud fra deres indbyrdes størrelsesforhold.

Det centrale princip i prissætningen er, at områdeprisen skal afspejle det omkostningseffektive niveau, sådan at enhver aktør ved, om et bud med en given omkostning er konkurrencedygtigt alene ud fra prisen i aktørens område.

Områdeprisen fastsættes gennem følgende logik (se også nedenstående figur):

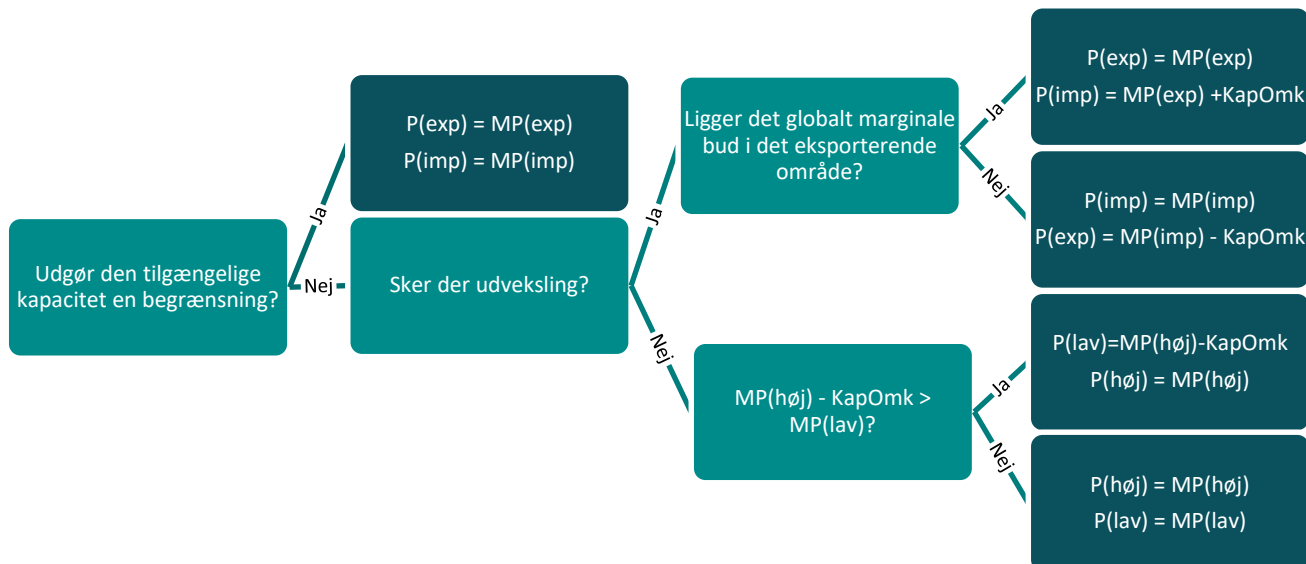
1. Hvis den tilgængelige kapacitet udgør en begrænsning, udnyttes den tilgængelige kapacitet fuldt ud, og områdeprisen sættes af marginalprisen i hvert område.
2. Hvis den tilgængelige kapacitet ikke udgør en begrænsning, er det afgørende, om der sker udveksling eller ej.
 - a. Hvis der sker udveksling, er det placeringen af det globalt marginale bud, der er afgørende for prissætningen.
 - i. Hvis det globalt marginale bud ligger i det eksporterende område, sættes prisen i dette område lig prisen på dette bud, mens prisen i det importerende område sættes på baggrund af marginalprisen i det eksporterende område, men opjusteret med kapacitetsomkostningen.
 - ii. Hvis det globalt marginale bud ligger i det importerende område, sættes prisen i dette område lig prisen på dette bud, mens prisen i det eksporterende område sættes på baggrund af marginalprisen i det importerende område, men nedjusteret med kapacitetsomkostningen.
 - b. Hvis der ikke sker udveksling, er forholdet mellem marginalprisen i højprisområdet nedjusteret med kapacitetsomkostningen og marginalprisen i lavprisområdet afgørende for prissætningen
 - i. Hvis marginalprisen i højprisområdet fratrukket kapacitetsomkostningen overstiger marginalprisen i lavprisområdet, er marginalpris i højprisområdet afgørende for prissætningen i den forstand, at områdeprisen i højprisområdet er lig marginalprisen i dette område, mens

² I tilfældet, hvor der ingen udveksling sker på trods af tilgængelig kapacitet, udregnes $KapOmk$ for retningen mod området med den højeste marginalpris.

områdeprisen i lavprisområdet er lig marginalprisen i højprisområdet fratrukket kapacitetsomkostningen.

- ii. Hvis marginalprisen i højprisområdet fratrukket kapacitetsomkostningen ikke overstiger marginalprisen i lavprisområdet, sættes prisen i hvert område af den lokale marginalpris. Dette svarer til prissætningen, hvor der ikke er udvekslingskapacitet til rådighed.

Nedenstående figur opsummerer logikken



Figur 3 Prissætning i det fælles marked

4.5 Udvalgelse af bud

Energinet har valgt, at bududvalgelse skal ske efter minimering af samfundsøkonomiske omkostninger. Denne metode er identisk med metoden, der er anmeldt for det fællesnordiske aFRR kapacitetsmarked og det vil ligeledes være den metode, der på nuværende tidspunkt forventes anmeldt for det fællesnordiske mFRR kapacitetsmarked, når dette implementeres. Det er desuden den udvælgelsesmetode, der anvendes i Euphemialgoritmen i day-ahead-markedet.

Energinet har overvejet tre mulige metoder for udvælgelse af bud:

- 1) Minimering af samfundsøkonomiske omkostninger
- 2) Minimering af TSO'ens indkøbsomkostninger
- 3) Ingen overspringning af bud.

Den følgende tabel viser fordele og ulemper ved de tre modeller. For alle tre alternative metoder gælder, at alle bud reserveret til udveksling er pålagt reservationsomkostning svarende til den estimerede D-1 prisforskel i spotprisen mellem DK1 og DK2.

	Minimering af samfundsøkonomiske omkostninger	Minimering af TSO'ens indkøbsomkostninger	Ingen overspringning af bud
Beskrivelse	Bud udvælges for at minimere summen af alle accepterede bud værdisat ved deres budpris	Bud udvælges for at minimere summen af alle accepterede bud værdisat ved afregningsprisen (clearing prisen)	Bud udvælges indtil behovet er dækket uden optimering og uden overspringning af bud
Fordele	<ul style="list-style-type: none"> • Giver det samfundsøkonomisk mest efficiente indkøb • Identisk med metoden anmeldt i det nordiske markedsdesign for indkøb af aFRR kapacitet • Identisk med metoden anvendt i day-ahead-markedet 	<ul style="list-style-type: none"> • Minimerer TSO'ens indkøbsomkostninger 	<ul style="list-style-type: none"> • Giver fuld transparens, idet bud ikke springes over
Ulemper	<ul style="list-style-type: none"> • Resulterer i højere TSO-omkostninger • Ikke transparent over for de aktører, hvis bud springes over som følge af optimeringen 	<ul style="list-style-type: none"> • Resulterer i et samfundsøkonomisk mindre efficient indkøb • Ikke transparent over for de aktører, hvis bud springes over som følge af optimeringen 	<ul style="list-style-type: none"> • Resulterer i højere TSO-omkostninger • Resulterer i et samfundsøkonomisk mindre efficient indkøb • Resulterer i et potentielt større overindkøb end de to øvrige metoder

Energinet har valgt at bududvælgelsen sker ud fra en minimering af samfundsøkonomiske omkostninger. Argumentet herfor er, at Energinet ønsker at indkøbe ydelser ud fra ydelsernes kostpris. At budprisen er lig anlæggets kostpris ved at levere ydelsen bakkes op af, at der i markedet er marginalprisafregning, hvilket sikrer, at markedsaktøren har incitament til at angive sin marginale omkostning som budpris.

Ved at udvælge bud, så den samlede leveringsomkostning minimeres, sikres det, at indkøbet på langt sigt udgøres af de anlæg, der kan levere ydelsen mest effektivt. Det er forventningen, at det på langt sigt også giver det mest effektive indkøb og dermed også minimerer de samlede udgifter til indkøb af reserver. Dette er i tråd med EBGL art. 58(3)(a).

4.6 Budtyper og budkarakteristika

I det følgende behandles Energinets valg i forhold til diverse karakteristika for bud.

4.6.1 Blokbud og linkede bud

Energinet introducerer ikke blokbud eller linkede bud i markedsdesignet for mFRR. Argumentet herfor er et ønske om transparens, der forbedres af, at der ikke er budkompleksiteter, der ændrer på en given times reelle prissignal.

Ved at tillade blokbud og linkede bud, vil der oftere være bud der springes over, selvom de ligger under timens marginalpris. Det skyldes, at prisen i den enkelte time ikke afspejler effekten af blokbuddet for den enkelte time.

Energinet mener, at eventuelle behov for at benytte blokbud og linkede bud kan imødekommes ved månedsauktionerne, der netop giver anlæg med høje omkostninger ved at levere varierende mængder mFRR mulighed for at afgive et bud, der kan rumme disse omkostninger for en måned ad gangen.

4.6.2 Budstørrelse

Minimum budstørrelse er fastsat til 5 MW for at matche minimum budstørrelse i regulerkraftmarkedet. Hvis disse budstørrelser ikke matcher, kan der opstå situationer, hvor et kapacitetsbud på mindre end 5 MW ikke kan afgive bud i regulerkraftmarkedet og dermed ikke levere på sin forpligtelse. Det vil eksempelvis være i det tilfælde, hvor et kapacitetsbud på mindre end 5 MW ikke kan puljes med andre anlæg for at opnå minimumbudstørrelsen i regulerkraftmarkedet.

Maksimal budstørrelse er i metoden fastsat til 10 MW. Energinet ønsker at nedbringe den maksimale budstørrelse fra de nuværende 50 MW, da den nuværende størrelse de facto er en barriere for nye og mindre aktører, da større aktører med store maksimale budstørrelse, kan holde mindre aktører helt ude af markedet.

En lavere maksimal budstørrelse forventes ligeledes at give et mindre gennemsnitligt overindkøb.

I DK1 har der igennem flere år været et timebaseret dagligt indkøb med en maksimal budstørrelse på 50 MW, med regel om, at bud kunne deles, når de var større end 25 MW. Det har betydet, at den maksimale budstørrelse i DK1 i realiteten har været 25 MW. Derfor er ændringen til den maksimale budstørrelse på 10 MW ikke drastisk set i et DK1 perspektiv.

Det er klart, at den relativt lave maksimale budstørrelse kan betyde en ny fordeling af omkostninger for større anlæg. Det er her vigtigt at skelne imellem kapacitet og energi, og maksimal budstørrelse for energibud forandres ikke – og det forventes heller ikke at disse forandres på langt sigt. For nuværende er der ingen maksimal budstørrelse på energibud i den fælleseuropæiske platform for mFRR energibud, MARI.

Energinet mener, at der opnås den bedste konkurrence i markedet, når adgangsbarrierer minimeres mest muligt og udbuddet og indkøbet differentieres mest muligt.

4.7 Gate Closure Time

Det har været diskuteret med markedsaktørerne, om tidspunktet for den daglige auktion kunne udsættes til kl. 10:00, da dette tidspunkt passer bedre med det københavnske varmemarked.

Det er ikke muligt at imødekomme ønsket om en gate closure time på kl. 10:00 for de daglige auktioner. Dette skyldes, at RSC'en skal meddele NEMO'erne senest kl. 9:35, hvad handelskapaciteterne er. Det ligger derfor fast, at ønsket i forhold til det københavnske varmemarked ikke kan imødekommes.

For at sikre, at informationen til RSC'en blive videregivet fra Energinets Kontrolcenter for el i tide og for at sikre, at det kan indpasses med øvrige procedurer, sendes handelskapaciteterne fra Energinets Kontrolcenter for el senest kl. 8:45. Energinet mener derfor, at en gate closure

time på kl. 8:15 er det senest mulige tidspunkt, Energinet kan modtage bud. Heri ligger ligeledes et behov for en tidsmargin fra sidste bud er indgivet og til algoritmen skal være gennemført og klar med eventuelle reservationer. Hvis gate closure time skal ligge tættere på deadline for indsendelse af handelskapaciteter, vil drifts- og udviklingsomkostninger blive betragteligt højere, fordi det vil kræve meget høj opetid for systemet og kræve større bemanning.

4.8 Anlæg med en responstid mellem 15 og 90 minutter

For at deltage i det fælles marked skal et anlæg leve op til de almindelige krav for deltagelse i regulerkraftmarkedet. Anlæg med en længere starttid end 15 minutter har således ikke mulighed for at deltage i det fælles marked.

Årsagen her til er, at der i det fællesnordiske marked i fremtiden kun vil blive handlet og udvekslet standardprodukter. Energinet ønsker derfor allerede nu at sende et klart investerings-signal til markedet om, at anlæg, der ikke kan levere standardproduktet med en responstid på maksimalt 15 minutter, ikke har en fremtid i de daglige markeder.

Ydermere ønsker Energinet at være en del af en fællesnordisk IT-løsning – også inden et fællesnordisk, reciprok marked er etableret. Heri er en løsning til håndtering af anlæg med en respons mellem 15 og 90 minutter ikke eksisterende. Denne løsning bliver bygget på det langsigtede fællesnordiske markedsdesign. Se mere i afsnit 8.

I dag kan anlæg med en responstid på mellem 15 og 90 minutter deltage i de daglige erstatningsindkøb, når anlæg på de eksisterende femårige aftaler ikke er i stand til at levere. Denne metode blev indført for at sikre et større udbud og forbedret konkurrence.

Det er Energinets vurdering, at et fælles marked mellem DK1 og DK2 giver et større udbud og forbedret konkurrence. Energinet ønsker derfor at ensrette den daglige auktion, så den passer med forventningerne til det fremtidige nordiske marked, hvilket har som konsekvens, at anlæg med en responstid på mellem 15 og 90 minutter kun kan deltage i den lokale månedsauktion.

5. Simulering af det fælles marked

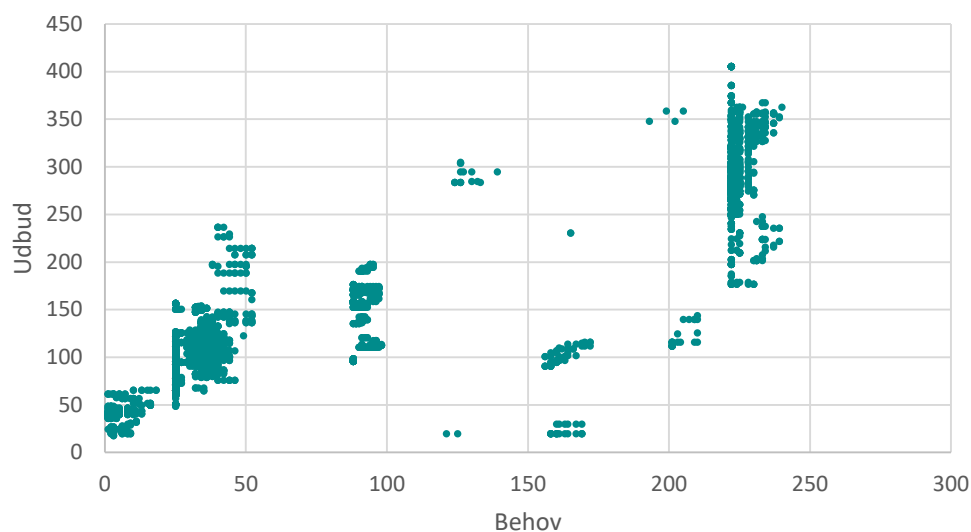
5.1 Anvendte buddata

Simulering af et fælles marked kræver adgang til bud for DK1 og DK2. Siden 2016 er mFRR kapacitet i DK2 primært blevet leveret via lange kontrakter med en række aktører. Parallelt hermed er der indkøbt mFRR kapacitet på daglige timeauktioner i DK1. I DK2 er der i visse situationer foretaget erstatningsindkøb i forbindelse med udetid ved aktørerne, der har indgået lange kontrakter. På grund af de lange kontrakter i DK2, råder Energinet altså kun over ét fuldt datasæt med timevise bud fra de relevante leverandører i DK1, der kan indgå i en simulering af et fælles marked. Energinet kan således enten anvende timevise bud fra DK2 fra erstatningsauktionerne eller antage, hvordan buddata for DK2 ville se ud i et timemarked. Energinet viser resultater for begge tilgange. Nedenfor beskrives disse tilgange.

For DK1 har Energinet timevise bud tilgængelige for "enhver" relevant periode. Udbuddet i DK1 har generelt været stort igennem de seneste år, sådan at prisen har været relativt lav. I mange timer har prisen således været 1 kr./MW/time svarende til 8.760 kr./MW/år.

Energinet har igennem de seneste fire år foretaget erstatningskøb i godt 5.000 timer i alt, hvor behovet i ca. 4.000 timer har været mindre end 100 MW, imens det stort set resten af tiden har været over 200 MW. De indkomne bud viser, at der ved større behov generelt også er et

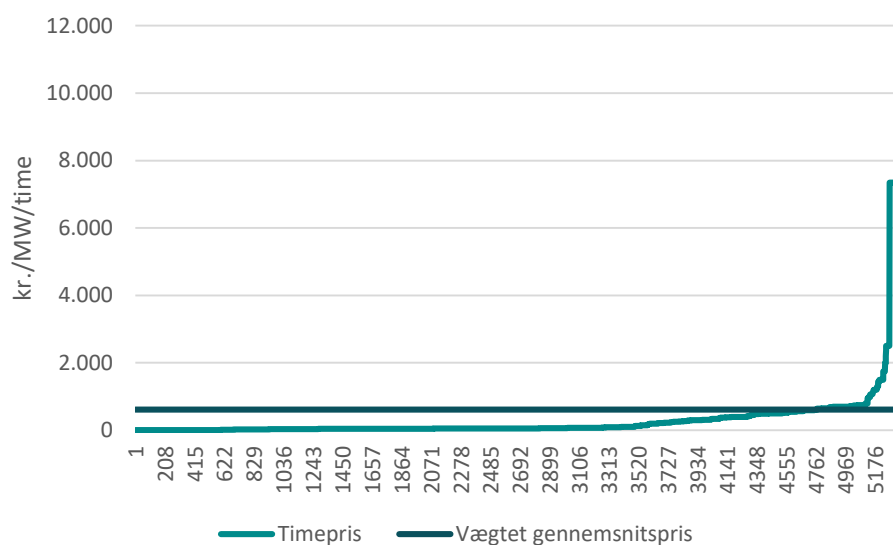
betydeligt større udbud. I forhold til at undersøge, hvad prisen ville være i et timemarked for et fast behov på 240 MW, giver de eksisterende data for DK2 et, i bedste fald, ufuldstændigt billede af omkostningerne for de relevante bydere. Det er uklart, hvad der driver disse forskelle i udbud. Det skaber usikkerhed om, hvad prisen vil være i et kontinuert timemarked.



Figur 4 - Forhold mellem behov og udbud ved erstatningsauktioner, MW

For at simulere markedet uden at ignorere et udbud, som kan have været sovende i faktisk gennemførte auktioner, har Energinet udelukkende simuleret perioden fra 24. september 2016 til 28. oktober 2016, hvor mFRR behovet i DK2 stort set hele tiden udgjorde mere end 200 MW. Disse analyser dækkes i det følgende med overskriften "Sep-okt. 2016".

I erstatningsauktionerne har prisen varieret og udvist stor variation. Den vægtede gennemsnitspris har været ca. 600 kr./MW, men prisen har udvist stor variation med prisspidser på 10.500 kr./MW/time.



Figur 5 Timepriser og vægtet gennemsnitspris

Energinet har løbende i de seneste år indberettet høje budpriser i erstatningsauktionerne til Forsyningstilsynet på baggrund af risikoen for udøvelse af markedsmagt i auktioner, hvor kapacitetsmarginen har været relativt lille. Der har dog ikke været sager om udøvelse af markedsmagt i forbindelse med indkøbet af mFRR kapacitet. På den baggrund er der ikke grundlag for at antage andet, end at buddene er udtryk for aktørernes omkostninger ved at levere mFRR kapacitet.

Hvis Energinet skal simulere et fælles marked, hvor Energinet ikke har adgang til empiriske timebud, må Energinet antage, hvad budprisen og -mængderne ville være. Med det foreslåede markedsdesign skabes der to separate markeder. Et månedsmarked for 360 MW og et time-marked for 240 MW for behovet i DK2 (og et timemarked fra 300 MW for behovet i DK1). I forhold til at simulere timemarkedet, skal Energinet således gøre antagelser om, udbuddet der vil konkurrere om at levere 240 MW af behovet i DK2 i et fælles marked med DK1. Det vil sige et samlet timemarked på 540 MW ud fra det nuværende behov.

Til at levere disse 240 MW i DK2 vil den kapacitet, der har deltaget i erstatningsauktionerne forventeligt i vidt omfang deltage i markedet, ligesom den del af kapaciteten, der i dag leverer mFRR på lange kontrakter, og som ikke kommer til at levere mFRR kapacitet på månedskontrakter, også må forventes at deltage. Baseret på udbuddet i erstatningsauktionerne i efteråret 2016, forventer Energinet et samlet udbud på op til 500 MW i DK2 i timemarkedet.

Som beskrevet ovenfor har afregningsprisen for mFRR kapacitet i DK2 varieret ganske betydeligt. Den vægtede gennemsnitspris har udgjort ca. 600 kr./MW. Skulle en sådan afregning blive realiseret hver time, svarer det til en årlig afregning på godt 5 mio. kr. Sammenlignet med de langsigtede marginale samfundsøkonomiske omkostninger for etablering af ny spidslastkapacitet, som Energinet antager at udgøre ca. 300.000 kr./MW/år (jf. Redegørelse for elforsynings-sikkerhed 2019), vil denne gennemsnitspris således næppe kunne opretholdes, hvis 500 MW i DK2 konkurrerer om at levere 240 MW.

Den årlige betaling ifm. de lange kontrakter for 630 MW udgør ca. 200 mio. kr., svarende til ca. 40 kr./MW/time eller ca. 315.000 kr./MW/år. Dette tal indikerer, at Energinets vurdering af den langsigtede marginale omkostninger kan være retvisende. Det er ikke umiddelbart muligt at opdele disse omkostninger i kortsigtede og langsigtede omkostninger. Principielt kan den kortsigtede (marginale) leveringsomkostning være 0 kr./MW/time, sådan at alle omkostninger er faste omkostninger. Men den kortsigtede omkostning kan principielt også udgøre ca. 40 kr./MW/time, og de langsigtede omkostninger være nul. I det omfang, at en del af disse leverandører vil deltage i timeauktionerne, er det således meget uklart, hvad deres omkostninger er ved at levere mFRR kapacitet. Energinet har på den baggrund lavet to datasæt.

For at have den fulde kapacitet til rådighed i begge datasæt, skal bud fra den kapacitet, som har budt ind i erstatningsauktionerne, alt andet lige tilføjes. Den eneste information, der er til rådighed for Energinet i forhold til at lave antagelser om deres marginale omkostninger, er de afgivne bud i erstatningsauktionerne. I timerne med erstatningsauktioner har der i gennemsnit været afgivet ca. 25 MW bud med en budpris på maksimalt 40 kr./MW/time og ca. 65 MW bud med en budpris på maksimalt 80 kr./MW/time.

På denne baggrund laves der to datasæt for DK2. I det første datasæt (herefter kaldet "ensartet udbud") byder en kapacitet på 300 MW ind i det fælles marked med 10 MW bud à 40 kr./MW/time. De øvrige MW i DK2 antages at byde højere. Den eksakte pris er ikke af betydning, da budpriserne i DK1 betyder, at der aldrig vil indkøbes mere end 300 MW i DK2. De 40

kr./MW/time svarer til, at samtlige omkostninger i de lange kontrakter er marginale omkostninger. Hvis prisen fra de lange kontrakter fremskrives med inflationen, vil omkostningen ved et lokalt indkøb blive større. Antagelsen om de 40 kr./MW/time kan således ift. inflation (og lignende) betragtes som en konservativ tilgang i forhold til at udregne værdi af et fælles marked. På baggrund af de tilgængelige data vil enhver antagelse være forsimplende. Energinet har valgt at lave en simpel antagelse. I det andet datasæt ændres denne antagelse for at vise, hvordan resultaterne i så fald vil være.

I det andet datasæt (herefter kaldet "todelt udbud") deles kapaciteten, sådan at den ene del (150 MW) i bud à 10 MW antages at have marginale omkostninger på 0 kr./MW/time, mens den anden del (150 MW) ligeledes i bud à 10 MW antages at have marginale omkostninger på 80 kr./MW/time. Gennemsnitsprisen for alle anlæggene fastholdes dermed på 40 kr./MW/time. Også denne antagelse er simpel og har samme svagheder og styrker som antagelsen bag det første datasæt.

Givet usikkerheden i forbindelse med de antagne priser vurderer Energinet, at anvendelse af udelukkende de antagne bud vil give retvisende resultater (for så vidt, at antagelserne er rigtige) uden at ændre antagelserne på grund af den beskrevne fordeling af buddene i erstatningsauktionerne.

I alt anvendes der således tre datasæt for DK2, som matches med empiriske timevise bud fra DK1.

- Sep.-okt. 2016
- Ensartet udbud
- Todelt udbud

5.2 Opgørelse af forventet reservationsomkostning

For de simulerede perioder er de faktiske day-ahead priser brugt til at beregne den forventede reservationsomkostning som prisforskellen mellem DK1 og DK2. Hvis denne er positiv, udgør forskellen den forventede reservationsomkostning fra lavpris- til højprisområdet. Hvis den er nul eller negativ, er den forventede reservationsomkostning nul.

5.3 Opgørelse af faktiske reservationsomkostninger

Reservationsomkostningen kan kun tilvejebringes gennem simulering. Traditionelt har Energinet brugt interne modeller som fx SIFRE og BID, men i den senere tid er Energinet begyndt at benytte modellen Simulation Facility, som er en model, der er benytter de faktiske bud i day-ahead markedet med samme optimeringsalgoritme, som benyttes i day-ahead markedet, hvor modellen giver Energinet mulighed for at ændre på forudsætningerne om tilgængelig transmissionskapacitet mellem budzonerne. I alle modellerne kan reservationsomkostningen findes ved at simulere day-ahead markedet med og uden en reservation på forbindelsen mellem DK1 og DK2. Simulation Facility er umiddelbart det oplagte modelvalg, da modellen giver mulighed for en tæt kobling mellem de anvendte bud i simuleringen af mFRR kapacitetsmarkedet og reservationsomkostningerne i day-ahead markedet.

5.3.1 Fravalg af Simulation Facility

Energinet har lavet simuleringer i Simulation Facility for at afdække de samfundsøkonomiske konsekvenser af reservation. Resultaterne har i et vist omfang været kontraintuitive i den forstand, at reservation af kapacitet i visse simuleringer *skaber* værdi i spotmarkedet ikke kun for

Danmark, men også for det samlede elsystem. Energinet betragter dette som kontraintuitive resultater. Energinet er i øjeblikket ved at undersøge baggrunden for disse resultater.

Energinet ønsker ikke at basere metodeanmeldelsen på kontraintuitive resultater, hvorfor Energinet baserer opgørelsen af de samfundsøkonomiske konsekvenser på en modelkørsel med simuleringmodellen BID, som Energinet generelt anvender til at vurdere samfundsøkonomiske konsekvenser af ændringer i transmissionskapacitet i det europæiske elsystem.

Dette betyder, at der ikke vil være en direkte kobling mellem simuleringen af kapacitetsmarkedet for mFRR og opgørelsen af reservationsomkostningen. Dermed er det kun muligt at anvende en gennemsnitlig reservationsomkostning (kr./MW/time) beregnet ud fra den årlige påvirkning af den danske samfundsøkonomi ved en fast reservation.

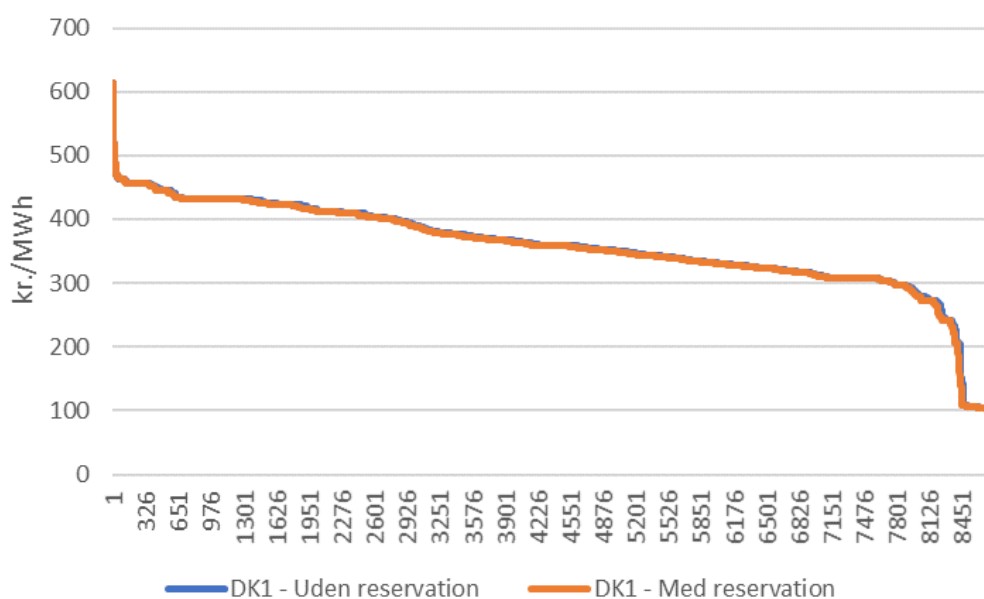
5.3.2 BID som beregningsmodel

Med fravalget af Simulation Facility som basis for vurderingen af den sande reservationsomkostning er Energinet nødt til at benytte et andet modelværktøj til dette formål. Energinet benytter generelt simuleringmodellen BID til vurdering af nyttepåvirkning af kapacitetsændringer i elsystemet.

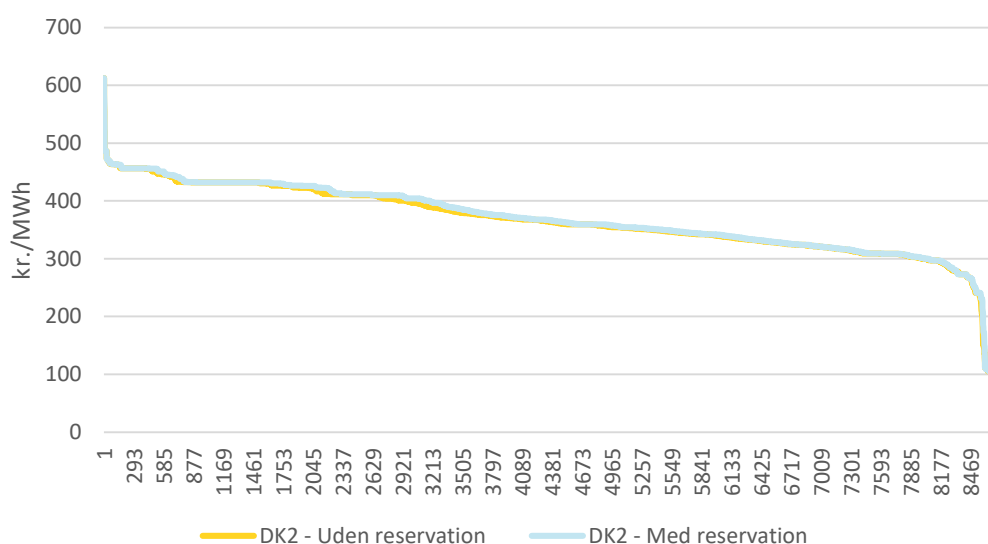
Modellen simulerer hele det nordvesteuropæiske elsystem opdelt i de konkrete budzoner baseret på antagelser omkring forbrug, produktionskapaciteter, virkningsgrader, vejr, brændselspriser med videre. Modellen er således en bottom-up model, hvor alle enheders marginale omkostninger er beregnet på baggrund af de grundlæggende antagelser. Omvendt modellerer BID ikke startomkostninger korrekt, idet de indregnes procentuelt som andel af udnyttelse af et anlægs maksimale produktionskapacitet. BID-modellen er således heller ikke perfekt. I Energinets bedste vurdering er BID en model på omgangshøjde med de bedste af sådanne modeller i brug blandt de europæiske TSO'er.

BID kræver detaljerede inputdata for groft sagt "ethvert" forhold i elsystemet. Det er derfor et omstændeligt arbejde at opstille og vedligeholde de nødvendige datasæt. Energinet opererer derfor med en række udvalgte analyseår, for hvilke sådanne datasæt er udarbejdet. Det tidligste analyseår er 2020. Det vil sige, at Energinet kan analysere på et datasæt, der afspejler Energinets forventning til (eller forståelse af) det europæiske elsystem for 2020. Selvom datasættet således ikke skal afspejle et år længere ude i fremtiden, er der forbundet usikkerhed med datasættet, da det ikke automatisk opdateres med de nye udviklinger i systemet, såsom kraftværkslukninger osv. Jo længere tilbage i tid en analyseret periode ligger, jo større er usikkerheden forbundet med resultaterne, da flere forudsætninger i forhold til 2020 må forventes at være ændret her.

Simuleringen for 2020 peger på, at reservationsomkostningen ved reservation af 240 MW fra DK1 til DK2 svarer til ca. 11 kr./MW/time i gennemsnit. Figur 6 og Figur 7 viser påvirkningen af day-aheadprisen i DK1 og DK2 af reservation i samtlige timer på 240 MW fra DK1 til DK2. Energinet vurderer, at spotprispåvirkningen er minimal, da den gennemsnitlige ændring udgør ca. 2 kr./MWh for både DK1 og DK2.



Figur 6 Simulerede day-ahead priser for DK1 med og uden reservation



Figur 7 Simulerede day-ahead priser for DK2 med og uden reservation

Simuleringerne viser, at udveksling fra DK2 til DK1 er ekstremt sjælden. I det omfang, at sådan udveksling finder sted, anvendes samme omkostning, selvom denne ikke er understøttet af en simulering. Disse tal er anvendt i samtlige simuleringer.

5.4 Simuleringsresultater

5.4.1 Leveringsomkostninger

Analyserne viser, at et fælles marked har et stort potentiale for at reducere de samfundsøkonomiske omkostninger ved levering af mFRR kapacitet. Denne reduktion kan ske ad to stier, ved normalt og reduceret udbud i DK2.

Ved et todelt udbud (leveringsomkostningerne antages at være lave (0 kr./MW/time) for 150 MW af udbuddet og høje (80 kr./MW/time) for resten) medfører et fælles marked med en udvekslingskapacitet på 60 MW en halvering af leveringsomkostningerne, svarende til godt 30 mio. kr. årligt. Driveren for dette resultat er, at der med det fælles marked er mindre behov for

den dyre kapacitet. Hvis den tilladte udveksling øges til 120 MW, reduceres de samfundsøkonomiske omkostninger med yderligere godt 10 mio. kr. årligt. Yderligere kapacitet medfører ingen yderligere reduktion af omkostningerne, da behovet i DK2 kan dækkes med import på ca. 100 MW og lokal leverance for resten.

En opjustering af reservationsomkostningen med 10 kr. har en marginal betydning for de samfundsøkonomiske omkostninger. En opjustering på 100 kr. medfører, at det fælles marked ikke skaber værdi, da den justerede budpris på eksporterede bud fra DK1 med de anvendte antagelser altid overstiger budprisen i DK2.

Leveringsomkostning, mio. kr.				
Opjustering\udvekslingskapacitet	0	60	120	240
Todelt udbud				
0	65,4	32,7	19,8	19,8
10		33,0	20,3	20,3
100		65,4	65,4	65,4
Ensartet udbud				
0	85,5	71,5	63,1	60,9
10		71,9	63,7	61,5
100		85,5	85,5	85,5
Sep-okt. 2016				
0	64,2	40,3	18,8	9,9
10		40,3	18,8	9,9
100		40,3	19,2	11,7

Tabel 1 Leveringsomkostninger excl. reservationsomkostning, mio. kr.

Ved et ensartet udbud i DK2 (leveringsomkostninger i DK2 altid lig 40 kr./MW/time) er værdien ved det fælles marked mindre. En udvekslingskapacitet på 60 MW reducerer de samfundsøkonomiske omkostninger med knap 15 mio. kr. årligt, mens yderligere udvekslingskapacitet reducerer omkostninger med yderligere 22 og 2 mio. kr. årligt.

I forhold til opjustering af budprisen ved eksport er konsekvenserne sammenlignelige med en marginal betydning af en lille opjustering og enorme konsekvenser af en stor opjustering.

Betragtes i stedet den fem uger lange periode med erstatningsindkøb i 2016 havde et fælles marked reduceret leveringsomkostningerne med hhv. 24 mio. kr., 35 mio. kr. og 54 mio. kr. I perioder, hvor udbuddet er begrænset, indikerer brugen af de faktiske budpriser fra både DK1 og DK2, at der vil kunne realiseres meget betydelige samfundsøkonomiske gevinster ved et fælles marked, når udelukkende reservemarkedet betragtes.

5.4.2 Reservationsomkostninger

Det fælles marked medfører dog også en samfundsøkonomisk omkostning i form af den tabte efficiens i day-ahead markedet, hvor den mindre tilgængelige kapacitet betyder, at anlæg med højere omkostninger kommer til at levere energien. Disse omkostninger skal indregnes i en vurdering af den totale samfundsøkonomi ved udveksling af mFRR kapacitet mellem DK1 og DK2. Nedenstående tabel viser en beregning af disse omkostninger.

Reservationsomkostning, mio. kr.				
Opjustering\udvekslingskapacitet	0	60	120	240

Todelt udbud					
	0	-	5,0	7,8	7,8
	10		4,9	7,7	7,7
	100		-	-	-
Ensartet udbud					
	0	-	4,7	8,0	9,1
	10		4,6	7,7	8,8
	100		0,0	0,0	0,0
Sep-okt. 2016					
	0	-	0,6	1,1	1,7
	10		0,6	1,1	1,7
	100		0,6	1,1	1,5

Tabel 2 Reservationsomkostninger, mio. kr.

Tabellen viser, at der ved normalt udbud vil være omkostninger på ca. 5 mio. kr./år ved at reducere udvekslingskapaciteten i day-ahead markedet ved en kapacitet på 60 MW og 8-9 mio. kr./år ved en kapacitet på 120-240 MW. Omkostningen ved at reservere kapacitet i femugersperioden i 2016 havde været mellem 0,5 og 1,6 mio. kr. afhængigt af kapaciteten. Opjusteringen af budprisen på de eksporterede bud ville kun have haft marginal betydning for disse omkostninger, medmindre at opjusteringen havde været så stor, at udvekslingen stort set ville opføre ved normalt udbud.

5.4.3 Totale samfundsøkonomiske omkostninger

Lægges gevinsten fra mFRR kapacitetsmarkedet sammen med reservationsomkostningerne fås den totale samfundsøkonomiske påvirkning af et fælles marked.

Total omkostning, mio. kr.				
Opjustering\udvekslingskapacitet	0	60	120	240
Todelt udbud				
0	65,4	37,7	27,6	27,6
10		38,0	28,0	28,0
100		65,4	65,4	65,4
Ensartet udbud				
0	85,5	76,3	71,1	70,0
10		76,4	71,4	70,3
100		85,5	85,5	85,5
Sep-okt. 2016				
0	64,2	40,8	19,9	11,5
10		40,8	19,9	11,6
100		40,8	20,2	13,2

Tabel 3 Total omkostning mio. kr.

Når reservationsomkostningerne tages i betragtning, viser beregningerne fortsat en stor værdi af et fælles marked, som naturligt er følsomt over for de faktiske leveringsomkostninger ved normalt udbud. Når udbuddet er begrænset er gevinsten ved det fælles marked dog meget stor, gående fra ca. 25 mio. kr. ved en tilladt udveksling på 60 MW til godt 50 mio. kr. ved en tilladt udveksling på 240 MW.

5.4.4 Afregning

De foregående afsnit beskriver de samfundsøkonomiske omkostninger ved at levere mFRR kapaciteten og sikre, at den er til rådighed i det relevante område. Omkostningstillene er udelukkende baseret på budpriserne og inddrager altså ikke, at markedet ikke er pay-as-bid afregnet.

mFRR kapacitetsmarkedet er marginalprisafregnet. Dermed kan selv et enkelt accepteret bud med en høj budpris medføre en meget stor forskel mellem den samfundsøkonomiske omkostning og afregningen.

Ved normalt udbud er der meget stor forskel i udbetalingen. Ved en todeling af udbuddet i DK2, hvor en del har en meget lav omkostning og den anden en høj, bliver udbetaling ca. dobbelt så stor i et isoleret marked som udbetalingen ved et mere ensartet udbud. Det skyldes selvfølgelig, at afregningsprisen i DK2 bliver 80 kr./MW/time under det ene sæt antagelser, mens den under det andet sæt antagelser bliver 40 kr./MW/time.

Analyserne viser, at et fælles marked kan medføre en stigning i afregningen. For det todelt udbud, vil en kapacitet på 60 MW medføre en stigning i afregningen. Det skyldes, at den tilladte udveksling hæver afregningen i DK1 uden at den reducerer afregningen i DK2. Med de anvendte antagelser, vil det marginale bud i DK2 altid blive leveret fra DK2 til den høje omkostning. En højere udvekslingskapacitet vil medføre et fald i leveringsomkostningerne, som sker som konsekvens af to modsatrettede effekter, dels en stigende udbetaling i DK1, dels en faldende udbetaling i DK2.

For et ensartet udbud i DK2 øger et fælles marked også udbetalingen, og i dette tilfælde stiger udbetalingen videre med større udvekslingskapacitet. Også her er forklaringen, at den større udvekslingskapacitet hæver afregningsprisen i DK1, uden at den sænker afregningsprisen i DK2. Mere komplekse antagelser om budpriser i DK2 ville give andre resultater.

For erstatningsauktionerne i 2016 er billedet klart. Det fælles marked ville have reduceret udbetalingen i forhold til de isolerede markeder. Også her ses det dog, at en forøgelse af den tilladte udveksling fra 120 MW til 240 MW medfører stigende udbetaling. Forklaringen er også her, at den højere afregningspris i DK1 dominerer faldet i afregningsprisen i DK2.

Total afregning, mio. kr.				
Opjustering\udvekslingskapacitet	0	60	120	240
Todelt udbud				
	173,3	180,8	144,8	144,8
0		179,3	145,6	145,6
10		172,8	172,8	172,8
100				
Ensartet udbud				
	92,7	101,9	145,2	165,5
0		96,1	124,1	136,8
10		92,2	92,2	92,2
100				
Sep-okt. 2016				
	174,5	107,2	38,8	54,4
0		107,2	38,4	52,3
10		107,3	36,6	38,2
100				

Tabel 4 Total afregning for DK1 og DK2, mio. kr.

5.5 Diskussion af resultater

Analyserne beskrevet i foregående afsnit viser, at der kan være betydelige samfundsøkonomiske gevinster ved et fælles marked for mFRR kapacitet. Den største gevinst ser ud til at ligge i at reducere leveringsomkostningerne i tilfælde af reduceret udbud i DK2, hvor de samfundsøkonomiske omkostninger i de fem uger i 2016 ville kunne have været reduceret ca. 50 mio. kr. Ved normalt udbud peger analyserne på en gevinst på ca. 15-40 mio. kr.

Brugen af opjustering har kun en marginal betydning, hvis opjusteringen er relativt lille (10 kr./MW/time), mens en stor opjustering i praksis kan gøre det fælles marked til isolerede markeder. Dog viser de fem uger i 2016, at selv en stor opjustering ikke vil fjerne gevinsten ved et fælles marked, hvis leveringsomkostningerne er meget høje.

Som beskrevet tidligere vil brugen af opjustering formentlig øge de samfundsøkonomiske omkostninger, da opjusteringen medfører reduceret udveksling, når Energinet laver en korrekt vurdering af reservationsomkostningen, og dette medfører med sikkerhed et samfundsøkonomisk tab og medfører reduceret udveksling i timer, hvor Energinet fejlagtigt enten undervurderer eller overvurderer reservationsomkostningen. Analyserne bekræfter denne antagelse, om end effekten er lille.

Alle analyseresultaterne er hæftet op på en række antagelser, som skal være opfyldt for, at de kan betragtes som retvisende:

- De anvendte budpriser skal være retvisende. Hvis de anvendte budpriser ikke er retvisende, vil analysernes resultater heller ikke være retvisende.
 - o For 2018 er budpriserne generet på baggrund af antagelser. Der er derfor forbundet betydelig usikkerhed med deres korrekthed. Analyserne viser dog, at der under forskellige antagelser vil være gevinst ved et fælles marked. Andre antagelser vil dog vise andre gevinster.

- For erstatningsauktionerne i 2016 er der anvendt faktisk budpriser. Analyserne må her anses for at være retvisende.
- De anvendte budpriser skal være udtryk for marginale leveringsomkostninger. Hvis budpriserne ikke er udtryk for marginale leveringsomkostninger, er budpriserne ikke udtryk for de samfundsøkonomiske omkostninger ved at sikre kapaciteten. Hvis fx visse af de anvendte budpriser indeholder et dækningsbidrag, vil analyserne generelt overvurdere værdien af det fælles marked, idet en del af værdien i så fald ikke vil være udtryk for sparede omkostninger, men i stedet udtryk for omfordeling mellem forbrugere og producenter.
 - For 2018 er budpriserne generet på baggrund af antagelser. Der er derfor forbundet betydelig usikkerhed med deres korrekthed.
 - Energinet afleverede efter erstatningsauktionerne i 2016 en redegørelse til (daværende) Energitilsynet omkring prissætningen i auktionerne. Energitilsynet har ikke påpeget problematiske forhold i perioden. Det kan dog ikke afvises, at der alligevel har været elementer af dækningsbidrag i budpriserne for denne periode.
- De faktiske reservationsomkostninger skal være korrekte. Hvis dette ikke er tilfældet, kan det føre til såvel en over- som en undervurdering af reservationsomkostningerne.
 - Energinet har på grund af usikkerhed omkring resultaterne fra Simulation Facility valgt ikke at bruge Simulation Facility, men i stedet at bruge resultater fra BID. BID-resultaterne indikerer større omkostninger ved at reservere kapacitet end resultaterne fra Simulation Facility. Brugen af BID betyder, at der ikke findes en direkte kobling mellem beregningen af de faktiske reservationsomkostninger og buddene i mFRR kapacitetsmarkedet
 - I estimationen af de faktiske reservationsomkostninger har Energinet brugt BID resultater beregnet på antagelser for 2020, uanset om de er anvendt på 2016 eller 2018 data. Energinet råder ikke over årlige datasæt i BID, der gør det muligt at "skræddersy" beregningen af reservationsomkostningerne til den enkelte simulering.
 - De faktiske reservationsomkostninger er beregnet som produktet af den nødvendige reservation og enhedsomkostningen for kapacitetsreservation (kr./MW/t), hvor enhedsomkostningen er beregnet som den gennemsnitlige reservationsomkostning på baggrund af en reservation på 240 MW, uanset om den faktiske reservation har været mindre, fx 120 MW. Enhedsomkostningen vil alt andet lige være lavere, hvis der reserveres mindre kapacitet. Beregningen af de faktiske reservationsomkostninger kan dermed alt andet lige betragtes som pessimistisk.
- Optimeringen af indkøbet skal afspejle den faktiske optimering.
 - Energinet har anvendt en forsimplet optimering, der ikke medfører budoverspringning af hensyn til at reducere overindkøb. De viste beregninger kan på den baggrund betragtes som pessimistiske.

Energinet vurderer, at det er særligt relevant at diskutere, hvorvidt budpriserne er udtryk for marginale omkostninger eller ej. I situationerne med erstatningsauktioner i DK2 har prisen i de senere år i perioder været meget høj sammenlignet med gennemsnittet for perioden. I praksis har en række anlæg under de femårige kontrakter leveret størstedelen af den nødvendige mFRR kapacitet. I perioder med udetid på disse anlæg har andre anlæg måttet træde til.

I det omfang at disse anlæg ikke opnår indtjening andre steder, skal hele anlæggets omkostning dækkes i erstatningsauktionerne. Hvis aktøren bag et sådant anlæg får dækket anlæggets

kapacitetsomkostninger gennem et vundet bud med en højere budpris end den rent marginale leveringsomkostning, kan budprisen fortsat betragte at afspejle omkostninger, dog på en mere kompleks måde. Isoleret set kan budpriserne i DK2 derfor ikke nødvendigvis siges ikke at afspejle samfundsøkonomiske omkostninger, selv hvis de rummer dækningsbidrag i forhold til de marginale omkostninger. Den beregnede reduktion af de samfundsøkonomiske omkostninger indeholder dermed ikke nødvendigvis kun sparede kortsigtede leveringsomkostninger, men kan også indeholde sparede langsigtede kapacitetsomkostninger.

Sagt ligeud kan det fælles marked altså reducere de samfundsøkonomiske omkostninger ved at føre til lukning af kapacitet i DK2. Dette forudsætter dog, at tilsvarende kapacitetsomkostninger ikke ville blive sparet uden det fælles marked. Givet afregningsprisen i DK1, som i de senere år har været meget lav, kan det omvendte i virkeligheden gøre sig gældende i DK1, altså at en lang række anlæg ikke formår at opnå en indtjening til at dække deres kapacitetsomkostninger, sådan at den meget lave afregningspris i virkeligheden dækker over, at der afholdes kapacitetsomkostninger som ikke tjenes hjem. På længere sigt må det forventes at en så lav afregningspris fører til lukning af uprofitable anlæg. Der kan således fremføres et argument om, at det fælles marked indregner de sparede kapacitetsomkostninger ved lukning af kapacitet i DK2, men ignorerer de kapacitetsomkostninger, som i dag afholdes i DK1, men som ikke er profitable. De anvendte budpriser stammer fra en periode, hvor Grundbeløbet har sikret tilstedeværelsen af en lang række anlæg, særligt i DK1. Med bortfaldet af Grundbeløbet forventer Energinet en nedgang i kapaciteten i DK1, hvilket formentlig vil medføre stigende priser på mFRR i DK1 og dermed mindre værdi af det fælles marked – alt andet lige.

5.5.1 Uddybende tabeller

I det følgende fremstilles yderligere data i nedenstående tabeller. Det vedrører data for områdeopdelt afregning, områdeopdelte gennemsnitlige afregningspriser, områdeopdelt gennemsnitlig eksport af mFRR kapacitet og områdeopdelt gennemsnitligt kapacitetsindkøb.

Afregning, mio. kr.	DK1				DK2			
Opjustering\ udvekslingskapacitet	0	60	120	240	0	60	120	240
Todelt udbud								
0	12,1	55,7	88,5	88,5	161,2	125,0	56,3	56,3
10		53,7	80,0	80,0		125,6	65,6	65,6
100		11,6	11,6	11,6		161,2	161,2	161,2
Ensartet udbud								
0	12,1	38,1	92,5	116,4	80,6	63,8	52,7	49,1
10		31,9	70,6	86,5		64,3	53,5	50,2
100		11,6	11,6	11,6		80,6	80,6	80,6
Sep-okt. 2016								
0	0,4	2,5	15,5	45,6	174,1	104,7	23,3	8,8
10		2,5	15,1	43,4		104,7	23,3	8,9
100		2,5	12,2	25,3		104,8	24,4	12,9

Table 5 Områdeopdelt afregning, mio. kr.

Afregningspris, kr./MW/time	DK1				DK2			
	0	60	120	240	0	60	120	240
Opjustering\ udvekslingskapacitet								
Todelt udbud								
0	5	18	28	28	80	80	37	37
10		18	25	25		80	44	44
100		5	5	5		80	80	80
Ensartet udbud								
0	5	13	28	34	40	40	40	40
10		11	22	26		40	40	40
100		5	5	5		40	40	40
Sep-okt. 2016								
0	2	8	45	119	1.242	966	268	148
10		8	44	113		966	268	152
100		8	36	68		966	274	197

Tabel 6 Områdeopdelte gennemsnitlige afregningspriser, kr./MW/time

Eksport, MW/t	DK1				DK2			
	0	60	120	240	0	60	120	240
Opjustering\ udvekslingskapacitet								
Todelt udbud								
0	-	54	84	84	-	-	-	-
10		54	83	83		-	-	-
100		-	-	-		-	-	-
Ensartet udbud								
0	-	51	86	98	-	-	-	-
10		49	84	95		-	-	-
100		-	-	-		-	-	-
Sep-okt. 2016								
0	-	60	118	179	-	-	-	-
10		60	118	179		-	-	-
100		60	116	162		-	-	-

Tabel 7 Områdeopdelt gennemsnitlig eksport af mFRR kapacitet (fra DK1 og DK2 hhv.), MW/t

Accepterede bud, MW/t	DK1				DK2			
	0	60	120	240	0	60	120	240
Opjustering\ udvekslingskapacitet								
Todelt udbud								
0	295	358	379	379	240	186	164	164
10		357	378	378		187	165	165
100		295	295	295		240	240	240
Ensartet udbud								
0	295	353	384	393	240	190	157	146
10		352	381	389		191	159	150
100		295	295	295		240	240	240
Sep-okt. 2016								
0	291	362	422	470	216	164	108	49
10		362	422	469		164	108	50
100		362	418	453		164	111	68

Tabel 8 Områdeopdelt gennemsnitligt kapacitetsindkøb (geografisk placering af accepterede bud), MW/t

6. Detaljeret beskrivelse af månedsmarkedet

6.1 Prissætning

Prissætningen i månedsmarkedet sker som marginalprissætning.

6.2 Udvalgelse af bud

Bud udvælges med henblik på minimering af samfundsøkonomiske omkostninger jf. afsnit 4.5

6.3 Budtyper og budkarakteristika

I det følgende behandles Energinets valg i forhold til diverse karakteristika for bud.

6.3.1 Blokbud og linkede bud

Der introduceres ikke blokbud eller linkede bud jf. afsnit 4.6.1.

6.3.2 Budstørrelse

Den minimale budstørrelse fastsættes til 5 MW, mens den maksimale budstørrelse fastsættes til 10 MW jf. afsnit 4.6.2.

6.4 Gate Closure Time

Gate closure time, dvs. tidspunktet for, hvornår bud sidst skal være Energinet i hænde er fastsat til den 25. i hver kalendermåned kl. 14:00 for månedsauktionen og dagen før driftsdøgnet kl. 8:15 for den daglige auktion. Tidspunktet for den månedlige auktion er fastsat ud fra procedurer i Energinets Kontrolcenter for el.

6.5 Anlæg med en responstid mellem 15 og 90 minutter

Energinet har en reservedelingsaftale med Svenska kraftnät, der gør det muligt at indkøbe op til 300 MW, der har en responstid, der ligger mellem 15 og 90 minutter. Det betyder, at Energinet med det nuværende behov på 600 MW i DK2 har brug for 300 MW mFRR reserver med en

responstid på maksimalt 15 minutter, mens de resterende 300 MW kan bestå af reserver med en responstid på mellem 15 og 90 minutter.

Anlæg med en responstid på mellem 15 og 90 minutter kan deltage i månedsauktionen. Energinet indkøber i månedsmarkedet op til 300 MW med en responstid på mellem 15 og 90 minutter, hvis disse er billigere end mFRR reserver med en responstid på maksimalt 15 minutter.

Månedsauktionen er et lokalt marked med lokale markedsvilkår. Kontraktlængden på en måned lever op til retningslinjerne i artikel 6, stk. 9 i Europa-Parlamentets og Rådets Forordning (EU) 2019/943 af 5. juni 2019 om det indre marked for elektricitet jf. argumentationen i afsnit 3.

7. Dækningskøb

Aktører, der ikke er i stand til at levere den kapacitet, der er opnået rådighedsbetaling, tilbagebetaler rådighedsbetalingen for den kapacitet, der ikke kunne leveres inkl. eventuelle omkostninger til erstatningskøbet, dog maksimalt tre gange rådighedsbetalingen. Hvis Energinet ikke foretager erstatningsindkøb, tilbagebetales således blot rådighedsbetalingen.

Dette afviger fra nuværende praksis for dækningskøb, hvor aktøren bærer den fulde risiko i et dækningskøb. Dette er uacceptabelt for aktørerne og er de facto en barriere for markedsdeltagelse. Der er metodeanmeldt et lignende forslag for indkøbet af aFRR kapacitet.

Når markedsaktørerne skal fastsætte deres pris, vil de inddrage risikoelementer i prissætningen. Hvis de risikerer at skulle betale mere end deres rådighedsbetaling tilbage, vil de lægge et risikotillæg oveni prisen for ydelsen for at begrænse konsekvenserne ved et udfald af deres anlæg. Dermed bliver prisen for en reserve som udgangspunkt højere, end den ville være, hvis leverandøren kun risikerede at miste rådighedsbetalingen.

Fordi det er elforbrugeren, der via tariffen betaler for de reserver, som Energinet indkøber, så betyder det, at forbrugerne under normale omstændigheder vil komme til at betale mere for ydelsen.

Et loft på betalingen for dækningskøbet vil fjerne eller reducere risikoen for markedsaktøren og dermed være med til at holde prisen nede.

Hvis ikke der er et loft på omkostningen til dækningskøb, så er risikoen, at markedsaktørerne vil holde deres anlæg ude af markedet, fordi de risikerer en potentielt uendelig stor straf for ikke at kunne levere. Nye markedsaktører vil se det som en stor barriere for at træde ind i markedet, fordi de risikerer en stor tilbagebetaling, hvis deres anlæg falder ud. Dette vil således ikke skabe incitament til at konkurrencen i markedet øges.

For eksisterende markedsaktører vil risikoen ved dækningskøb blive sammenholdt med driftssikkerheden på deres anlæg. Hvis denne risiko vurderes for stor, vil det holde aktørerne ude af markedet og forringe konkurrencen.

Omvendt vil Energinet gerne sikre, at der er et incitament til at gøre sig umage for at levere den ydelse, der er solgt. Med en tilbagebetaling, der er større end rådighedsbetalingen, mener Energinet at dette incitament er til stede.

Energinet ønsker at skabe et marked, der er præget af konkurrence og mange bydere. Derfor ønsker Energinet at gøre op med eksisterende praksis og indhegne risikoen, så markedsaktørerne bedre kan indregne dette i deres respektive vurderinger. Derfor foreslår Energinet et princip for dækningskøb, der stadig giver markedsaktøren incitament til at levere, fordi omkostningen ved ikke at levere vurderes tilpas stor, men samtidig får markedsaktøren mulighed for at forholde sig til risikoen og det vurderer Energinet alt andet lige er et godt grundlag for en omkostningsægte prissætning.

8. Sammenhæng til Nordic Balancing Model

Det er en prioritet for Energinet, at markedsdesignet for indkøb af mFRR kapacitet er i tråd med target-modellen for det fællesnordiske marked under NBM.

Der er endnu ikke klarhed over, hvornår et fællesnordisk kapacitetsmarked for mFRR vil være en realitet med handel på tværs af TSO-grænser. Efter sagsbehandlingen for metoden for et fællesnordisk aFRR kapacitetsmarked forventes det, at dette tidligst vil ske, når flow-based er indført som kapacitetsberegningss metode. Det fællesnordiske kapacitetsmarked for mFRR følger i halen på det fællesnordiske aFRR kapacitetsmarked og det forventes derfor på nuværende tidspunkt, at det fællesnordiske aFRR kapacitetsmarked skal være implementeret før det fællesnordiske mFRR kapacitetsmarked kan implementeres.

Det overordnede markedsdesign for det fremtidige nordiske mFRR kapacitetsmarked er der dog enighed om på overordnet niveau. På nuværende tidspunkt forventes markedsdesignet at se ud som følger:

- Algoritmen vil være en kopi af den anmeldte algoritme for et nordisk aFRR kapacitetsmarked; dvs. bududvælgelse sker ud fra minimering af samfundsøkonomiske omkostninger
- Der udveksles kapacitet mellem budzoner ud fra D-1 spotprisen som grundlag for beregning af reservationsomkostning
- Der indkøbes og udveksles et standardprodukt med en responstid på 15 minutter
- Der implementeres en derating-function, hvor produkter ud fra statistiske beregninger kan derates, så det kan indmeldes som et standardprodukt. Energinet forventer ikke, at reservedelingsaftalen mellem DK2 og SE4 med reserver med en responstid på mere end 15 minutter kan indgå som et produkt, der kan derates til et standardprodukt
- Der afregnes ud fra lokal marginalpris

Energinet arbejder for, at det anmeldte markedsdesign for mFRR kapacitet i DK1 og DK2 ligner det forventede kommende nordiske marked. Det betyder, at nogle valg er truffet for at sikre konsistens til en fremtidig nordisk løsning, men også for at sikre konsistens i markedsdesigns for aFRR og mFRR.

9. IT-ændringer for markedsaktøren

Markedsaktørerne skal forvente, at der sker IT-ændringer i det format, hvori bud skal fremsendes. Energinet har endnu ikke det endelige IT-set-up på plads, men det kommer til at følge de informationer, der tidligere er givet vedrørende det kommende fællesnordiske marked for aFRR kapacitet.

Energinet vil inddrage aktørerne og foretage de nødvendige test i samarbejde med aktørerne.