

Energinet.dk
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
Vat-no. 28 98 06 71

Dato:
4/7 2018

Forfatter:
SCR/SCR

NOTAT

INTRODUKTION TIL SYSTEMYDELSER

INDHOLD

1.	Indledning	2
2.	Systemydelser	2
2.1	Reservetyper	2
2.2	Manuelle reserver - mFRR	4
2.2.1	Indkøb af mFRR rådighed	5
2.3	Regulérkraftmarkedet	5
2.3.1	Specialregulering	6
2.4	Andre reserver i Vestdanmark	6
2.4.1	FCR (Frequency Containment Reserve)	6
2.4.2	aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve)	7
2.4.3	Leveringsevnekontrakt	8
2.5	Andre reserver i Østdanmark	8
2.5.1	FCR-N (Frekvensstyret Normaldriftsreserve)	9
2.5.2	FCR-D (Frekvensstyret Driftsforstyrrelsesreserve)	9
3.	Systembærende egenskaber	10
4.	Udviklingen i nærmeste fremtid	11
4.1	FCR	12
4.1.1	FCR i Vestdanmark	12
4.1.2	FCR i Østdanmark	12
4.2	aFRR	12
4.2.1	aFRR i Vestdanmark	12
4.2.2	aFRR i Østdanmark	13
4.3	mFRR	13
4.3.1	mFRR i Østdanmark	13
4.4	Nordisk balanceringskoncept	13
4.5	Forventede behov for frekvensreserver i nærmeste fremtid	14
4.6	Ny elforsyningslov	14

1. Indledning

Dette notat beskriver de systemydelser, der anvendes for at opretholde systembalancen i Danmark. Over de følgende afsnit introduceres ydelserne, deres karakteristika og aktiveringsmåde. For de til enhver tid eksisterende regler for systemydelser henvises til Energinets "Systemydelser til levering i Danmark – Udbudsbetingelser" og markedsforskrift C2.

2. Systemydelser

Som systemoperatør har Energinet behov for en række særlige produkter – det, der kaldes *systemydelser*. Systemydelser er et samlet begreb for de elproduktions- og elforbrugsressourcer, som anvendes til at opretholde balancen og stabiliteten i elsystemet. Energinet indkøber systemydelser, som kan aktiveres automatisk eller manuelt. Langt størstedelen af Energinets systemydelser består af reserver og regulerkraft. Dertil kommer et mindre behov for systembærende egenskaber og øvrige systemydelser som for eksempel nødstart.

Systemydelser er et samlet begreb for de produktions- og forbrugsressourcer, som står til rådighed, og som aktiveres automatisk eller på anmodning fra Energinet. Porteføljen af systemydelser er stor og brugen af dem er relativt kompleks. Formålet med brugen af systemydelser er enkelt; at opretholde balancen i elmarkedet og den overordnede stabilitet i elsystemet.

Eftersom Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2) er del af hver deres synkronområde er der også forskelle i anvendelsen af og behovet for systemydelser. På grund af europæisk regulering forventes der i fremtiden gennemgribende harmonisering hen over denne systemgrænse.

Kravene til systemydelsesprodukterne er nærmere defineret i Energinets "Systemydelser til levering i Danmark - Udbudsbetingelser", der refererer til ENTSO-E *CE Operations Handbook* (Vestdanmark) samt Nordel *Systemdriftaftalen* (Østdanmark).

Markedet for systemydelser er i løbende udvikling. Der foreligger for perioden 2018 – 2020 en prioritetsplan for systemydelser. Prioritetsplanen viderefører emnerne fra den gamle strategi for systemydelser fra 2015-2017 med fokus på internationalisering, konkurrence og transparens. Der vil dog i den kommende periode være et ekstra fokus på internationaliseringen som en klar konsekvens af den forestående implementering af en lang række europæiske rammer og regler. Det er muligt at læse mere om Prioritetsplanen på Energinets hjemmeside¹.

2.1 Reservetyper

Størstedelen af systemydelserne sikres fra fem forskellige typer reserver. Reserverne indkøbes gennem aftaler mellem Energinet og produktions- eller forbrugsbalancean-

¹ <https://energinet.dk/-/media/8FABEBD762CB48DB8EEB9703F11A52C2.pdf?la=da&hash=CA463ABC1C1B8500C97958D1FEF24E8D0B8511FE>

svarlig aktører. Aftalerne indeholder bestemmelser om at stille kapacitet til rådighed i en fastdefineret periode.

Der er store forskelle på behovet for reserver. I princippet kan elsystemet nøjes med én enkelt hurtigt-reagerende reserve, eksempelvis ved at lade en stor gasturbine balancere produktionen kontinuerligt. De fleste elsystemer kan dog med fordel have en bredere portefølje af reservetyper, både for at øge fleksibiliteten og for at holde omkostningerne til balancering nede. Eksempelvis medfører den høje andel af fluktuerende vindproduktion i Danmark et større behov for balancering.

I nedenstående tabel er reserverne klassificeret efter funktion og i henhold til nordisk og kontinentaleuropæisk (ENTSO-E) terminologi. I dette notat anvendes ENTSO-E terminologien.

Tabel 2.1. Oversigt over reservetyper i Danmark

Funktion	Terminologi		
	ENTSO-E	Vestdanmark	Østdanmark
Frekvensstabilisering (Primær reserve)	Frequency Containment Reserves (FCR)	Primær reserve	Frekvensstyret normaldriftsreserve (FCR-N)
			Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D)
Frekvensgenopretning (Sekundær reserve)	Frequency Restoration Reserves (aFRR)	Load Frequency Control (LFC)	
Balanceudligning (tertiær reserve)	Frequency Restoration Reserves (mFRR)	Manuel reserve	Manuel reserve
	Replacement Reserves (RR)	-	-

Efter day-ahead auktionen afslutning sender aktørerne en plan til Energinets kontrolrum. Ideelt set har aktørerne frem mod driftstimen afstemt produktion, forbrug og handel således, at det balancerer – dette er dog ikke et krav, som det har været tidligere. I selve driftøjeblikket er det afgørende for systemets stabilitet, at der er balance mellem produktion og forbrug. Fra aktørplanen til driftstimen er der kilder til ubalancer, eksempelvis fra usikkerheder i prognoserne for vindmølleproduktion eller i forbrugsprognoserne. Stemmer forbrug og produktion ikke overens i driftøjeblikket, påvirkes frekvensen i elsystemet, hvilket i værste fald kan føre til et systemsammenbrud og ufrivillig afkobling af forbrugere.

Reserveydelserne leveres af elmarkedets aktører og skal kunne aktiveres i løbet af den enkelte driftstime. Fordi aktiveringsvarslet ved reserverne er kortere end i de tidligere markeder, er energien i reglen dyrere end i day-ahead og intraday markederne. Til forskel fra day-ahead og intraday markederne, kompenseres aktørerne typisk ad to veje ved handlen med reserverne; gennem en *rådighedsbetaling* for at reservere en given kapacitet og en *aktiveringsbetaling* for at levere ydelsen til nettet.

Energinet indkøber derudover løbende andre systemydelser såsom systembærende egenskaber fra f.eks. centrale kraftværker i Danmark, og øvrige systemydelser som f.eks. nødstart.

Omkostningerne ved at reservere og aktivere de forskellige reserver er meget forskellige - i hovedreglen stiger omkostningerne i takt med at aktiveringstiden reduceres.

I Danmark foretages en proaktiv driftsplanlægning, hvor ubalance imødegås med aktivering af mFRR. Det kan lade sig gøre fordi aktørernes planer er tilstrækkeligt pålidelige. Ved proaktiv driftsplanlægning kan man forudsige ubalancer godt nok til, at de langsommere manuelle reserver kan udgøre en stor del af reguleringen. Den driftsform udnytter tillige at mFRR er billigere end aFRR, både at reservere og aktivere.

I nedenstående tabel ser man, at de billigere, manuelle reserver udgør langt hovedparten af Energinets indkøbte reservekapacitet. Vi bruger en langt mindre andel aFRR end mange andre europæiske lande, hvilket nok er med til at gøre prisforskellen mellem mFRR og aFRR større.

Udover nedenstående reserver har Energinet også ansvar for sikring af reserver på Anholt, Læsø og Bornholm. Disse beskrives ikke i dette notat.

Tabel 2.2. Indkøb af reservekapacitet

Funktion	Indkøb ¹	
	Vestdanmark	Østdanmark
Frekvensstabilisering (Primær reserve)	FCR ca. +/- 20 ² MW	FCR-N ca. +/- 22 ³ MW (SE: + 230 MW)
		FCR-D ca. +/- 37 ⁴ MW ² (SE: + 345 MW)
Frekvensgenopretning (Sekundær reserve)	aFRR +/- 90 MW	-
Balanceudligning (tertiær reserve)	mFRR + 282 MW	mFRR + 623 MW

¹ Mængden kan variere fra år til år.

² Yderligere 75 MW på Kontiskan, 50 MW på KONTEK og 18 MW på Storebælt

2.2 Manuelle reserver - mFRR

Størstedelen af de danske reserver består af manuelle reserver. Begrebet manuelle reserver dækker over den *kapacitet*, der efter aftale med Energinet reserveres af aktørerne til manuel balancering af systemet i selve driftstimen. Aktører, der leverer manuelle reserver, det vil sige aktører som får rådighedsbetaling for at reserverer kapacitet, er forpligtet til at indgive bud på aktivering af denne kapacitet på regulérkraftmarkedet.

Ved aktivering sikrer de manuelle reserver opretholdelse af balancen over længere perioder med ikke-planlagte udsving i produktion eller forbrug. Dette sker eksempelvis ved driftsstop på et kraftværk eller pludselige ændringer i vindmøllernes produktion. Anlæg skal være i stand til at levere den fulde effekt 15 minutter efter aktivering.

Størrelsen på indkøbet af manuel reserve fastlægges ud fra den største enhed i området. Størrelsen på den største enhed fratrækkes andre til rådighed stående reserver; herefter har man behovet for indkøb af manuel reserve. Den dimensionerende enhed,

² Genberegnes årligt.

³ Genberegnes årligt.

⁴ Genberegnes ugentligt.

altså den største, i Vestdanmark er Skagerrak 4 forbindelsen til Norge, mens den dimensionerende enhed i Østdanmark er 600 MW.

2.2.1 Indkøb af mFRR rådighed

Energinet indkøber rådighed over manuelle reserver til at dække både Øst- og Vestdanmark.

For perioden 2016-2020, har Energinet indkøbt i alt 623 MW mFRR fra fem forskellige leverandører til Østdanmark. I Vestdanmark indkøbes i hovedreglen 282 MW mFRR på daglige auktioner, idet 300 MW reserver som udgangspunkt kan hentes fra Østdanmark via Storebælt.

I både Øst- og Vestdanmark gælder det, at Energinet alene køber mFRR som opreguleringskapacitet. Auktionerne i Vestdanmark dækker hele det efterfølgende døgn og foregår efter følgende tidsplan:

- Kl. 9.00 offentliggør Energinet det forventede behov for det efterfølgende driftsdøgn.
- Kl. 9.30 skal Energinet have modtaget bud på pris/mængde fra aktørerne. Budene skal være i størrelsesordenen 5-50 MW og er bindende.
- Kl. 10.00 informerer Energinet om de indkøbte mængder og priser (kr./MW).
- Kl. 11.00 offentliggør Energinet rådighedsbetaling og indkøb time for time på hjemmesiden.

Alle accepterede bud afregnes efter prisen på det dyreste accepterede bud, altså efter marginalprisen, og alle aktører modtager derfor samme pris per MW, de stiller til rådighed. Energinet indkøber sædvanligvis ikke nedreguleringsreserver, men har mulighed for at gøre det.

Den manuelle reserve kan efterfølgende aktiveres af Energinets kontrolcenter gennem opregulering af produktionen hos leverandører i regulérkraftmarkedet. Man vil dog kun blive aktiveret på regulérkraftmarkedet, hvis de øvrige bud på regulérkraftmarkedet er højere end det aktuelle aktiveringsbud.

2.3 Regulérkraftmarkedet

Regulérkraft anvendes til manuelt at opretholde balancen (og dermed frekvensen) i det samlede elsystem og handles på det fællesnordiske regulérkraftmarked, Nordic Operational Information System (NOIS).

På regulérkraftmarkedet kan aktører indgive bud på op- og nedregulering i driftstimen. Der er to muligheder for deltagelse på markedet. Enten har aktøren fået betaling for at stå til rådighed med manuelle reserver, som omtalt ovenfor i afsnit 2.2.1. Dermed er aktøren forpligtet til at indsende bud på opregulering i en fastdefineret tidsperiode. De

manuelle reserver skal derfor bydes ind i markedet. Alternativt kan aktøren afgive frivilligt regulérkraftbud, når aktøren finder det attraktivt.

Regulérkraftbud, som følge af en kontrakt om manuelle reserver, skal indsendes til Energinet senest kl. 17:00 dagen inden driftsdøgnet. Aktører, der frivilligt byder ind i markedet, kan gøre dette indtil 45 minutter før driftstimen. Buddene skal afgives for de enkelte driftstimer og være på minimum 5 MW op eller ned.

I løbet af driftstimen aktiveres op- eller nedreguleringsbud i nødvendigt omfang af Kontrol Centeret hos Energinet. Der dannes herefter en marginal timepris (RK-prisen) efter samme principper som i spotmarkedet, hvorved alle aktiverede bud modtager samme afregningspris per leveret MWh. Regulérkraftprisen er ens i alle de nordiske prisområder, forudsat der ikke er flaskehalse. Ved flaskehalse beregnes i stedet områdepriser ligesom i spotmarkedet.

Regulérkraftbud kan aktiveres i mindre end en time, dog forsøger Energinet i videst muligt omfang at sikre aktørerne en køretid på minimum 30 minutter. Ved afregning betaler Energinet for den leverede energi, dvs. arealet under leveringskurven på den pågældende time, således at kompensationen stemmer overens med den reelle ydelse.

2.3.1 Specialregulering

Specialregulering er en regulering, hvor den normale prisrækkefølge ikke nødvendigvis følges, og hvor aktiveringen ikke bliver prissættende for balanceprisen. Specialregulering anvendes for at sikre, at reguleringer udført på grund af nettekniske forhold ikke påvirker regulérkraftmarkedet og derved ubalanceprisen. Nettekniske forhold opstår enten på grund af flaskehalse i eget net, ved flaskehalse i transmissionsnettet i naboområdet, eller ved test og uvarslet afprøvning af reserveanlæg. Regulérkraftbud, der anvendes til specialregulering, afregnes som pay-as-bid. Fra 2015 har langt den største del af den aktiverede specialregulering været nedregulering i DK1 og den har været aktiveret i samarbejde med den tyske TSO, Tennet, og er forårsaget af udfordringer med VE-produktion i Nordtyskland og heraf følgende nettekniske problemer. Det gælder over 90 pct. af volumenet.

2.4 Andre reserver i Vestdanmark

Udover de manuelle reserver indkøbes flere typer automatiske reserver i både Øst- og Vestdanmark. De vestdanske reserver er tilpasset det kontinentaleuropæiske synkronområde.

2.4.1 FCR (Frequency Containment Reserve)

FCR, der tidligere blev kaldt primærreserven, består af produktions- eller forbrugsenheder, der automatisk reagerer på frekvensændringer i nettet, ved hjælp af frekvensmålere på selve det anlæg, der leverer reserven. Ved op- eller nedregulering balancerer enhederne produktion og forbrug i nettet, så frekvensen stabiliseres omkring 50 Hz. Populært sagt "fin-tuner" FCR frekvensen og skal derfor kunne aktiveres med få sekunders varsel.

Kravet til FCR samlede størrelse i det kontinentaleuropæiske synkronområde er fastlagt af ENTSO-E. Af den samlede mængde på +/- 3000 MW, er hver TSO forpligtet til at sikre en mængde baseret på den forholdsmæssige elproduktion i transmissionsområdet. Mængden fastsættes på årsbasis og kan derfor variere år for år. Mængden for Vest-danmark ligger relativt stabilt og Energinet har ansvaret for at sikre ca. +/-20 MW.

FCR skal alene levere effekt indtil aFRR (sekundære reserver) og mFRR (manuelle reserver) tager over. Leveringshastigheden skal ligge indenfor 15-30 sekunder og reserven skal minimum kunne forblive aktiv i 15 minutter. Aktivering af FCR foregår automatisk ved frekvensafvigelse.

Indkøb af FCR

Indkøbet af FCR er opdelt på indkøb af opreguleringskapacitet og nedreguleringskapacitet. Ligesom i day-ahead markedet og markedet for mFRR afholdes der én gang dagligt auktion for det efterfølgende driftsdøgn. Auktionerne er opdelt i seks blokke á fire timer.

- Kl. 15.00 skal Energinet modtage bud for det efterfølgende driftsdøgn. Herefter er buddene bindende.
- Kl. 15.30 melder Energinet accepteret pris og mængde tilbage til leverandørerne.

Alle accepterede bud for op- og nedregulering modtager en rådighedsbetaling svarende til auktionens marginalpris, altså prisen for det dyreste, accepterede bud. Aktivering af FCR afregnes som almindelige ubalancer.

10 MW af FCR leveres over i en aftale med den norske TSO, Statnett, over Skagerrak 4 kablet mellem DK1 og Norge. Aftalen løber til og med 2019.

2.4.2 aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve)

Den sekundære reserve, det vil sige aFRR, er en automatisk 15-minutters effektregulering. Tidligere kaldtes den Load Frequency Control (LFC). Reserven er aktiv over stort set hele driftsdøgnet og opfylder tre funktioner. For det første frigør den aktiveret FCR. For det andet udligner den ubalancer, der er for små for regulérkraftaktivering. For det tredje genoprettes den aftalte balance på udlandsforbindelsen mod Tyskland.

Aktiveringen af aFRR adskiller sig desuden fra FCR ved ikke at udløses direkte af frekvensudsving på de enkelte anlæg. Aktiveringen sker derimod på anledning af et automatisk reguleringssignal udsendt fra Energinet via den balanceansvarlige aktør. Reguleringssignalet fordeles fra den balanceansvarlige aktør til alle de anlæg, der deltager i den automatiske regulering.

aFRR leveres af anlæg, der kører på dellast og af hurtigt startende anlæg og skal i hovedreglen kunne aktiveres indenfor 15 minutter. For at kunne levere ydelsen skal an-

læggene være forbundet til udstyr hos den balanceansvarlige der administrerer Energinets effektsignal.

Reserven reagerer i praksis på ubalancer ved den jysk-tyske grænse og kan genoprette den planlagte balance indenfor 15 minutter, hvorefter de manuelle reserver kan overtage balanceringsopgaven. I visse tilfælde leveres aFRR fra Vestdanmark til Østdanmark over Storebælt.

Indkøb af aFRR

I modsætning til FCR stiller ENTSO-E ikke krav til størrelsen af den indkøbte reserve, men anbefaler at kapacitet på +/- 90 MW står til rådighed i det vstdanske område.

Der indkøbes p.t. 100 MW aFRR over Skagerrak 4 i medfør af aftale med Statnett, der udløber i 2019. Energinet vil derfor kun indkøbe sekundær reserve i de perioder, hvor reserverne ikke kan leveres fra Norge via skagerrakforbindelsen.

Forud for indkøb af aFRR skal Energinet godkende anlæggenes tekniske egenskaber. Herefter kan aktørerne frit byde mængde og pris ind på markedet, som altså kun bringes i anvendelse, når leverancerne fra Norge udebliver. Den tilbudte mængde skal være symmetrisk, hvilket vil sige, at den skal kunne aktiveres som både op- og nedregulering.

Energinet vælger herefter de billigste bud og afregner med de udvalgte leverandører efter pay-as-bid princippet. Alle leverandører kompenseres derimod ens for aktiveringen af den sekundære reserve. Opregulering afregnes med DK1 spotmarkedsprisen + 100 kr./MWh, hvor mindsteprisen er identisk med regulérkraftprisen for opregulering. Nedregulering afregnes med DK1 spotmarkedsprisen – 100 kr. /MWh, hvor den maksimale pris er identisk med regulérkraftprisen for nedregulering.

2.4.3 Leveringsevnekontrakt

Leveringsevnekontrakter er et nyere systemydelsesprodukt i Danmark. Leveringsevnekontrakterne skal sikre opretholdelse af markedet for aFRR i Vestdanmark, hvor behovet i udgangspunkt dækkes af leverancerne, der er aftalt via Skagerrak 4. Leveringsevnekontrakterne bliver udbudt på månedlig auktioner, hvor bud vælges ud fra pris og afregnes som pay-as-bid. Markedsstørrelsen fastsættes ud fra behovet, dog vil udbuddet generelt være større end den aktuelt efterspurgte mængde. I Vestdanmark indkøbes der 90 MW, som bruges som backup for Skagerrak 4. Der har tidligere været indkøbt leveringsevnekontrakter i DK2 også, det er dog i øjeblikket indstillet og forventes genoptaget inden opstart af nordiske aFRR marked, se afsnit 3.2.2.

2.5 Andre reserver i Østdanmark

I Østdanmark anvendes p.t. ikke aFRR, og FCR er delt op i to typer: den *frekvensstyrede normaldriftsreserve (FCR-N)*, som regulerer frekvensen indenfor normaldriftsområdet på 49,9-50,1 Hz, og den *frekvensstyrede driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D)*, som stabiliserer frekvensen i nøddriftsområdet under 49,9 Hz.

2.5.1 FCR-N (Frekvensstyret Normaldriftsreserve)

FCR-N sikrer at balancen mellem produktion og forbrug løbende opretholdes. På samme vis som den vstdanske FCR fintuner FCR-N frekvensen gennem automatisk aktivering som resultat af frekvensafvigelser indenfor frekvensområde på 49,9-50,1 Hz.

I modsætning til den vstdanske FCR skal reguleringen kunne opretholdes kontinuerligt over hele aftaleperioden. Ydelsen anvendes i dette henseende, til at stabilisere frekvensen tæt på 50 Hz og over længere perioder. Reguleringen leveres jævnt med fuld aktivering efter 150 sekunder og skal kunne køres symmetrisk – det vil sige som både op- og nedregulering.

Indkøb af FCR-N

Den nordiske systemdriftsaftale har fastsat behovet for FCR-N i hele det nordiske synkronområde til 600 MW. Fordelingen af FCR-N mellem de nordiske lande baseres på det årlige forbrug i det foregående år og opdateres én gang årligt i marts. I Østdanmark skal Energinet sikre ca. 22 MW. Denne mængde indkøber Energinet på et fælles svensk-dansk marked med daglige auktioner.

Indkøbene sker i en todelt auktionsproces, hvor størstedelen af det samlede behov indkøbes to døgn for driftsdøgnet (D-2), mens den resterende mængde indkøbes dagen før driftsdøgnet (D-1). Aktørerne kan indgive bud på timebasis eller som blokbud med varighed på op til henholdsvis seks timer (D-2) og 3 timer (D-1). Buddene skal være symmetriske. Tidsplanen er som følger:

- Kl. 15.00 to døgn før driftsdøgnet skal bud til D-2 indmeldes til Energinet. Fra dette tidspunkt er buddene bindende
- Kl. 16.00 melder Energinet accepteret pris og mængde tilbage til leverandørerne.
- Kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet skal bud til D-1 indmeldes til Energinet. Fra dette tidspunkt er buddene bindende.
- Kl. 20.00 melder Energinet accepteret pris og mængde tilbage til leverandørerne.

Som andre reserver afregnes buddene med en rådighedsbetaling (kr./MW) og en leverancebetaling (kr./MWh). Rådighedsbetalingen for FCR-N svarer til den pris aktøren har budt (pay-as-bid). Den efterfølgende betaling for aktivering af opreguleringseffekt med FCR-N svarer til regulérkraftprisen for opregulering. Tilsvarende afregnes nedregulering med FCR-N med regulérkraftprisen for nedregulering.

2.5.2 FCR-D (Frekvensstyret Driftsforstyrrelsesreserve)

FCR-D reagerer i nøddriftsområdet under 49,9 Hz. På denne måde sikrer FCR-D, at udfald i produktionen hurtigt balanceres. FCR-D er i lighed med den vstdanske FCR en

hurtig ydelse, hvor 50 procent af effekten skal kunne leveres indenfor 5 sekunder – den resterende effekt indenfor yderligere 25 sekunder.

Indkøb af FCR-D

Den totale mængde FCR-D i det nordiske system må højst være 200MW mindre end de sammenlagte dimensionerende fejl for alle nordiske lande. De enkelte landes andel udregnes derefter i forhold til størrelsen på deres egen dimensionerende fejl. Andelen opdateres ugentlig på baggrund af informationer om planlagt inde/udetid for relevante enheder i nettet. Ligesom FCR-N indkøbes denne reserve på et fælles svensk-dansk marked i samarbejde med Svenska Kraftnät. Det samlede behov i Sverige og DK2 på 450 MW indkøbes via daglige auktioner efter samme mønster som FCR-N. Af den danske forpligtelse leveres 75 MW på Kontiskan (DK1-SE), 50 MW på Kontek (DK2-DE) og 18 MW på Storebælt (DK1-DK2) resten – 33 MW – købes på det fælles dansk-svenske marked. Fordi ydelsen kun dækker områder *under* 49,9 Hz, købes leverancer alene som opreguleringsressourcer.

Ligesom ved FCR-N foregår indkøb af FCR-D gennem en todelt proces. Størstedelen af det samlede behov indkøbes to døgn for driftsdøgnet (D-2), mens den resterende mængde indkøbes dagen før driftsdøgnet (D-1). Aktørerne kan indgive bud på timebasis eller i blokke med varighed på op til seks timer (D-2) og 3 timer (D-1).

- Kl. 15.00 to døgn før driftsdøgnet skal bud til D-2 indmeldes til Energinet. Fra dette tidspunkt er buddene bindende.
- Kl. 16.00 melder Energinet accepteret pris og mængde tilbage til leverandørerne.
- Kl. 18.00 dagen før driftsdøgnet skal bud til D-1 indmeldes til Energinet. Fra dette tidspunkt er buddene bindende.
- Kl. 20.00 melder Energinet accepteret pris og mængde tilbage til leverandørerne.

Som andre reserver afregnes buddene med en rådighedsbetaling (kr./MW) Rådighedsbetalingen for FCR-D svarer til den pris aktøren har budt (pay-as-bid). For FCR-D afregnes energileverancen ikke særskilt og energien fra levering af FCR-D indgår derfor i den almindelige ubalanceafregning.

3. Systembærende egenskaber

Udover frekvens-systemydelserne har Energinet behov for en række andre tekniske ydelser, som i dag primært leveres af centrale kraftværker. Disse ydelser kaldes under ét 'systembærende egenskaber' og dækker over produkter, der på forskellig vis sikrer driften af elsystemet og som ikke kan handles som almindelig effekt eller tilvejebringes i reservemarkederne. Disse produkter eller ydelser er inert, kortslutningseffekt og spændingsregulering. Ydelserne kan ofte kun leveres af værker af en vis størrelse (over 150 MW) der er direkte tilsluttet transmissionsnettet (>100 kV).

Som udgangspunkt er der ikke et behov for rådighed over kraftværker til levering af systembærende egenskaber ved intakt net. Energinet foretager ad-hoc indkøb af systembærende egenskaber, når der opstår et behov. Ofte er det et forudsigeligt behov i forbindelse med vedligeholdelsesarbejde hvor ledningsstrækninger skal kobles ud. Til tider opstår der behov med kortere varsel. For eksempel som følge af havarier. Systembærende egenskaber indkøbes så vidt muligt ved udbud. Når et udbud ikke kan gennemføres, fordi der ikke er mindst to potentielle leverandører, benytter Energinet muligheden for beordring af kraftværker. Anvendelse af beordring til drift er et værktøj til Energinets rådighed, der har hjemmel i Elforsyningsloven.

Systembærende egenskaber kan leveres både fra de centrale kraftværker og fra Energinets synkronkompensatorer, som der er i alt fem af. Kraftværker og synkronkompensatorer kan i flere situationer bidrage til at dække behovet, og til øget markedsgøreelse og transparens om behov for systembærende egenskaber, har Energinet udarbejdet en model til compensation for centrale kraftværkers leverance af systembærende egenskaber til transmissionssystemer. Modellen ligger til behandling hos Energitilsynet og forventes at kunne idriftsættes i løbet af 2018. Modellen sætter en pris på systembærende egenskaber svarende til en synkronkompensators marginalpris, og lader centrale kraftværker dække den størst mulige del af behovet til denne pris. Kraftværkerne kan kun levere til denne pris, hvis de kører i forvejen. Nogle af gevinsterne ved modellen er, at de centrale kraftværker får en kostægte betaling for et nyttigt biprodukt, samt at Energinet får frigjort hurtigtstartende reservekapacitet til levering af systembærende egenskaber, og at den samlede belastning af transmissionsnettet bliver mindre.

4. Udviklingen i nærmeste fremtid

Markedet for systemydelser er i en løbende udvikling. I disse år bliver en række europæiske lovgivningsinitiativer implementeret som netregler, der vil sætte rammen for udviklingen af markederne for systemydelser i de kommende år, herunder specielt integrationen på tværs af landegrænserne i Europa. Electricity Balancing Guideline træder i kraft den 18. december 2017, og fastsætter et mål om fælles markedsplatforme for aktivering af aFRR og mFRR. Markedsplatformene skal implementeres senest den 18. december 2021. Derudover er det et krav at alle lande skal deltage i udligning af modsatte ubalancer senest den 18. december 2019. Netreglen sætter desuden krav om harmonisering af prissætning af balance energi, definerer ubalanceperioden til 15 min, og kræver delvis harmonisering af ubalanceafregning på tværs af hele Europa.

	2018	2019	2020	2021	2022
Elmarkedet	Europæisk intraday marked, X-bid				
Balancering	Afgørelse om fortsat reservation af kapacitet på Skagerrak 4	Dansk-norsk aftale om FCR og aFRR til DK1 udløber	Aftaler om mFRR reserver i DK2 udløber	Nordisk marked for aFRR aktivering	Europæiske markeder for aktivering af aFRR og mFRR
		Nordisk marked for aFRR kapacitet	Nordisk marked for mFRR kapacitet		
		DK1 med i europæisk FCR marked	15 min ISP		
		Krav til reserver i Danmark	Etablering af nyt nordisk balance-ringskoncept		
			Ændret ubalanceaf-regning		
Øvrige	Rapport om behov for systemydelse	Metoder for yderligere markedsførelse af systemydelse			
	Strategisk reserve godkendt i Tyskland og Belgien				
	Ny elforsyningslov og fortsat markedsførelse				

4.1 FCR

4.1.1 FCR i Vestdanmark

Energinet samarbejder med tyske TSO'er og myndigheder omkring integration af markedet for FCR i Vestdanmark med et fælles marked for Belgien, Frankrig, Holland, Schweiz, Tyskland og Østrig. Nuværende forventning er, at DK1 kan blive del af fælles FCR marked i løbet af 2019. Det afhænger af regulatorgodkendelse og samarbejde med den tyske TSO, Tennet GmbH om håndtering af den dansk-tyske grænse.

Den nuværende aftale med Norge om indkøb af aFRR og FCR til Vestdanmark udløber i 2019. Afhængigt af Energiklagenævnets behandling af anken mod Energitilsynets ophævelse af nuværende reservation på Skagerrakforbindelsen volumen på FCR markedet øges med en mængde svarende til de 10 MW der lige nu leveres via Skagerrak 4.

4.1.2 FCR i Østdanmark

De nordiske TSOer har udarbejdet fælles tekniske krav til FCR-N og FCR-D og arbejder nu på en implementeringsplan. I forbindelse med implementeringsplanen planlægger TSOerne at undersøge mulighederne for et fælles nordisk marked for FCR.

4.2 aFRR

4.2.1 aFRR i Vestdanmark

Al aFRR til DK1 leveres i dag over Skagerrak 4. Den nuværende aftale med Norge om indkøb af aFRR og FCR til Vestdanmark udløber i 2019. Afhængigt af Energiklagenævnets behandling af anken mod Energitilsynets ophævelse af nuværende reservation på Skagerrakforbindelsen kan aFRR markedet i Vestdanmark åbnes hurtigere. Åbning af aFRR markedet i Vestdanmark vil samtidig betyde, at indkøb af leveringsevnekontrakter vil ophøre.

Hvis resultatet af Energiklagenævnet er en ophævelse af reservationen vil Energinet, i dialog med aktørerne, afsøge mulighederne for at øge konkurrencen og i samarbejde med Statnett undersøge mulighederne for konkurrencebaseret udveksling af reserver mellem Danmark og Norge.

På lidt længere sigt skal også DK1 være en del af det fælles nordiske aFRR-marked (se næste afsnit). Når vi når dertil, vil reservationen på DK1's forbindelser til det øvrige nordiske marked blive revurderet løbende. Desuden vil forvaltning af flaskehalse i systemet ske i realtid.

4.2.2 aFRR i Østdanmark

Rammerne for et fælles nordisk aFRR marked er defineret og skal efter planen træde i kraft i 2019.

Kapaciteten betales pay-as-bid og aktiveringen vil i begyndelsen ske pro-rata men vil med tiden gå over til budliste og tillige være åben for frivillige bud i et fælles nordisk Energy Activation Market (EAM). Der er i det nye marked lagt på til at leverandørerne skal aktivere fuldt ud på 5 minutter, i.e. Full Activation Time (FAT) vil reduceres fra de 15 minutter der er gældende i dag til 5 minutter. Dette er dog endnu ikke vedtaget.

4.3 mFRR

4.3.1 mFRR i Østdanmark

De nuværende lange mFRR kontrakter i DK2 udløber ved udgangen af 2020. Energinet undersøger i øjeblikket, hvordan den nødvendige mFRR kapacitet derefter kan sikres i DK2, hvor følgende konkrete modeller (og varianter heraf) undersøges:

- et lokalt marked i DK2,
- et fælles marked mellem DK1 og DK2, eller
- et fælles marked med Norden, eventuelt også med DK1.

Rammerne for markedsmodellen sættes af netreglen for Electricity Balancing, det nordiske balanceringskoncept (jf. afsnit 4.4 samt Clean Energy for All Europeans, som i øjeblikket er i trialog i EU). Energinet forventer at udmelde et markedsdesign senest ved udgangen af 2018.

4.4 Nordisk balanceringskoncept

De nordiske TSO'er; Energinet, Svenska Kraftnät, Fingrid og Statnett, er gået sammen om at videreudvikle det fælles Nordiske balanceringssamarbejde ved at introducere ACE baseret balancering i Norden. I Danmark er det i første omgang DK2 der er en del af det fælles nordiske balanceringskoncept. Arbejdet spænder bredt og omhandler for eksempel:

- Forbedring af FCR reserven
- Fælles nordisk marked for aFRR kapacitet
- Fælles nordisk marked for mFRR kapacitet
- Fælles nordisk marked for mFRR aktivering
- Fælles nordisk marked for aFRR aktivering
- 15 min ubalance afregning

- Ny ubalancepris

Det fælles nordiske balanceringskoncept udvikles løbende frem mod 2021.

Ændringerne vil medføre at Norden bliver mere kompatibel med balanceringskonceptet i det kontinentale synkronområde, og Norden vil få nemmere ved at tilslutte sig de Europæiske balanceringsplatforme

4.5 Forventede behov for frekvensreserver i nærmeste fremtid

Energinet vurderer løbende det fremtidige behov for reserver. Den til enhver tid seneste sådanne vurdering, ligger tilgængelig på Energinets hjemmeside med titlen: "Prognoser for systemydelser".

Når Energinet vurderer det fremtidige behov, sker det ved at fremskrive udviklingen som den ser ud på det tidspunkt vurderingen finder sted. Mange ting ændrer mellem en vurdering og dens realtid. Derfor skal tallene bruges med passende forbehold og i den rigtige kontekst.

Tabel 3.1. Skønnet behov for frekvensreserver i fremtiden

Type	Område	2018	2020	2022
FCR	DK1	20	20	20
	DK2	FCR-N	22	22
		FCR-D	176	176
aFRR	DK1	90	90	90
	DK2 (nordisk)	¹ 300	300	300
mFRR	DK1	² 682	682	682
	DK2	623	623	623

¹Det nordiske marked, som vil blive åbent for alle aktører i DK2, Norge, Sverige og Finland i 2019.

²Dette behov dækkes delvis af FCR, af aFRR og af reserver i DK2.

Energinet frasiger sig ansvar for dispositioner foretaget på baggrund af ovenstående fremskrivning af behovet for reserver.

Bemærk at et behov ikke nødvendigvis er lig med den mængde der vil blive indkøbt løbende. For eksempel kan dele af behovet dækkes ved en anderledes disponering af anlæggene og der kan være midlertidige ændringer i hvilke anlæg, der er til rådighed.

4.6 Ny elforsyningslov

Den 1. juli 2018 træder den nye elforsyningslov i kraft. Loven stiller øgede krav for beskrivelse af behov og indkøb af systemydelser via markedsbaserede metoder. Der forestår derfor et arbejde, som vil løbe over de næste år, hvor Energinet vil yderligere markedsføre indkøbet af systemydelser, og i hvilket omfang der er behov for ydelserne.