

ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
5. september 2019

Forfatter:
HEP/SGL

NOTAT

REAKTION PÅ FORSYNINGSTILSYNETS ÆNDRINGSANMODNING VEDRØRENDE ENERGINETS ANMELDELSE AF VILKÅR OG BETINGELSER FOR LEVERANDØRER AF BALANCERINGSTJENESTER OG BALANCEANSVARLIGE AKTØRER

I tilknytning af anmeldelsen af vilkår og betingelser for leverandører af balancerings tjenester og balanceansvarlige aktører har Forsyningstilsynet i brev af 12. juli 2019 efterlyst en redegørelse for, hvorfor de fastlagte krav, der stilles til leveringen af balancerings ydelser, er rimelige og begrundede.

De forskellige krav til levering af balancerings ydelser fremgår af Udbudsbetingelser for systemydelser¹, og dette notat uddyber begrundelserne for de foretagne valg på en række områder, som anført i Forsyningstilsynets brev af 12. juli 2019.

1. Teknologineutralitet

I Udbudsbetingelser for systemydelser fremgår, at ”...en gruppe af vindmøller kan ikke isoleret set byde ind i de forskellige systemydelsesmarkeder. Vindmøller kan indgå sammen med anden produktion, der kan garantere leverancen i tilfælde af, at vindmøller ikke er i stand til at levere den krævede ydelse som følge af svigtende vind.”

Indledningsvis præciseres, at ovenstående vilkår alene vedrører Energinets indkøb af reserver, idet vindmøller i betydeligt omfang indgår som leverandør af frivillig regulerkraft, jf. herunder Forsyningstilsynets metodegodkendelse af forslaget til levering af regulerkraft fra vindmøller².

Generelt indkøber Energinet reserver (rådighed over kapacitet til brug for systemydelser) i god tid inden levering for at være sikker på, at ressourcerne ikke disponeres til anden side, eksempelvis til day-ahead markedet. Aktuelt ligger tidsafstanden mellem indkøb af reserver og faktisk levering i intervallet 8-40 timer.

Vindmøller – og i øvrigt også solceller – er produktionsteknologier, hvor ejeren ikke har fuld kontrol over brændselstilførslen og dermed produktionsomfanget. Hvis produktionsomfanget er ukendt i en fremtidig periode, er det også uklart, hvilke mængder af systemydelser, som anlægsejeren vil kunne tilbyde. Energinet har med andre ord ikke sikkerhed for, at de reserver,

¹ Dok.nr. 13/80940 ”Systemydelser til levering i Danmark, Udbudsbetingelser”.

² Forsyningstilsynets afgørelse af 28. oktober 2011, sag 4/0720-0304-0085.

der bliver indkøbt fra vindmøller 8-40 timer forud for driftstimen, rent faktisk vil være til rådighed i selve driftstimen.

Det centrale spørgsmål i sammenhængen er selvfølgelig, med hvilken sikkerhed produktionen kan forudsiges et antal timer forud. Med henvisning til Energinets erfaringer udi prognostisering af vindmølleproduktion, ligger usikkerheden i den relevante prognosehorisont i størrelsesordenen 15 %³. Prognosefejl for vindmøller skyldes hovedsageligt, at en vindfront fejlbedømmes i tid – altså at vindproduktionen kommer før eller senere end forventet. Kun en mindre del af den samlede usikkerhed skyldes, at vindproduktionen før/efter fronten ikke er korrekt bedømt. Sammenlagt vurderer Energinet herudfra, at en ellers forventet systemydelse ikke kan blive leveret fra en isoleret gruppe af vindmøller med ca. 10 % sandsynlighed.

Den samme usikkerhed om leverancen gør sig ikke gældende for termiske anlæg. Den relevante hændelse set i relation til et termisk værk, er anlægshavari. Energinet har tidligere analyseret historiske udetider for danske kraftværker og har her beregnet havarisandsynligheden for dedikerede reserveanlæg til at være ca. 1 %. Dermed er sandsynligheden for, at et termisk anlæg vil være i stand til at levere en given systemydelse, en faktor 10 større end for vindmøller.

Det er således ikke teknologien som sådan, der begrunder de uens vilkår. Den fælles målestok er et anlægs evne til at levere en given ydelse på et fremtidigt tidspunkt.

Det kan videre oplyses, at Energinet har påbegyndt et udredningsarbejde sammen med relevante leverandører af systemydelser med henblik på at finde en egnet model for, hvorledes vedvarende energikilder (primært vindmøller og solceller) kan indgå med reserver. Arbejdet indledes med en workshop den 18. september 2019, hvor markedsaktørerne er bredt repræsenteret.

2. Budstørrelser mv.

Nedenstående tabel viser, hvilke budstørrelser og udvælgelseskriterier, der aktuelt er gældende i forbindelse med Energinets indkøb af reserver.

	mFRR DK1	mFRR DK2 ⁴	aFRR DK1	FCR DK1	FCR-N DK2	FCR-D DK2
Markedsstørrelse (MW)	282	0-600	100	20	230/22	410/37
Min. budstørrelse (MW)	5	5	1	0,3	0,3	0,3
Max budstørrelse (MW)	50	50	50	-	-	-
Grænse for overspring af bud (MW)	25	25	-	5	-	-
Optimeringsprincip ved udvælgelse af bud	Prisrækkefølge	Prisrækkefølge	Minimum omkostninger	Prisrækkefølge	Minimum omkostninger	Minimum omkostninger

Tabel 1: Budstørrelser mv. i forbindelse med Energinets indkøb af systemydelser

³ Målt ved MAPE (mean absolute percentage error), gældende for prognoser udarbejdet for summen af alle vindmøller 12-36 timer før driftstimen.

⁴ Det er alene vilkårene for den daglige auktion i Østdanmark, der er medtaget. Den daglige auktion fungerer som indkøbsplatform for erstatningskapacitet, når anlæg på langtidskontrakt ikke er til rådighed.

Indledningsvis bemærkes, at Energinet ikke har lavet forudgående, teoretiske analyser af, hvad den ideelle budstørrelse (min/max) burde være i de forskellige markeder. Hvis sådanne analyser skulle give mening, ville det fordrer adgang til et bredt erfaringsmateriale, hvor budstørrelsen blev varieret over tid, og aktørernes reaktioner herpå blev indhentet og analyseret.

Set i relation til sammenbindingen af balanceansvarlige aktører og leverandører af balancerings-tjenester, jf. forslaget til vilkår og betingelser af 18. juni 2018, er der to egenskaber i udbudsbetingelserne, som er helt centrale: bud kan puljes på tværs af leverandører og anlægges geografiske placering (portfolio bidding) samt udelelige bud.

Den omstændighed, at en balanceansvarlig aktør kan pulje bud fra forskellige leverandører betyder, at adgangsbarrieren for små leverandører sænkes og markedsdeltagelsen øges, idet den enkelte leverandør – uanset buddets størrelse – kan deltage i systemydelsesmarkederne ved at den balanceansvarlige aktør samler flere mindre bud med henblik på at danne ét bud, der samlet set overstiger minimum budgrænsen.

Generelt anvender Energinet udelelige bud i systemydelsesmarkederne – dvs. aktørens bud bliver enten taget i sin helhed eller slet ikke. Denne egenskab er valgt for at give leverandørerne af balancerings-tjenester en fast grund i relation til deres prissætning. Ofte indgår der både startomkostninger og driftsomkostninger ved levering af en given systemydelse, og derfor er leverandøren nødt til at have sikkerhed for størrelsen af budet for at kunne prissætte det korrekt. Herudover har udelelige bud betydning for den efterfølgende aktivering og afregning, idet den balanceansvarlige aktør ikke behøver at bekymre sig om, hvordan et sammensat bud i givet fald skal underinddeles og afregnes, såfremt kun en delmængde af det sammensatte bud var blevet accepteret.

For så vidt angår størrelsen af minimums- og maksimumsbud, så er det generelle hensyn, at de skal være afpassede i forhold til markedets samlede størrelse, størrelsen af potentielle bud fra leverandørerne samt Energinets mulighed for at håndtere og kontrollere ydelsen.

Minimum budstørrelsen for mFRR blev nedsat fra 10 MW til 5 MW med virkning fra den 20. december 2017, jf. herunder Forsyningstilsynet metodegodkendelse af 19. december 2017. Hovedargumentet for den valgte størrelse var et ønske om smidig håndtering blandt alle TSO'er i det nordiske område på baggrund af regulerkraftmarkedets status som et fællesnordisk marked. Budstørrelsen vil blive nedsat til 1 MW ved introduktionen af MARI, forventet ved udgangen af 2021, idet håndteringen af bud på dette tidspunkt vil være fuldautomatiseret.

Minimum budstørrelsen for aFRR på 1 MW er sat så lavt som muligt, dog under hensyntagen til det tekniske krav, at aktiveringer af aFRR finder sted i spring af 1 MW (step size)⁵. Minimum budstørrelsen på 1 MW er i øvrigt identisk med den værdi, der er anmeldt for det kommende, nordiske aFRR marked og den budstørrelse, der er anmeldt for den fælleseuropæiske platform for aFRR, PICASSO.

Minimum budstørrelsen for FCR på 0,3 MW er sat så lavt som muligt, dog under hensyntagen til, at det skal være muligt at kunne kontrollere ydelsen. For at kunne iagttage, om leverandøren leverer et respons, skal mængden være identificerbar set i relation til målenøjagtighed mv.

Maksimum budstørrelsen for mFRR på 50 MW er et resultat af en afvejning af, at flere aktører skal have mulighed for at deltage i auktionen på den ene side og hensynet til aktørernes om-

⁵ Jf. herunder Forsyningstilsynets godkendelse af 29. august 2017 af ændret metode til ad-hoc indkøb af FRR-A reserver i DK1. Dok.18/04187-59

kostningsstruktur på den anden side. I og med at der indgår faste omkostninger i leveringen, giver en høj maksimal budstørrelse mulighed for at fordele de faste omkostninger ud over en større, samlet mængde.

Maksimum budstørrelsen for aFRR på 50 MW er fastlagt efter samme principper som for mFRR. Det fremgår af tabel 1, at aFRR-markedet er væsentlig mindre end mFRR-markedet – dvs. maksimum budstørrelsen i aFRR markedet er relativt set meget høj. Dette valg hænger sammen med, at de faste omkostninger vægter højere ved levering af aFRR end mFRR.

Maksimum budstørrelsen for FCR er ikke defineret. Energinet vurderer, at muligheden for budoverspringning af bud større end 5 MW medfører en så betydelig risiko for aktørerne ved at afgive et større bud, at en maksimal budstørrelse (større end grænsen for budoverspringning) i praksis ikke har nogen effekt⁶.

Grænseværdier for overspringning af bud. Som det fremgår af tabel 1, udvælges buddene i mFRR-markedet og FCR-markedet i Vestdanmark i prisrækkefølge. I tilknytning hertil er der defineret en budgrænse således, at bud over denne grænse kan springes over. Dette vilkår er indført for at begrænse overindkøb. De konkrete budgrænser (25 MW i mFRR-markedet og 5 MW i FCR-markedet) er fastsat ud fra hensynet til at begrænse risikoen for overindkøb i absolutte termer og størrelsen af leverandørernes potentielle bud.

Det bemærkes, at for de auktioner, hvor udvælgelsen af bud sker med henblik på at minimere de samlede indkøbsomkostninger – dvs. aFRR produktet i Vestdanmark og FCR-produkterne i Østdanmark – da kan ethvert bud, uanset størrelse, principielt blive fravalgt/oversprunget, hvis budet ikke indgår i den ”pakke”, der giver de laveste indkøbsomkostninger.

3. FCR-N og FCR-D i Østdanmark

Det fælles østdanske-svenske marked for FCR-N og FCR-D blev sat i drift den 3. oktober 2012 efter forudgående metodegodkendelse hos Forsyningstilsynet⁷.

Det er Energinets forventning, at Svenske Kraftnät og Energinet i 2020 vil indlevere en samlet metodeanmeldelse i relation til indførelsen af det nye produkt, FCR-D nedregulering. For så vidt angår argumentationen for budstørrelser mv. i det nuværende, fælles østdanske-svenske marked, henvises til afsnit 2 i dette notat.

4. Øvrige balancemarkeder, der ikke afløses af nye nordiske eller fælleseuropæiske markeder

Energinet har aktuelt en metodeanmeldelse for indkøb af mFRR erstatningskapacitet ved udetid på kontraherende anlæg i DK2 til behandling i Forsyningstilsynet. Herudover forventer Energinet af fremsende en metodeanmeldelse i efteråret 2019 vedrørende nyt indkøbsprincip for mFRR reserver i Øst- og Vestdanmark med virkning fra den 1. januar 2021.

Herudover er Energinet ikke bekendt med øvrige balancemarkeder, som ikke er omfattet af beskrivelsen i ovenstående afsnit 2 og 3.

⁶ Jf. herunder Forsyningstilsynets rapport ”Energinets indkøb af reserver i elsystemet” af 19. december 2018 – afsnit 6.6 og figur 17.

⁷ Jf. Forsyningstilsynet afgørelse af 30. maj 2012: ”Godkendelse af metode for indkøb af frekvensstyrede reserver i Østdanmark og Sverige”, sag: 4/0720-0300-0712.