



Energinets indkøb af reserver i elsystemet

- regulering, markedets funktionsmåde, perspektiv og konkurrence.

RAPPORT

DEN 19. DECEMBER 2018

FORSYNINGSTILSYNET
Carl Jacobsens Vej 35
2500 Valby

Tlf. 4171 5400
post@forsyningstilsynet.dk
www.forsyningstilsynet.dk

Indhold

1	INDLEDNING, SAMMENFATNING, OPFØLGNING OG ANBEFALINGER	4
1.1	INDLEDNING	4
1.2	SAMMENFATNING	5
1.3	OPFØLGNING OG ANBEFALINGER	12
2	REGULERINGEN OG MYNDIGHEDERNES ROLLE	15
2.1	ENERGILIBERALISERINGEN I EU	15
2.2	ENERGINETS ROLLE I RESERVEMARKEDET	19
2.3	FORSYNINGSTILSYNETS ROLLE	22
2.4	OM KONKURRENCE REGLERNE OG STATSSTØTTE	30
2.5	SAMMENFATNING OG ANBEFALINGER	32
3	DET DANSKE ELSYSTEM OG FORSYNINGSSIKKERHED	34
3.1	DET DANSKE ELSYSTEM	34
3.2	FORSYNINGSSIKKERHED	38
3.3	SYSTEMTILSTRÆKKELIGHED	40
3.4	SYSTEMSIKKERHED	42
3.5	NYE TEKNOLOGIER TIL LEVERING AF RESERVER	43
3.6	SAMMENFATNING, OPFØLGNING OG ANBEFALINGER	45
4.	ENERGINETS INDKØB AF SYSTEMYDELSER	47
4.1	OVERORDNET OM ELMARKEDET	47
4.2	SYSTEMYDELSER	47
4.3	ENERGINETS SAMARBEJDE MED ANDRE TSO'ER	57
4.4	SAMMENFATNING OG ANBEFALINGER	61
5	ENERGINETS OMKOSTNINGER TIL STABILISERING AF SYSTEMET	63
5.1	SAMLEDE OMKOSTNINGER TIL DRIFT AF EL-SYSTEMET	63
5.2	PERSPEKTIVERING I FORHOLD TIL ANDRE EUROPÆISKE LANDE	71
5.3	SAMMENFATNING	73
6	KONKURRENCEANALYSE AF RESERVEMARKEDET I DANMARK	74
6.1	INTRODUKTION TIL KONKURRENCEANALYSE AF MARKEDET FOR RESERVEKAPACITET	74
6.2	BALANCEANSVARLIGE AKTØRER	76

6.3 KONKURRENCESITUATIONEN PÅ UDBUDSSIDEN OG I MARKEDSCLEARINGEN.....	78
6.4 KONKURRENCESITUATIONEN FOR RESERVEMARKEDERNE I 2017	83
6.5 DE BALANCEANSVARLIGE AKTØRERS HANDLER I MARKEDET	85
6.6 POTENTIELLE FORBEDRINGER	92
6.7 SAMMENFATNING OG ANBEFALINGER	96
7 EUROPÆISK REGULERING AF RESERVEMARKEDET	100
7.1 PROCEDURERNE FOR ANMELDELSE OG GODKENDELSE AF VILKÅR OG METODER EFTER ELECTRICITY BALANCING GUIDELINE OG SYSTEM OPERATIONS GUIDELINE.....	101
7.2 BALANCERING AF ELEKTRICITETSNETTET (EBGL).....	104
7.3 SYSTEM OPERATIONS GUIDELINE	112
7.4 SAMMENFATNING OG ANBEFALINGER	122
BILAG 1: FORKORTELSER OG ORDFORKLARINGER	124
BILAG 2: LOVGIVNING.....	125
BILAG 3: REMIT-, GENNEMFØRELSES- OG TRANSPARENSFORORDNINGEN	127
BILAG 4: GENEREL BESKRIVELSE AF ELMARKEDET	133

1 INDLEDNING, SAMMENFATNING, OPFØLGNING OG ANBEFALINGER

1.1 INDLEDNING

Energinet har ansvaret for at overvåge og opretholde niveauet for elforsynings sikkerheden, der fastlægges af energi- klima og forsyningsministeren. Energinet har dermed ansvaret for at planlægge driften af elsystemet, så de mest kritiske fejl kan håndteres, uden at dette betyder, at forbrugere mister strømmen. Energinet indkøber reserver, som omfatter både reservekapacitet og reserveenergi (aktivering), så systemet efter en stor fejl, hurtigt kan bringes tilbage til sikker drift.

Den røde tråd i denne rapport er Energinets rolle i markedet for reservekapacitet.

Forsyningstilsynet har udarbejdet rapporten som led i varetagelsen af sine opgaver med hensyn til markedet for reservekapacitet i elsystemet.

Forsyningstilsynet er således forpligtet til at overvåge det indre marked for reserver, herunder konkurrencen på engrosniveau, som markedet for reservekapacitet er en del af. Videre er Forsyningstilsynet kompetent myndighed til at godkende vilkår og metoder for reservemarkedets funktionsmåde. Metoderne udvikles af transmissionssystemoperatørerne – i Danmark Energinet. Herudover varetager Forsyningstilsynet den økonomiske regulering af Energinet, idet tilsynet fører tilsyn med, om Energinet alene afholder de nødvendige omkostninger ved bl.a. indkøb af reserver i elsystemet. Desuden er Forsyningstilsynet kompetent myndighed i Danmark med hensyn til anvendelsen af EU-forordningen om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkedene (REMIT).

Energinets udgifter til reservekapacitet og reserveenergi har siden 2013 været på mellem ca. 500 til 800 mio. kr. Heraf udgør de årlige udgifter til reservekapacitet minimum ca. 80 pct. Beløbet sættes i relief ved at sammenligne med Energinets samlede omsætning for de dele af koncernen, som vedrørte el-transmissionssystemoperatøropgaverne (dvs. både transmissionsoperatør og systemoperatør), og som i 2017 beløb sig til 3,4 mia. kr.¹ Udgiften til indkøb af reservekapacitet udgør således en betydelig omkostning for Energinet.

Energinets udvikling af de metoder, der gælder for markedets funktionsmåde, sker ikke kun nationalt, men i stadig stigende omfang regionalt eller på EU-niveau i samarbejde med andre transmissionssystemoperatører.

I en konsulentrapport fra 2013 bestilt af Kommissionen som led i EU Agenturet for samarbejde mellem energireguleringsmyndighedens (ACER) udarbejdelse af et fælles regelsæt på elektricitetsbalanceringsområdet anslås en årlig europæisk driftsbesparelse på potentielt ca. 3 mia. € ved udveksling og deling af reserver samt en reduktion af behovet for reservekapacitet på op til 40 pct.².

I en rapport fra oktober i år anslår ACER, at den samfundsøkonomiske gevinst ved en integration af balancemarkederne udgør ca. 1,2 mia. € årligt, hvoraf størstedelen ikke er indhøstet endnu³.

¹ Se årsrapport for Energinet for 2017, side 131 (<https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2018/03/15/aarsrapport-2017-Nye-veje-til-fremtidens-energi>)

² https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20130610_eu_balancing_master.pdf

³ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/MMR%202017%20-%20SUMMARY.pdf

Forsyningstilsynet har udarbejdet rapporten under hensyntagen til de opgaver, som Forsyningstilsynet varetager som led i at bidrage til at skabe effektive integrerede markeder for forsyning i overensstemmelse med national lovgivning og EU-regulering.

Forsyningstilsynet håber, at denne rapport kan give et indblik i et forholdsvis komplekst marked og bidrage til at skabe større klarhed over de roller, de forskellige aktører spiller – og har mulighed for at spille – deri.

Rapporten er bygget op som følger:

- Kapitel 2 indeholder en beskrivelse af Energinets og Forsyningstilsynets ansvarsområder og kompetencer i relation til markedet for reservekapacitet.
- Kapitel 3 omhandler en beskrivelse af, hvad der forstås ved elforsynings sikkerhed.
- Kapitel 4 indeholder en beskrivelse af, hvordan Energinet indkøber reservekapacitet.
- Kapitel 5 omhandler omkostningerne for Energinets indkøb af reservekapacitet.
- Efter redegørelsen i kapitel 1-5 for roller og ansvar med fokus på efterspørgsels siden, dvs. Energinets indkøb af reservekapacitet, indeholder kapitel 6 en analyse af konkurrencen på udbudssiden, når det gælder reservekapacitet.
- Det afsluttende kapitel 7 indeholder en beskrivelse af det stadig tættere samarbejde og den stadigt tættere integration af markedet for reservekapacitet og reserveenergi, dels i Norden, dels i EU som led i etableringen af det indre marked for energi. Rapporten indeholder en beskrivelse af, hvad der udestår i denne integration og processerne bag, herunder hvordan markedsaktørerne har mulighed for at påvirke processen.

Forsyningstilsynet har inddraget Energinet og Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen i udarbejdelsen af denne rapport.

1.2 SAMMENFATNING

Forsyningstilsynets opgaver

1. Forsyningstilsynet skal sikre et stærkt og effektivt tilsyn med forsyningssektorerne og navnlig sikre forbrugernes interesser i forsyningssektorerne ved at arbejde for høj effektivitet, lavest mulige forbrugerpriser på kort og lang sigt, en sikker og stabil forsyning samt en omkostningseffektiv teknologiudvikling og en omkostningseffektiv grøn omstilling. Forsyningstilsynet skal tilrettelægge sin drift og opgavevaretagelse med henblik på bl.a. at skabe effektive integrerede markeder for forsyning i overensstemmelse med national lovgivning og EU-regulering.
 2. I alle EU-medlemsstater skal der udpeges en uafhængig regulator, der bl.a. skal tjene til at sikre udviklingen af konkurrencebaserede regionale markeder og sikre passende betingelser for en effektiv og pålidelig drift af elektricitetsnettene. I Danmark er den uafhængige regulator Forsyningstilsynet.
-

3. Forsyningstilsynet har opgaven med at godkende de metoder, som Energinet anvender til at varetage sin funktion med opretholdelse af systemansvaret. Forsyningstilsynet skal også godkende de andre metoder, som Energinet anmelder enten nationalt, regionalt eller på EU-niveau. Forsyningstilsynet skal godkende en metode, før Energinet kan anvende den.
4. Det er ikke entydigt defineret i lovgivningen, hvad der forstås ved en metode. I sin vurdering af, om der er tale om en metode, lægger Forsyningstilsynet afgørende vægt på "metodens" indvirkning på markedet. Må der forudses en vis indvirkning på markedet, betragter Forsyningstilsynet det som en metode. Metodebegrebet indeholdt i elforsyningsloven omfatter balanceydelse, dvs. ydelser, som Energinet erhverver for at opretholde balance mellem forbrug og produktion for dermed at opretholde systemsikkerheden.
5. Energinets længerevarende kontrakter om brug af reservekapacitet vil efter Forsyningstilsynets opfattelse kunne indeholde godkendelsespligtige metoder. Det skyldes, at Energinet ved at indgå sådanne kontrakter, der typisk er af en vis beløbsstørrelse og af en vis varighed, fastlægger designet af den del af markedet, som kontrakten omhandler. Forsyningstilsynet forudsætter derfor, at Energinet orienterer Forsyningstilsynet om sådanne aftaler og som led heri vurderer, om aftalerne indeholder metoder, som Forsyningstilsynet vil skulle godkende i medfør af elforsyningsloven, inden Energinet gennemfører et udbud forud for indgåelsen af en sådan længerevarende kontrakt.
6. Forsyningstilsynet skal godkende, at en anmeldt metode er i overensstemmelse med elforsyningsloven eller anden relevant lovgivning, der fastlægger, hvilke krav der gælder med hensyn til metoden. Kompetencen, ansvaret og bevillingen til at udvikle og anmelden metoder ligger hos Energinet og ikke hos tilsynet.
7. Forsyningstilsynet forventer, at Energinets metodeanmeldelser indeholder en redegørelse for, hvorfor metoden anmeldes, og for metodens nødvendighed samt Energinets vurdering af de konsekvenser, som metoden forventes at have. Det være sig både økonomisk og mht. adgangen for aktørerne til at deltage på markederne.
8. Forsyningstilsynet vurderer som led i sin behandling af en metodeanmeldelse, om andre end Energinet har en sådan væsentlig og individuel interesse i sagen, at de er parter i sagen i forvaltningsretlig forstand. Energinet er part i sagen, i og med, at Energinet indgiver anmeldelsen og dermed initierer sagsbehandlingen.
9. Energinets og Forsyningstilsynets høringer af sagens parter og andre aktører kan siges at "drive" Forsyningstilsynets sagsbehandling i metodesager. Det skyldes, at aktørerne typisk besidder en specifik viden om konsekvenserne af metoderne, som Forsyningstilsynet inddrager i sin sagsoplysning og øvrige sagsbehandling, uanset om Forsyningstilsynet i den konkrete sag betragter den enkelte aktør som part i forvaltningsretlig forstand eller ej. Derfor sker mange af høringerne på Forsyningstilsynets hjemmeside.
10. Forsyningstilsynet er kompetent myndighed i forhold til håndhævelsen af forordningen om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkederne (REMIT). Forsyningstilsynet skal sørge for, at der sker overholdelse af forbuddene i REMIT mod insiderhandel og markedsmanipulation og af forpligtelsen til at offentliggøre intern viden. Som led i dette arbejde har Forsyningstilsynet anmeldt to energiselskaber til Statsadvokaten for Særlig Økonomisk og Internati-

onale kriminalitet (SØIK) pga. en begrundet mistanke om overtrædelse af forbuddet mod markedsmanipulation på intraday engrosmarkedet for el. Den ene af de to sager er afsluttet med, at selskabet har accepteret at betale en bøde. Den anden sag verserer fortsat hos SØIK.

11. REMIT finder også anvendelse på reservemarkederne og har en tæt sammenhæng med konkurrencelovgivningen.
12. Et stort antal handler på engrosenergimarkedene formidles af personer, der som led i deres erhverv gennemfører transaktioner med engrosenergiprodukter. Efter REMIT er der tale om såkaldte "PPATs" (persons professionally arranged transactions).
13. PPATs skal etablere og opretholde effektive ordninger og procedurer til at identificere overtrædelser af forbuddene i REMIT mod insiderhandel eller markedsmanipulation og skal overvåge handelsaktiviteter på deres markeder. Som led heri kan en PPAT skulle indhente oplysninger hos en markedsaktør. Hvis en PPAT har en begrundet mistanke om, at en transaktion er i strid med de ovennævnte forbud, skal denne PPAT i medfør af REMIT underrette den relevante nationale regulerende myndighed, der herefter har til opgave at undersøge mulige overtrædelser af REMIT.
14. Forsyningstilsynet vurderer, at Energinet er PPAT på markederne for reservekapacitet for el.

Det danske elsystem og forsyningssikkerhed

15. Elforsyningsloven indeholder pr. 1. juli 2018 en bestemmelse, hvorefter niveauet for elforsyningssikkerhed fastsættes af energi- klima- og forsyningsministeren på baggrund af en redegørelse fra Energinet, der har ansvar for at overvåge og opholde niveauet for elforsyningssikkerhed. Ved anskaffelse af energi og andre ydelser til at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningssikkerhed, skal Energinet anvende markedsbaserede metoder.
16. Danmark har de seneste år haft en meget høj grad af forsyningssikkerhed (99,995 pct. af tiden i 2017, svarende til at en gennemsnitsforbruger har haft knap 25 minutters afbrud af elforsyningen).
17. Danmark har en stor og stigende andel af vedvarende energi og er tæt koblet til nabolandene via transmissionsforbindelser, der vil blive udbygget betydeligt i de kommende år, hvilket bidrager positivt til forsyningssikkerheden.
18. Vest- og Østdanmark (hhv. DK1 og DK2) er en del af to forskellige, synkrona elsystemer. DK2 er en del af det nordiske system, mens DK1 er en del af det kontinentale system i Europa. Der er forskellige tekniske krav til drift af elsystemet i DK1 og DK2 med en mere udfordret effektilstrækkelighed i DK2.
19. Muligheden for at inddrage nye teknologier i reservemarkederne – på såvel distributions- som transmissionsniveau – såsom elbiler, batterier, nødstrømsanlæg, elkedler og generelt forbrug – giver nye muligheder (bl.a. med hensyn til at sikre en højere effektilstrækkelighed) både til op- og nedregulering. Inddragelsen af nye teknologier vil i stor grad blive drevet af de balanceansvarlige aktører (som byder ind i markederne på vegne af deres kunder, og som samtidig er økonomisk ansvarlig for deres kunders ubalancer), herunder de såkaldte aggregatorer, dvs. balanceansvarlige aktører, som ikke selv ejer hele deres portefølje.

Markederne for reserver

20. Energinet spiller en central rolle på markedet for reserver (reservekapacitet og reserveenergi) i kraft af sin rolle som udvikler af markedet for reserver. Energinet har et stadigt tættere samarbejde med transmissionssystemoperatører (TSO'er) i både Norden og det øvrige EU om et marked for reservekapacitet samt reserveenergi.
21. Der er en tæt sammenhæng mellem de forskellige markeder for reservekapacitet og reserveenergi, da der i vidt omfang er sammenfald mellem de anlæg, som kan levere de forskellige reserver. Der stilles større tekniske krav til de hurtige reserver (reservekapacitet og reserveenergi) (FCR) og til de automatiske (aFRR) end til de manuelle (mFRR) og udskiftningsreserven (RR). Dette giver sig typisk udslag i prisen.
22. Som led i at sikre en effektiv drift af den overordnede infrastruktur på elområdet skal Energinet sikre den rette balance mellem sikker drift af elsystemet og omkostninger til indkøb af reserver (reservekapacitet og reserveenergi) under hensyntagen til det samarbejde, som Energinet har med transmissionssystemoperatørerne i tilgrænsende lande. Den indkøbte mængde af reservekapacitet skal således dække det aktuelle behov. Energinet skal derfor løbende vurdere dels behovet for indkøb af reservekapacitet, dels hvordan indkøb kan ske mest effektivt via markedet.
23. I Danmark og i de øvrige nordiske lande sker driftsplanlægningen proaktivt, hvor transmissionssystemoperatørerne imødegår ubalancer med aktivering af manuel reservekapacitet. En proaktiv tilgang kan lade sig gøre, fordi aktørernes planer er tilstrækkeligt pålidelige. Ved proaktiv driftsplanlægning kan transmissionssystemoperatøren forudsige ubalancer godt nok til, at de langsommere og typisk billigere reserver kan udgøre en stor del af de anvendte reserver.
24. Der er stor forskel på markedernes værdi (reservekapacitet og reserveenergi) og på konkretiseringen af udviklingsplanerne for de enkelte markeder, herunder som led i det stadigt stigende internationale samarbejde. Energinet har sammen med de øvrige nordiske transmissionssystemoperatører lagt konkrete internationaliseringsplaner med den såkaldte Nordiske balanceringsmodel som omfatter alle reservemarkederne frem mod 2021 på nær markedet for manuel reservekapacitet (mFRR) i DK1 samt reservemarkederne i DK2 for frekvensstyret normaldriftsreserve (FCR-N) og frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D).

Udgifter til reserver (reservekapacitet og reserveenergi) og systembærende egenskaber

25. Udgifterne til reserver (reservekapacitet og reserveenergi), dvs. eksklusive udgifter til systembærende egenskaber, har siden 2013 været mellem ca. 500 til 800 mio. kr. Heraf udgør de årlige udgifter til reservekapacitet minimum ca. 80 pct. Reservekapacitetsudgifterne i Vestdanmark (DK1) udgør for samme periode mellem 140 til 200 mio. kr., mens udgifterne i Østdanmark (DK2) udgør 275 til 500 mio. kr., mens de enkelte største udgiftsposter er de længerevarende reservekapacitetskontrakter for aFRR i DK1 og for mFRR i DK2 (ca. 200 mio. kr.).
26. Ifølge data fra Agenturet for samarbejde mellem energireguleringsmyndigheder (ACER) er de nordiske landes balanceomkostninger blandt de laveste i EU. Nederlandene og Tyskland har lavere samlede omkostninger, men dog højere

energiomkostninger. ACER anfører, at forskellen i priser mellem de forskellige EU-lande skyldes manglende fremdrift i integrationen af balancemarkederne, og at forskellen i prisniveauerne dels skyldes de underliggende omkostninger for fleksibilitetsressourcerne, dels hvor udviklede de nationale markeder er.

Analyse af konkurrencen for markedet for kapacitetsreserver

27. Forsyningstilsynet har analyseret konkurrencen på markedet for reservekapacitet for primære reserver (FCR) og manuelle reserver (mFRR) i Vestdanmark og primære reserver (FCR-N og FCR-D) og ad hoc manuelle reserver (mFRR) i Østdanmark for 2017. Analysen beskriver og vurderer konkurrencen i 2017 med udgangspunkt i de daglige indkøb af reservekapacitet.
28. På enkelte markeder indkøbes der kapacitetsreserver på længere kontrakter, automatiske reserver (aFRR) og primære reserver (FCR) i DK1 og manuelle reserver (mFRR) i DK2. For primære reserver (FCR) i DK1 og for manuelle reserver (mFRR) i DK2 beskrives og vurderes konkurrencen alene for de daglige indkøb af kapacitetsreserver, som Energinet foretager ud over de kapacitetsreserver, der allerede er indkøbt på længerevarende aftaler. For manuelle reserver (mFRR) i DK2 vil det helt konkret omfatte ad hoc markedet for manuelle reserver (mFRR) i DK2, hvor Energinet indkøber manuelle reserver (mFRR), når en af aktørerne i de 5-årige kontrakter for manuelle reserver (mFRR) i DK2 ikke er i stand til at levere, pga. planlagt revision eller anden udetid.
29. Konkurrenceanalysen bygger på buddata fra seks forskellige balanceansvarlige aktører. Analysen ser således bort fra, at de balanceansvarlige aktører repræsenterer mange individuelle konkurrerende kunder, som hver især ejer deres egne produktionsanlæg. Analysen bygger med andre ord på en antagelse om, at de balanceansvarlige aktører hver især agerer som én aktør, også når de repræsenterer mange individuelle konkurrerende kunder. Dette er et forsimplet analytisk udgangspunkt, og den anvendte tilgang vil have en tendens til at overvurdere konkurrenceudfordringerne på markedet for kapacitetsreserver.
30. Under forudsætningen af at de balanceansvarlige aktører hver især agerer som én aktør, viser analysen, at udbudssiden generelt er karakteriseret ved høje koncentrationer af indsendte bud og få deltagende aktører. Resultaterne af markedsclearingen er præget af én aktør, som får tilsagn til over 40 pct. af udbuddet i de respektive reservekapacitetsmarkeder (på nær opregulering af primære reserver (FCR)). Analysen viser ydermere, at de nationale reservekapacitetsmarkeder (på nær manuelle reserver (mFRR) i DK1) er præget af en betydelig grad af "store" overindkøb (dvs. over 20 pct. af behovet). Resultaterne giver dog ikke umiddelbart anledning til betænkeligheder i forhold til konkurrence på markedet for reservekapacitet.
31. Analysen viser, at reservekapacitetsmarkederne for opregulering af primære reserver (FCR) i DK1 og for ad hoc manuelle reserver (mFRR) i DK2 (sidstnævnte indkøbes på dagsbasis, når en af de fem aktører i de 5-årige kontrakter for manuelle reserver (mFRR) i DK2 ikke er i stand til at levere) er af relativ stor værdi, med forholdsvis høje priser i forhold til andre relevante markeder. Derudover har der på begge markeder været et relativt højt antal timer med maksimalt tre deltagende aktører, en høj koncentration og ofte store overindkøb. I 2017 indkøbte Energinet opregulering af primære reserver (FCR) i DK1 for 22 mio. kr. og ad hoc manuelle reserver (mFRR) i DK2 for 42 mio. kr.
32. Markedet for reservekapacitet har en række karaktertræk, bl.a. at udbuds- og efterspørgselsbetingelserne er relativt stabile, at der er få aktører, at der kun er

relativt få produkter at konkurrere imellem, og at det er muligt at gribe ind ved afvigelser fra koordinering fx via en prisrig eller at øge produktionen væsentlig. Dette øger sandsynligheden for koordination på markedet. Disse forhold bevirker, at Forsyningstilsynet finder, at der kan være grund til at være særligt opmærksom på udviklingen i konkurrencen på enkelte reservemarkeder.

33. Forsyningstilsynet konstaterer, at Energinet har konkrete regionale udviklingsplaner for de fleste af reservemarkederne, som dermed forventes at blive mere velfungerende frem mod 2021.
34. Den anvendte tilgang i konkurrenceanalysen gør det vanskeligt at bestemme, hvor velfungerende konkurrencen på markederne er, da det i vidt omfang beror på en vurdering af de balanceansvarlige aktørers ageren på markedet. Konkret vil en vurdering af konkurrencen i høj grad afhænge af, hvorvidt aggregatorerne, dvs. de balanceansvarlige aktører, som ikke selv ejer hele deres portefølje, udøver kontrol over deres kunders bud udover, hvad der bidrager til et mere velfungerende marked. Med andre ord om det er rimeligt at anse en balanceansvarlig aktører som én budgiver eller blot som en videreformidler af bud.
35. Oplysninger fra Energinet viser, at der har deltaget seks balanceansvarlige aktører i reservemarkedet i 2017. Fire var aggregatorer, mens to udelukkende bød ind med egne anlæg.
36. Aggregatorerne tilbyder deres kunder serviceydelser, som bidrager til at øge markedsdeltagelsen og dermed volumen på udbudssiden i de forskellige reservemarkeder. Herunder tilbydes bl.a. en sammensætning af forskellige kunders bud mht. størrelse og reguleringsretning, så kunderne kan få adgang til reservemarkederne. Derudover udarbejder de balanceansvarlige aktører prisprognoser (eksempelvis på spot-, intraday-, reserve- og regulerkraftmarkedet) til deres kunder for bl.a. at øge deltagelsen i pay-as-bid reservemarkederne.
37. Forsyningstilsynets analyse viser, at der var tre balanceansvarlige aktører heraf to aggregatorer og en som udelukkende repræsenterer sig selv, som indsendte "få store dyre bud" i markedet for reservekapacitet for FCR nedregulering i DK1 og en balanceansvarlig aktør, som er aggregator, i markedet for ad hoc mFRR i DK2. Det kan således ikke afvises, at aggregatorerne udøver en kontrol over deres kunders bud, hvilket ikke i alle tilfælde sikrer mere effektive markeder. Analysen viser imidlertid også, at analysen er relativ følsom over for, hvordan relativt "få store dyre bud" bliver defineret. Hertil kommer, at forskellige budstrategier også kan tilskrives sammensætningen af produktionsteknologier hos de enkelte balanceansvarlige.
38. Forsyningstilsynet finder, at der er behov for en bedre forståelse af, hvilken rolle de balanceansvarlige aktører udfylder i forhold til konkurrencen på markedet for kapacitetsreserver. De balanceansvarlige aktører vil fremover få en endnu større rolle i energisystemet bl.a. med henblik på at opsamle produktion og forbrug fra nye teknologier også i distributionsnettet. Det er derfor vigtigt at sikre, at de balanceansvarlige aktører og særligt aggregatorerne bidrager til mere effektive markeder, og at der er tilstrækkeligt klarhed over, hvilke udfordringer fx en blandet ejerskabsportefølje kan medføre.
39. Forsyningstilsynet finder, at der er et potentiale i at videreudvikle det eksisterende markedsdesign i forhold til at sikre et mere velfungerende marked for mFRR. Det handler om at sænke minimumsgrænsen for mFRR reservekapacitet og reserveenergi; om at muliggøre et mindre overindkøb af mFRR ved at give Energinet bedre mulighed for at springe bud over samt ved at introducere

asymmetriske bud og samtidig fastholde muligheden for symmetriske bud for FCR i DK2.

Udviklingen af reservemarkeder i EU

40. Etableringen af det indre marked for energi i EU er under udmøntning, på elområdet bl.a. med fastlæggelse af vilkår og metoder efter netværksreglerne om forward- day-ahead-, intraday- og balancemarkedet samt systemdrift.
41. I en rapport fra oktober 2018 anslår ACER, at den samfundsøkonomiske gevinst ved en integration af balancemarkederne udgør ca. 1,2 mia. € årligt, hvoraf størstedelen endnu ikke er indhøstet⁴.
42. Som led i etableringen af et fælles marked for reserveenergi i EU pågår et omfattende og komplekst arbejde i forskellige fora og niveauer med udmøntningen af elektricitetsbalanceringsforordningen (EBGL) og forordningen om systemdrift (SOGL).
43. SOGL fastlægger behovet for systemydelse, EBGL sætter rammerne for indkøb af reserveenergi via platformene, mens rammerne for indkøb af reservekapacitet er nationale og indkøbes på frivillig basis mellem nabolande.
44. Der er en tæt sammenhæng mellem EBGL og SOGL. Både EBGL og SOGL udmøntes gennem metoder, der anmodes af TSO'erne til regulatorernes godkendelse. Afhængig af metodernes betydning sker dette nationalt, regionalt eller fælleuropæisk. Arbejdet vil kunne strække sig frem til 2025.
45. I takt med at flere og flere metoder således anmeldes i medfør af EBGL og SOGL, der begge som EU-forordninger finder direkte anvendelse i Danmark og har forrang frem for national ret, vil færre og færre metoder alt andet lige skulle anmeldes og godkendes efter elforsyningsloven.
46. Samtidig pågår der forhandlinger mellem Rådet og Europaparlamentet om de sidste elementer i Kommissionens forslag til en fjerde energiliberaliseringspakke – den såkaldte Vinterpakke.
47. Efter EBGL skal der etableres fælleuropæiske platforme for udveksling af balanceringsenergi. Platformen for udvekslingen af aFRR-energi og mFRR-energi vil få størst økonomisk betydning i en dansk kontekst, hvortil kommer, at platformen vurderes mest relevant i lyset af den proaktive balanceringsstilgang i Norden. Energinet påtænker for nuværende ikke at gøre brug af den såkaldte udskiftningsreserve (RR), idet Danmark ikke er koblet op på de markeder på Kontinentaleuropa, hvor denne reserve anvendes. RR er den langsomste af reserverne, hvilket giver sig udslag i prisen. Samtidig vil reserven kunne blive relevant, da den er anvendelig til at håndtere vindubalancer og modhandel, da man ofte kender behovet i god tid inden driftstimen starter og derfor kan nå at opretholde balancen ved indsættelse af en mere langsom reserve
48. Efter EBGL skal der desuden fastlægges metoder for reservation af kapacitet på overførselsforbindelser imellem EU-landene. Disse metoder vil blive væsentlige i en dansk optik i lyset af det danske elsystems tætte og tiltagende opkobling til udenlandske systemer via overførselsforbindelser. Når der er tale

⁴ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/MMR%202017%20-%20SUMMARY.pdf

om metoder anmeldt efter EBGL, vil Forsyningstilsynet skulle vurdere, om de kan godkendes i medfør af reglerne i EBGL.

49. SOGL indeholder bestemmelser om systemydelser, krav til dimensionering af reserver samt prækvalifikation og tekniske indgangskrav til reserver og om betingelser for deling og udveksling af reserver mellem TSO'er. Udmøntningen af SOGL vil fastsætte rammerne for den udvidelse af markedet for reserver, som sker med udmøntningen af EBGL.
50. Der er forskellige tilgange, traditioner og praksis til balanceringen af elsystemer, ligesom produktionsmikset er forskelligt i de forskellige elsystemer. Disse forhold vil kunne give anledning til diskussioner i forbindelse med udmøntningen af SOGL og EBGL.
51. Forsyningstilsynet lægger vægt på, at de velfungerende elementer fra det nordiske samarbejde om markedet for reserver kan tjene som inspiration ved integrationen af de europæiske balancemarkeder.
52. Forsyningstilsynet vil lægge særligt vægt på en øget og snarlig markedsintegration ved udviklingen og godkendelsen af vilkår og metoder for dels det nationale, dels det nordiske, dels det fælleseuropæiske marked for reserver.

1.3 OPFØLGNING OG ANBEFALINGER

1. Markedet for reserver er bl.a. kendetegnet ved en forholdsvis stor kompleksitet med hyppige metodeændringer, både nationalt, regionalt og på EU-niveau og dermed også med forskellige processer for metodeudarbejdelse og -godkendelse. Markedsaktørerne spiller en vigtig rolle i vurderingen af konsekvenserne af metoderne. Samtidig har aktørerne peget på, at det kan være udfordrende at følge med i disse hastige udviklingsprocesser og bidrage til de høringer, der gennemføres som led heri.
 - Forsyningstilsynet vil gennem en informationsindsats (offentlige høringer, oplæg) fortsat understøtte, at aktørerne har mulighed for aktivt at bidrage i forbindelse med udarbejdelsen af metoder, hvad enten der er tale om sager efter elforsyningsloven eller EU-netværksretningslinjerne.
2. Udmøntningen af elektricitetsbalanceringsforordningen (EBGL) kan potentielt strække sig helt frem til 2025, hvilket betyder, at fordelene ved en øget europæisk markedsintegration først vil kunne indhøstes om forholdsvis lang tid. Samtidig vil udmøntningen kunne blive karakteriseret af forholdsvis omfattende drøftelser af stor kompleksitet med afsæt bl.a. i de forskellige tilgange til, hvordan man bør balancere elsystemet.
 - Forsyningstilsynet vil i sin tilgang til godkendelsen af anmeldte vilkår og metoder i medfør af EBGL generelt understøtte en øget markedsintegration snarest muligt. Forsyningstilsynets fokus er således snarere på en hastig harmonisering end en udvikling af optimerede balanceringsprodukter.
3. Energimarkedet er kendetegnet ved hastige ændringer, hvor nye teknologier kan bidrage til større fleksibilitet og likviditet i markedet, forudsat at der ikke er unødige adgangsbarrierer for nye teknologier i markedet. Dette er nyttigt med henblik på at sikre høj systemsikkerhed samtidig med en høj andel af vedvarende energi. Hertil kommer, at et systematiseret overblik over ny teknologi er vigtigt i udviklingen af europæiske reservemarkeder. Til brug for vurderinger af udviklingen på klima- og energiområdet er der blandt andet behov for at have

kendskab til data for en række teknologier. Disse data er samlet i teknologikataloget, som offentliggøres løbende af Energistyrelsen og Energinet.

- Forsyningstilsynet vil anmode Energinet om fortsat at understøtte udviklingen af nye teknologier i udviklingen af markedsdesign, og at tilvejebringe et bedre overblik over potentialerne af de nye teknologier. Forsyningstilsynet anbefaler, at Energinet i den sammenhæng identificerer og arbejder for at fjerne unødvendige adgangsbarrierer og udfordringer for at gøre brug af nye teknologier på markedet for reservekapacitet og energiaktivering. Forsyningstilsynet anbefaler, at Energinet med inddragelse af markedsaktørerne og udenlandske erfaringer udarbejder og offentliggør en rapport over potentialerne fra nye teknologier med afsæt i teknologikataloget inden udgangen af 2019.
4. Ad hoc mFRR markedet for reservekapacitet (markedet for manuelle frekvensgenopretningsreserver) i Østdanmark (DK2) (indkøbes på dagsbasis, når en af aktørerne i de 5-årige mFRR kontrakter i DK2 ikke er i stand til at levere) er præget af en høj markedsconcentration, store overindkøb i 55 pct. af tiden samt en relativ høj gennemsnitspris på 90 kr./MWh i forhold til mFRR i Vestdanmark (DK1) på 3 kr./MWh. Ad hoc markedet for mFRR i DK2 er det mest omkostningstunge dagsmarked for reserver i 2017 på 42 mio.kr. Der er samtidig observeret høje priser i efteråret i både 2016 og 2018 på hhv. 7.348 kr./MWh og 10.500 kr./MWh.
- Forsyningstilsynet vil anmode Energinet om en udviklingsplan for markedet for mFRR i DK2 senest 1. kvartal 2019 og i særlig grad at have fokus på, hvordan mFRR i DK2 skal indkøbes og prissættes, frem til at et forventeligt nordisk reservekapacitetsmarked for mFRR er etableret. Udviklingsplanen skal bl.a. indeholde konkrete forslag til, hvordan markedet for ad hoc indkøb af mFRR kan forbedres med henblik på at forbedre udbuddet af mFRR samt markedets funktionsmåde i efteråret 2019.
5. Den igangværende regionale integration af reservemarkederne forventes strukturelt at føre til mere velfungerende markeder, herunder ved en integration af Vestdanmark (DK1) i den regionalisering af markederne, der pågår i Norden.
- Forsyningstilsynet vil tilskynde Energinet til fortsat at arbejde aktivt for integrationen af markederne for reserver i Norden og EU og vil anmode Energinet om senest 1. kvartal 2019 at sende tilsynet en plan for, under hvilke betingelser og hvornår samarbejdet også kan omfatte DK1.
6. De balanceansvarlige aktører vil fremover få en endnu større rolle i energisystemet bl.a. med henblik på at opsamle produktion og forbrug fra nye teknologier også i distributionsnettet. Det er derfor vigtigt at sikre, at de balanceansvarlige aktører og særligt aggregatorerne, dvs. de balanceansvarlige aktører, som ikke selv ejer hele deres portefølje, bidrager til mere effektive markeder. På baggrund af konkurrenceanalysen kan Forsyningstilsynet ikke afvise, at aggregatorerne udøver kontrol over deres kunders bud, hvilket ikke i alle tilfælde sikrer mere effektive markeder. Forsyningstilsynet vurderer, at der er et behov for, at Energinet og tilsynet får en bedre forståelse af, hvordan de balanceansvarlige aktører kan bidrage til mere velfungerende markeder og derved bidrage til en vurdering af, om der er behov for en tilpasning af vilkårene for de balanceansvarlige aktører.
- Forsyningstilsynet vil indlede en dialog med Energinet for at afklare, hvorvidt og i givet fald hvordan Energinet kan få et bedre indblik i de balance-

ansvarlige aktørers budgivning med henblik på en redegørelse til Forsyningstilsynet og evt. en præcisering af vilkårene for de balanceansvarlige aktører inden udgangen af 2019. Dette arbejde skal ske under hensyntagen til, at en analyse af de balanceansvarlige aktørers budgivning kan skabe usikkerhed om deres indtjeningsgrundlag og aktivitet i systemydelsesmarkedet.

7. Konkurrenceanalysen viser, at der er et potentiale i at sænke grænserne for minimumsbud for mFRR, bl.a. for at sænke adgangsbarriererne til dette marked. Analysen viser også, at stort set alle bud størrelsesmæssigt ligger mellem minimumsgrænsen og det niveau, hvor Energinet må springe bud over for at undgå overindkøb. Store bud gør det sværere for Energinet at undgå overindkøb. Herudover viser analysen, at asymmetriske indkøb kan bidrage til at presse prisen ned, hvilket kan være relevant at overveje som et supplement i de tilfælde, hvor Energinet fortsat indkøber symmetrisk og som led i etableringen af nordiske markeder for reserver (kapacitet og energi).
 - Forsyningstilsynet vil anmode Energinet om senest i 1. kvartal 2019 at offentliggøre en rapport om potentialet ved at kunne gøre brug af muligheden for både asymmetriske og symmetriske bud, for at minimere overindkøb og for at sænke grænserne for minimumsbud i forbindelse med forhandlingerne om det intensiverede nordiske samarbejde om reserver og for samarbejdet om et marked for automatiske frekvensstyrede reserver (FCR) med de deltagende lande (Belgien, Frankrig, Nederlandene, Schweiz, Tyskland og Østrig).

2 REGULERINGEN OG MYNDIGHEDERNES ROLLE

Dette kapitel indledes med en overordnet beskrivelse af status for etableringen af det indre marked for elektricitet i EU, som markedet for reserver vil blive integreret i. Denne integration betyder tillige ændringer i rollerne for Energinet og Forsyningstilsynet, hvis roller beskrives i kapitlet for at bidrage til at bringe en større klarhed over rollefordelingen.

2.1 ENERGILIBERALISERINGEN I EU

TEUF (Traktaten om den Europæiske Unions Funktionsmåde) udstikker de overordnede mål for EU's energipolitik. TEUF artikel 194, stk. 1, lyder:

Som led i det indre markeds oprettelse og funktion og under hensyn til kravet om at bevare og forbedre miljøet sigter Unionens politik på energiområdet mod i en ånd af solidaritet mellem medlemsstaterne:

- a) *at sikre energimarkedets funktion*
- b) *at sikre energiforsynings sikkerheden i Unionen*
- c) *at fremme energieffektivitet og energibesparelser samt udviklingen af nye og vedvarende energikilder og*
- d) *at fremme sammenkoblingen af energinet.*

Inden for disse mål hjemler bestemmelsen vedtagelse af EU-lovgivning på området. Det er med hjemmel i TEUF artikel 194, at Kommissionen fremlagde den såkaldte "Vinterpakke", hvis officielle navn er "Ren energi til alle europæere" – på engelsk "Clean Energy for All Europeans" den 30. november 2016. Med Vinterpakken har Kommissionen lagt op til en tilnærmelse af den europæiske regulering til den eksisterende markedsregulering i Norden.

Vinterpakken består bl.a. af en række lovgivningstiltag, herunder elmarkedsforslag (både forordninger og direktiver)⁵, der vil udgøre EU's fjerde energiliberaliseringspakke efter en forhandling mellem og vedtagelse i Europa-Parlamentet og Rådet. Det forventes, at det østrigske formandskab for Rådet vil sætte elmarkedsforslagene på dagsordenen på energirådsmødet den 19. december 2018.

Direktiverne vil skulle gennemføres i national ret, mens forordningerne vil finde direkte anvendelse. De nedenfor omtalte netregler er delegerede retsakter, udstedt i medfør af den nugældende elforordning (Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) 714/2009 om betingelserne for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende elektricitetsudveksling). En ændring af netreglerne vil kræve en ændring af den nye elmarkedsforordning, såfremt der ønskes regulering uden for rammerne af bestemmelserne i elmarkedsforordningen. En sådan ændring vil dermed meget vel først kunne træde i kraft først i 2020'erne.

⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

BOKS 1 | EUROPÆISKE OG NORDISKE INSTITUTIONER AF SÆRLIG RELEVANS FOR MARKEDET FOR RESERVER

ACER (Agenturet for samarbejdet mellem energireguleringsmyndigheder) bistår de regulerende myndigheder (i Danmark Forsyningstilsynet) i en koordinerende funktion, til dels med kompetence til at træffe beslutninger med retsvirkninger over for transmissionssystemoperatører. Derudover har ACER en række opgaver i henhold til REMIT (forordning 1227/2011), herunder markeds- overvågning til forebyggelse af markedsmisbrug på engrosenergimarkedene. Regulatorerne i de enkelte medlemsstater mødes i en række fora i ACER-regi, bl.a. en bestyrelse, der får forelagt ACER-beslutninger.

CEER er Rådet for Europæiske Energimyndigheder og repræsenterer 36 energireguleringsmyndigheder, der består af 29 medlemmer og 7 observatører, og hvis højeste organ er Generalforsamlingen. CEER træffer ikke formelle beslutninger som led i etableringen af det indre marked for energi.

ERF (Energy Regulators Forum) er et organ med formel beslutningskompetence i forbindelse med etableringen af det indre marked for energi. ERF består af medlemmerne i CEER's generalforsamling.

ENTSO-E er det europæiske netværk af transmissionssystemoperatører for el og repræsenterer 43 transmissionssystemoperatører (TSO'er) fra 36 europæiske lande, herunder den danske TSO, Energinet.

Kommissionen (Europa-Kommissionen) har initiativret til at fremsætte forslag til ny EU-lovgivning, ligesom Kommissionen har mulighed for selv at vedtage lovgivning med hjemmel i EU-lovgivning vedtaget af Europa-Parlamentet og Rådet. Kommissionen har endvidere til opgave at kontrollere medlemsstaternes overholdelse af deres EU-retlige forpligtelser, ligesom Kommissionen er kompetent myndighed til håndhævelse af dele af konkurrencelovgivningen og statsstøttere reglerne.

Europa-Parlamentet, hvis medlemmer er direkte valgt, er medlovgiver sammen med Rådet. Europa-Parlamentets medlemmer er fordelt på 20 stående udvalg, herunder udvalget med ansvar for industri, forskning og energi (ITRE-komiteén).

NordREG (Forum of Nordic Energy Regulators) er sammenslutningen af de regulerende myndigheder i Norden (i Danmark Forsyningstilsynet). Formålet med samarbejdet i NordREG er at fremme markedsintegrationen og udviklingen af et effektivt nordisk elektricitetsmarked, bl.a. som led i udviklingen på det europæiske elektricitetsmarked. NordREG arbejder desuden for at bane vejen for fælles nordiske synspunkter, når dette skønnes hensigtsmæssigt.

ERRF (Nordic Regional Regulatory Forum) består i praksis af medlemmerne af NordREGs bestyrelse og kan træffe formelle beslutninger af relevans for energimarkedsintegration i Norden.

Rådet ("Ministerrådet", officielt Rådet for Den Europæiske Union) består af ministre fra de enkelte af EU's medlemsstater og er medlovgiver sammen med Europa-Parlamentet. Rådet mødes i forskellige formationer. På energiområdet er mødet i Rådet i formationen transport, telekommunikation og energi (TTE).

DET INDRE MARKED FOR ELEKTRICITET

Det europæiske marked for elektricitet gennemgår i øjeblikket en række ændringer, der har til hensigt at skabe et indre marked for elektricitet. Gennemførelsen af det indre marked for elektricitet er særlig vigtig for, at produktionen, transmissionen og distributionen af elektricitet kan gøres mere effektiv, samtidig med at forsyningssikkerheden og den europæiske økonomis konkurrenceevne øges, og miljøbeskyttelseshensynet tilgodeses. Gennemførelsen skal desuden fremme systemernes sammenkobling og interoperabilitet.

Forordning 714/2009 (Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) 714/2009 om betingelserne for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende elektricitetsudveksling) fastsætter regler for den grænseoverskridende handel med elektricitet for dermed at øge konkurrencen på det indre marked for elektricitet under hensyntagen til de nationale og regionale markeders særlige kendetegn. Forordningen fastsætter grundprincipperne for tarifiering og kapacitetsfordeling og hjemler mulighed for, at Kommissionen vedtager forordninger, såkaldte netregler og -retningslinjer, der nærmere fastlægger de relevante principper og metoder.

Retningslinjerne omhandler bl.a. kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger, langsigtet kapacitetstildeling, elektricitetsbalancering og systemdrift. Disse retningslinjer bygger til dels på såkaldte Framework Guidelines, som ACER offentliggjorde i 2011-2013⁶

Kommissionsforordningerne om hhv. retningslinjerne om kapacitetsbegrænsninger (CACM) og om langsigtet kapacitetstildeling (FCA) er beskrevet kort nedenfor for at give et bedre overblik over sammenhængen mellem de forskellige markeder. Retningslinjerne for elektricitetsbalancering (EBGL) og systemdrift (SOGL) er beskrevet mere indgående under kapitel 7, idet de er mere centrale for markedet for reserver.

Forslag til udmøntning af retningslinjerne af betydning for hele EU udarbejdes af ENTSO-E med henblik på energireguleringsmyndighedernes efterfølgende godkendelse, jf. nærmere herom i afsnit 6.1.

KAPACITETSTILDELING OG HÅNDBETING AF KAPACITETSBEGRÆNSNINGER

CACM (Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger) fastsætter harmoniserede minimumsregler for tidsrammerne for day-ahead- og intraday-markedet med tanke på en fælles europæisk markedskobling for både day-ahead og intraday.

CACM skal fremme handel med elektricitet og en mere effektiv udnyttelse af transmissionsnettet på tværs af grænserne i EU samt øge konkurrenceevnen til gavn for forbrugere. Forordningen henvender sig til balanceansvarlige aktører, transmissionssystemoperatørerne, elektricitetsbørserne og de nationale regulerende myndigheder for energi, i Danmark Forsyningstilsynet.

Det følger af CACM, at transmissionssystemoperatørerne i EU koordinerer beregningen af den tilgængelige kapacitet. Data om den tilgængelige grænseoverskridende kapacitet er afgørende i forbindelse med den beregningsproces, hvor alle købsbud og salgsbud i EU matches. Købsbud og salgsbud er bud inden for forskellige tidsrammer, som markedsaktører indsender til elektricitetsbørserne. Oprettelsen af en fælles day-

⁶ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Framework_Guidelines/Pages/default.aspx

ahead- og intraday-kobling kræver, at potentielt konkurrerende elektricitetsbørser samarbejder om at oprette fælles markedskoblingsfunktioner. Det følger endvidere af CACM, at der med henblik på regler for handel med elektricitet er behov for at fastsætte en institutionel ramme for elektricitetsbørserne.

Med hjemmel i CACM udpeger regulatorerne derfor elektricitetsbørserne til såkaldte "NEMO'er" (elektricitetsmarkedsoperatører), der har til opgave at fremme opfyldelsen af målene i forordning 714/2009 og gøre det muligt for den fælles day-ahead- og intraday-kobling at tage behørigt højde for det indre marked. I Danmark er Nord Pool udpeget som NEMO. EPEX Spot, der fungerer som el-børs i Belgien, Frankrig, Nederlandene, Schweiz, Storbritannien, Tyskland og Østrig, har tilkendegivet, at de ønsker at fungere som el-børs i Norden. Nasdaq Commodities har annonceret lignende planer⁷.

Desuden følger det af CACM, at visse detaljerede vilkår, betingelser og metoder udarbejdes af TSO'erne og NEMO'erne med henblik på efterfølgende godkendelse af de regulerende myndigheder. Arbejdet med udarbejdelsen og udmøntningen af disse detaljerede vilkår, betingelser og metoder pågår i disse år.

REGLER FOR LANGSIGTET KAPACITETSTILDELING

FCA (Kommissionens forordning (EU) 2016/1719 om fastsættelse af retningslinjer for langsigtet kapacitetstildeling) fastsætter harmoniserede regler for effektive risikoafdækningsmuligheder for producenter, forbrugere og detailhandlere for at afhjælpe den fremtidige prisrisiko inden for det område, hvor de opererer, herunder harmonisering af de nuværende auktsionsregler for langsigtet kapacitetstildeling.

FCA henvender sig til balanceansvarlige aktører, TSO'erne i EU, aktører inden for finansiel handel, NEMO'erne samt regulatorerne. FCA dækker måneder og år frem til dagen før driftsdøgnet, dvs. forwardmarkedet. Her foregår der handel med finansielle produkter med henblik på at prissikre den fremtidige day-ahead pris på el, dvs. der handles ikke fysiske kWh. Langsigtet beregning af kapaciteten for den kommende måned og det kommende år skal koordineres af transmissionssystemoperatørerne. Harmoniserede regler for tildeling af langsigtet overførselskapacitet kræver etablering og drift af en fælles tildelingsplatform på europæisk niveau. TSO'erne i EU har i denne forbindelse foreslået regulatorerne at udpege JAO (Joint Allocation Office) som fælles tildelingsplatform. Regulatorerne har godkendt udpegningen og har desuden godkendt fælles tildelingsregler, der er bestemmende for de kontraktlige ordninger for langsigtede transmissionsrettigheder på EU-niveau.

NETREGLERNE OG -RETNINGSLINJERNE SOM RAMMER FOR FASTLÆGGELSEN AF VILKÅR OG METODER

Det er et vigtigt aspekt ved netreglerne og -retningslinjerne (CACM, FCA, EBGL som SOGL), at de udstikker rammer for en videre udmøntning, der skal ske ved, at TSO'er (og for CACM's vedkommende tillige NEMO'er) efter en offentlig høring og dermed en dialog med markedsaktører anmelder nærmere vilkår og betingelser til regulatorernes godkendelse. Kapitel 7 indeholder en nærmere beskrivelse af denne proces, der trods forskellene har ligheder med processen for Energinets anmeldelse af metoder til Forsyningstilsynets godkendelse.

⁷ <http://business.nasdaq.com/mediacenter/pressreleases/1767026/nasdaq-commodities-to-launch-european-spot-market>

2.2 ENERGINETS ROLLE I RESERVEMARKEDET

Energinet er en selvstændig offentlig virksomhed⁸ ledet af en bestyrelse på 11 medlemmer, hvoraf energi- klima- og forsyningsministeren udpeger de 8, og medarbejderne vælger de 3⁹. Den daglige ledelse varetages af en direktion, der ansættes af bestyrelsen efter forudgående orientering af energi-, forsynings- og klimaministeren¹⁰.

Energinet har pr. 1. maj 2018 ændret sin organisatoriske struktur og oprettet en række datterselskaber, bl.a. Elsystemansvar, Eltransmission og DataHub. Datterselskaberne har egen direktion og bestyrelse, og alle beslutninger vedrørende daglig drift foretages i selskaberne¹¹. Det er usikkert for Forsyningstilsynet, hvad denne nyorganisering præcist kommer til at betyde for Energinets indkøb af reserver. Forsyningstilsynet antager, at denne rapport primært vil vedrøre Energinet Elsystemansvar, der er et af datterselskaberne¹².

Der pågår pt. et arbejde med en ny økonomisk regulering af Energinet fra 2020. Forsyningstilsynet deltager i dette arbejde.

Elforsyningsloven opstiller overordnede regler for driften af- og adgangen til det kollektive elforsyningsnet. Bestemmelserne herom er blevet ændret på en række områder med en lovændring, der ligeledes indeholder en tydeliggørelse af kompetenceforholdene med hensyn til elforsynings sikkerhed samt en ophævelse af visse bestemmelser som følge af ikrafttrædelsen af SOGL, der som forordning finder direkte anvendelse i Danmark og dermed træder i stedet for de ophævede bestemmelser. Lovændringen trådte i kraft den 1. juli 2018¹³.

Det følger således af lovens § 5, nr. 6, at der med elforsynings sikkerhed forstås "sandynlighed for, at der er elektricitet til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges".

Endvidere følger det nu af lovens § 27, at energi-, forsynings- og klimaministeren har det overordnede ansvar for elforsynings sikkerheden og fastsætter niveauet herfor. Energinet har ansvaret for at opretholde det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed og for at overvåge udviklingen heraf, jf. elforsyningslovens § 27 a, stk. 1.

Fastlæggelsen af niveauet for elforsynings sikkerhed sker på baggrund af en årlig redegørelse fra Energinet om elforsynings sikkerheden med anbefalinger om det fremtidige niveau herfor, jf. elforsyningslovens § 27 a, stk. 3. På baggrund af denne redegørelse udarbejder Energistyrelsen indstillinger til ministeren om redegørelsens konklusioner. Det fremgår af lovbemærkningerne¹⁴, at niveauet fastsættes ud fra en vurdering af

⁸ Lov om Energinet § 1, stk. 1.

⁹ Lov om Energinet § 6.

¹⁰ Lov om Energinet § 7.

¹¹ Se nyhed på energinets hjemmeside: <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2018/05/01/Energinet-etablerer-datterselskaber>.

¹² Et organisationsdiagram kan tilgås her: <https://energinet.dk/Om-os/Organisation/Organisationsdiagram>. Af hensyn til læsevenligheden anvendes betegnelsen "Energinet" i denne rapport, uanset om der er tale om moderselskabet eller et af datterselskaberne.

¹³ Lov nr. 704 af 8. juni 2018 om ændring af lov om elforsyning, lov om naturgasforsyning, lov om varmemforsyning, lov om fremme af vedvarende energi og lov om afgift af elektricitet. (Styrkelse af rammerne for overvågning af elforsynings sikkerheden og klare regler for sikring af kapacitet, ændringer som følge af forordninger om EU-netregler, flytning af ansvar for måling af elektricitet hos elforbrugere direkte tilsluttet transmissionsnettet og samkøring af oplysninger om realiserede energibesparelser m.v.)

¹⁴ Se de specielle bemærkninger til § 1, nr. 11, i lovforslag nr. L165 fremsat den 28. februar 2018.

blandt andet omkostningerne forbundet med en sandsynlig opfyldelse af et givent niveau, og at det samtidig skal sikres, at realiseringen af niveauet kan gennemføres på den mest omkostningseffektive måde. Energistyrelsen har den 15. oktober 2018 ændret systemansvarsbekendtgørelsen, der herefter indeholder et kapitel om denne redegørelse for elforsynings sikkerheden. Denne bekendtgørelse om ændring af systemansvarsbekendtgørelsen er trådt i kraft den 1. november 2018¹⁵.

Det følger af elforsyningslovens § 27 a, stk. 2, 1. pkt., at Energinet anvender markedsbaserede metoder ved anskaffelse af energi og andre ydelser til at opretholde det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed, og at Energinet anvender regulerede priser, hvis der kun er én virksomhed, der tilbyder sådanne ydelser¹⁶.

Det fremgår af lovbemærkningerne, at anvendelse af markedsbaserede metoder i videst muligt omfang vil reducere Energinets behov for tvangsbase rede indgreb i elmarkedet og synliggøres behovet, så det kan tiltrække eventuelle investeringer i eksisterende el-produktions- eller forbrugsanlæg til at omfatte de nødvendige egenskaber, eller til investering i nye forbrugs- og produktionsanlæg, der kan levere de efterspurgte ydelser.

Disse nye bestemmelser i elforsyningsloven er udmøntet en ændring af systemansvarsbekendtgørelsen med en ikrafttrædelsesdato den 1. januar 2019 og med et nyt kapitel 7 om Energinets betaling til ydelser til opretholdelse af niveauet for forsynings sikkerhed¹⁷. Det følger af § 19, stk. 2, i bekendtgørelsen, at Energinets anskaffelse af energi skal svare til behovet angivet i en begrundet behovsvurdering. Af § 19, stk. 3, fremgår det, at Energinet skal sikre en omkostningseffektiv tilvejebringelse af ydelser på langt sigt ved i videst muligt omfang at skabe rammer for transparente, ikke-diskriminerende og teknologineutrale markeder.

Det følger af elforsyningslovens § 28, stk. 2, nr. 16, at Energinet skal anvende gennemsigtige, ikke-diskriminerende og markedsbaserede metoder ved anskaffelse af den energi, som Energinet bruger til at udføre sit hverv som systemansvarlig virksomhed. Det påhviler dermed Energinet på baggrund af elforsyningslovens bestemmelser at udarbejde en metode med krav om Forsyningstilsynets efterfølgende godkendelse.

I det følgende vil der blive fokuseret på metoderne, der vedrører Energinets brug af nettet som systemansvarlig virksomhed, da disse metoder vedrører aktører på balancemarkederne.

Til at varetage sin funktion som systemansvarlig virksomhed indkøber Energinet systemydelser på de forskellige reserveplatforme. Indkøbene foretages på baggrund af metoder, der er fastsat forud for Energinets indkøb. Begrebet "metode" dækker over mere end Energinets faktiske køb af systemydelser. Metodebegrebet omfatter også selve designet af markedspladsen, hvor salgs- og købsbud meldes ind. Det vil sige, at regler om budstørrelse, afregningsprincipper, markedets åbningstider m.m. er omfattet af metodebegrebet. Dette følger af elforsyningslovens § 76, stk. 2, hvorefter Energinet skal anmelde priser, tariffer og betingelser for systemansvars- og transmissionsydelser

¹⁵ Bekendtgørelse nr. 1217 af 15. oktober 2018 om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v.

¹⁶ Energinet er ved udbud til indkøb af energi og andre ydelser ikke omfattet af udbudsloven, men lov om indhentning af tilbud i bygge- og anlægssektoren ("tilbudsloven"), jf. lovbekendtgørelse nr. 1410 af 7. december 2007, som senest ændret ved § 198 i lov nr. 1564 af 15. december 2015, der herunder bl.a. ændrede tilbudslovens officielle lovtitel. Tilbudsloven gennemfører direktiv 2014/45/EU.

¹⁷ Bekendtgørelse nr. 1473 af 11. december 2018 om ændring af bekendtgørelse om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v., der træder i kraft den 1. januar 2019).

til Forsyningstilsynet. Anmeldelsen skal altså ikke angive de faktiske priser for de efterspurgte ydelser, men indeholde grundlaget for fastsættelsen af netop disse priser, tariffer og betingelser, altså metoden der ligger til grund for udregningen af betalingen.

I sin vurdering af om der er tale om en metode, som Forsyningstilsynet skal godkende, lægger Forsyningstilsynet afgørende vægt på "metodens" indvirkning på markedet. Må der forudses en vis indvirkning på markedet, betragter Forsyningstilsynet det som en metode, som tilsynet skal godkende, inden den træder i kraft.

Til sikring af at de til enhver tid gældende priser og leveringsbetingelser er i overensstemmelse med elforsyningslovens bestemmelser, jf. herved elforsyningslovens §§ 69-73, er der i lovens § 77, stk. 1, givet Forsyningstilsynet beføjelser til at give pålæg om ændringer af priser og betingelser.

I tillæg til forpligtelsen til at anmelde priser og betingelser for systemansvarsydelser foreskriver elforsyningslovens § 73 a, at de kollektive elforsyningsvirksomheder, dvs. bl.a. Energinet¹⁸, skal fastsætte priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet, og at disse priser og betingelser skal baseres på offentliggjorte metoder, som er godkendt af Forsyningstilsynet. En metode skal således anmeldes og godkendes, før den kan tages i brug.

Det fremgår af bemærkningerne til elforsyningslovens § 73 a¹⁹, at bestemmelsen også omfatter metoder til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for tilvejebringelse af systemydelser, og at der ikke har været et særskilt behov for at fastsætte en særskilt bestemmelse om godkendelse af betingelserne for systemydelser, da fremskaffelse af disse er en integreret del af Energinets opgaver. Det fremgår videre, at Forsyningstilsynets kontrol med Energinets betingelser for systemydelser skal anses som omfattet af bestemmelsen i lovens § 73 a.

Forsyningstilsynet vurderer, at Energinets længerevarende kontrakter om brug af reserver, jf. nærmere herom afsnit 5.1, vil kunne indeholde metoder til at beregne eller fastsætte for tilvejebringelse af systemydelser. Det skyldes, at Energinet ved at indgå sådanne kontrakter, der typisk er af en vis beløbsstørrelse og af en vis varighed, fastlægger designet af den del af markedet, som kontrakten omhandler. Med andre ord: Længerevarende kontrakter "fastfryser" markedet, hvilket særligt kan være af betydning, når markedet er forholdsvis dynamisk, og hvor der er forventninger/usikkerhed om innovation, hvad der er redegjort nærmere for i afsnit 3.5. Forsyningstilsynet forudsætter derfor, at Energinet orienterer Forsyningstilsynet om, hvad der ud fra de ovennævnte betragtninger kan betegnes som længerevarende aftaler og som led heri vurderer, om aftalerne indeholder metoder, som Forsyningstilsynet vil skulle godkende i medfør af lovens § 73 a inden gennemførelsen af et udbud.

Både Energinets metoder til brug for anskaffelsen af den energi, der benyttes til at varetage opgaven som systemansvarlig virksomhed, samt Forsyningstilsynets godkendelse af disse sker således inden for rammerne af lovens § 73 a. Det forholder sig anderledes, når der er tale om metoder, som anmeldes til Forsyningstilsynet i medfør af EBGL og SOGL (samt CACM og FCA), jf. afsnit 7.1.

Herudover har Energinet ansvaret for at udarbejde forskrifter for benyttelsen af kollektive elforsyningsnet, jf. systemansvarsbekendtgørelsens § 7. Forskrifterne omhandler hovedsageligt de kriterier, som enkelte aktører skal leve op til for at deltage på de forskellige markeder.

¹⁸ Det følger af elforsyningslovens § 2, nr. 10, at Energinet skal regnes som en kollektiv elforsyningsvirksomhed, når Energinet varetager opgaven som systemansvarlig virksomhed.

¹⁹ Lovforslag L236 fremsat den 21. april 2004.

Energinets forskrifter fordeler sig på to overordnede kategorier: Tekniske forskrifter og markedsforskrifter, herunder udbudsbetingelser for indkøb af systemydelser²⁰.

Energinet skal udarbejde forskrifterne efter drøftelse med net- og transmissionsvirksomhederne, jf. systemansvarsbekendtgørelsens § 7, stk. 1. Forskrifterne skal anmeldes til, men ikke godkendes af Forsyningstilsynet, der dog er klagemyndighed i forhold til forskrifterne og kan give Energinet pålæg om ændringer af forskrifterne, jf. systemansvarsbekendtgørelsens § 7, stk. 3.

Ovenstående fremstilling af elforsyningslovens bestemmelser om metoder og Energinets forskellige forskrifter kan sammenfattes til, at når Energinet opstiller regler for brug af det kollektive el-forsyningsnet, herunder Energinets eget indkøb af systemydelser og kravene til leverandørernes produkter, så er der tale om en metode efter elforsyningslovens § 73 a, der derfor skal anmeldes til Forsyningstilsynet, og godkendes, før metoden kan benyttes af Energinet. Omvendt vil forskrifter alene skulle anmeldes til Forsyningstilsynet, der er klagemyndighed - ikke godkendelsesmyndighed - i forhold til forskrifterne.

2.3 FORSYNINGSTILSYNETS ROLLE

Med Elmarkedsdirektivet (2009/72/EF) udstak Europa-Parlamentet og Rådet retningslinjerne for den videre integration af de europæiske elmarkeder, opsplitningen af transmissions- og forsyningsopgaverne og den uafhængige regulatorkontrol med markederne og transmissionsoperatørerne.

Direktivet foreskriver, at der i alle medlemsstater skal udpeges en uafhængig regulator²¹, der bl.a. skal tjene til at sikre udviklingen af konkurrencebaserede regionale markeder og sikre passende betingelser for en effektiv og pålidelig drift af elektricitetsnetene.

I Danmark er den uafhængige regulator Forsyningstilsynet. De opgaver, som Forsyningstilsynet skal løse som led i regulatoropgaven på elområdet, er reguleret i lov om Forsyningstilsynet og i elforsyningsloven, hvor visse bestemmelser således er vedtaget som led i udmøntningen af elmarkedsdirektivet.

Af § 1 i lov om Forsyningstilsynet fremgår det, at Forsyningstilsynet skal sikre et stærkt og effektivt tilsyn med forsyningssektorerne og navnlig sikre forbrugernes interesser i forsyningssektorerne ved at arbejde for høj effektivitet, lavest mulige forbrugerpriser på kort og lang sigt, en sikker og stabil forsyning samt en omkostningseffektiv teknologisk udvikling og en omkostningseffektiv grøn omstilling. Videre hedder det, at Forsyningstilsynet skal tilrettelægge sin drift og opgavevaretagelse med henblik på bl.a. at skabe effektive integrerede markeder for forsyning i overensstemmelse med national lovgivning og EU-regulering.

²⁰ Der har pågået drøftelser mellem Energinet, Energistyrelsen og det daværende Energitilsyn om en nyordning af forskrifterne med henblik på at omsætte nogle deraf i bekendtgørelsesform. Arbejdet er dog ikke afsluttet og er til dels overflødiggjort med den stigende EU-regulering af området, hvoraf noget finder direkte anvendelse, jf. kapitel 7.

²¹ Kravet om uafhængighed, der følger af elmarkedsdirektivets artikel 35, stk. 4-5 (tilsvarende bestemmelser findes i Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/73/EF af 13. juli 2009 om fælles regler for det indre marked for naturgas og om ophævelse af direktiv 2003/55/EF), gælder således Forsyningstilsynet, jf. lov om Forsyningstilsynet § 2, stk. 2.

Forsyningstilsynet vil skulle udarbejde og offentliggøre en arbejdsplan inden for rammer, der kan fastsættes af energi-, klima- og forsyningsministeren, jf. herved § 6 i lov om Forsyningstilsynet.

Som regulator har Forsyningstilsynet en række opgaver i forhold til markedet for reserver i elsystemet:

- Godkendelsesmyndighed i forhold til Energinets metoder
- Klagemyndighed i forhold til Energinets forskrifter
- Overvågning af el-engrosmarkederne i overensstemmelse med overvågningsbekendtgørelsen
- Håndhævelse af REMIT²², gennemførelsesforordningen til visse bestemmelser om dataindberetning efter REMIT²³ og transparensforordningen²⁴, herunder i relation til forpligtelserne til at offentliggøre intern viden, samt forbuddene mod insiderhandel og markedsmanipulation
- Samarbejde med andre myndigheder, bl.a. i relation til sager eller spørgsmål, hvor der kan være tale om en delt kompetence, f.eks. når det gælder REMIT-forordningen og konkurrencelovgivningen
- Deltager i ACER-fora
- Økonomisk regulering af Energinet.

GODKENDELSE AF METODER

Forsyningstilsynet varetager tilsynsfunktionen på energiområdet og skal følgelig godkende Energinets metoder, der benyttes til at varetage systemansvarsfunktionen.

Forsyningstilsynets godkendelse skal sikre, at Energinets metode lever op til bestemmelserne i elforsyningsloven, men er ikke en kvalitetssikring af den foreslåede metode. Forsyningstilsynet skal således ikke forbedre det anmeldte, men godkende, at metoden er i overensstemmelse med elforsyningsloven, idet kompetencen, ansvaret og bevillingen til at udvikle metoder ligger hos Energinet og ikke hos tilsynet, jf. herom ovenfor i kapitel 3.3.

Det er dermed Forsyningstilsynets pligt som led i sin oplysning af sagen at sikre sig, at Forsyningstilsynet på baggrund af den anmeldte metode og efterfølgende korrespondance med Energinet eller andre interessenter har tilstrækkelig med oplysninger til at kunne træffe afgørelse om, hvorvidt den anmeldte metode kan godkendes, i og med at den er i overensstemmelse med bestemmelserne i elforsyningsloven. Det samme gælder Forsyningstilsynets godkendelse af metoder eller vilkår anmeldt i medfør af SOGL eller EBGL, jf. kapitel 7.

For at kunne foretage denne vurdering, forventer Forsyningstilsynet, at Energinet har haft en transparent proces med udviklingen af metoden, med inddragelse af aktørerne på markederne og en offentlig høring over det endelige udkast til metode. Der kan i den sammenhæng henvises til SOGL artikel 11 og EBGL artikel 10, der fastlægger TSO'ernes forpligtelser til at gennemføre offentlige høringer inden anmeldelse af vilkår

²² Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 1227/2011 om integritet og gennemsigtighed på en-grosenergimarkederne.

²³ Kommissionens gennemførelsesforordning (EU) nr. 1348/2014 af 17. december 2014 om dataindberetning til gennemførelse af artikel 8, stk. 2, og artikel 8, stk. 6, i Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 1227/2011 om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkederne.

²⁴ Kommissionens forordning (EU) nr. 543/2013 af 14. juni 2013 om indsendelse og offentliggørelse af data på elektricitetsmarkederne og om ændring af bilag I til Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) nr. 714/2009.

og metoder og til at tage behørigt hensyn til indkomne høringsvar inden en anmeldelse til regulator.

Disse krav til Energinets sagsbehandling forud for en anmeldelse af en metode til Forsyningstilsynets godkendelse, herunder de omtalte bestemmelser i SOGL og EBGL, supplerer § 17, stk. 1, i lov om Energinet, hvorefter offentlighedsloven og forvaltningsloven gælder for Energinet og virksomhedens helejede datterselskaber.

Når Energinet anmelder en metode, skal anmeldelsen indeholde en redegørelse for metodens nødvendighed.

Forsyningstilsynet forventer også, at enhver metodeanmeldelse indeholder Energinets vurdering af de konsekvenser, som metoden forventes at have. Det være sig både økonomisk og mht. adgangen for aktørerne til at deltage på markederne. En sådan konsekvensvurdering er af stor betydning for Forsyningstilsynets vurdering af, om metoden er markedsbaseret, jf. elforsyningslovens § 27 a, stk. 2, 1. pkt., herunder at metoden ikke udgør usaglig forskelsbehandling.

Ved anmeldelse af ændringer af en allerede eksisterende metode forventer Forsyningstilsynet, at Energinet redegør for, hvorfor ændringen lever op til lovens betingelser, og for hvad der nødvendiggør ændringen. Dette skal ikke forstås sådan, at det nødvendigvis er sværere at ændre en metode end at få en ny metode godkendt, men snarere at der også er et hensyn til at sikre stabile rammer og vilkår for markedets aktører. En beskrivelse af grundlaget for ændringen af en metode vil derfor skulle indeholde de nødvendige oplysninger til, at Forsyningstilsynet kan godkende, at der er saglige grunde for at ændre metoden, eksempelvis ændringer i teknologi, produktionsmiks eller ny lovgivning.

Hvis Forsyningstilsynet finder, at Energinet ikke – forud for anmeldelsen af en metode eller en ændring dertil – har oplyst sagen tilstrækkeligt, således at Forsyningstilsynet kan vurdere metoden, vil Forsyningstilsynet anmode om yderligere oplysninger fra Energinet. Dette sker forholdsvis ofte. Alternativt kan Forsyningstilsynet træffe afgørelse om at afvise metodeændringen.

BOKS 2 | UDVALGET FOR ELREGULERINGSEFTERSYNET

Udvalget for elreguleringseftersynets rapport fra december 2014 blev udarbejdet som led i udmøntningen af den energipolitiske aftale indgået den 22. marts 2012 af den daværende SRSF-regering med Venstre, Dansk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti for perioden 2012 -2020. Udvalget blev udpeget af den daværende klima-, energi- og bygningsminister og var sammensat af en uafhængig formand og næstformand, fire sagkyndige med særlig juridisk, økonomisk og teknisk ekspertise samt ti interesserepræsentanter udpeget efter indstilling fra branchen.

Udvalgets rapport indeholder anbefalinger om bl.a. Energinets metodeanmeldelser og tekniske forskrifter. Anbefalingerne vedrører bl.a. vigtigheden af til stadighed at opbygge en stærk forvaltningsmæssig kultur i Energinet, af konsekvensvurderinger i Energinets metoder og behovet for en klarere adskillelse mellem normerende og deskriptive dele af Energinets tekniske forskrifter.

Udover at indhente nødvendige yderligere oplysninger fra Energinet i forbindelse med behandlingen af en metode, som Energinet har anmeldt til Forsyningstilsynet, hører Forsyningstilsynet relevante aktører på markedet over en anmeldt metode som led i vurderingen heraf. Forsyningstilsynet informerer om anmeldelsen på sin hjemmeside.

Endvidere offentliggør Forsyningstilsynet alle godkendte metoder på tilsynets hjemmeside og fremsender dem tillige til de aktører, der er blevet hørt som led i sagsbehandlingen.

Høringerne sker som led i Forsyningstilsynets oplysning af sagen. I praksis afstedkommer høringsprocessen typisk oplysninger af relevans for Forsyningstilsynets sagsbehandling, idet markedsaktørerne vil kunne bidrage med relevante oplysninger om, hvordan godkendelsen af en anmeldt metode vil påvirke dem. Dermed bidrager høringsprocessen til at identificere uhensigtsmæssigheder eller forhold, der kan være problematiske for en eller flere markedsaktører ved en anmeldt metode.

Forsyningstilsynet inddrager som led i vurderingen af om et forslag er i overensstemmelse med elforsyningslovens bestemmelser begrundede holdninger fra aktørsiden, da det ofte kræver en specifik viden at have fuldstændig klarhed over alle et metodeforslags implikationer for aktørerne. Dette sker uanset aktørerne ikke er parter i sagen i forvaltningsretlig forstand.

Høringsprocessen kan dermed i et vist omfang siges at "drive" Forsyningstilsynets sagsbehandling og fører dermed ofte til, at Forsyningstilsynet partshører Energinet eller anmoder om yderligere oplysninger eller om at ændre en anmeldt metode, før den kan godkendes.

Det følger således af forvaltningsloven, at den, *der er part* i en sag, har nogle særlige rettigheder i forhold til andre. Det gælder bl.a. med hensyn til retten til aktindsigt, retten til at blive partshørt, retten til at afgive en udtalelse, inden der træffes en afgørelse, og retten til at få afgørelsen meddelt – og med en klagevejledning, hvis afgørelsen ikke giver parten fuldt ud medhold.

Forvaltningsloven indeholder imidlertid ikke en definition af partsbegrebet. Med støtte i forarbejderne til forvaltningsloven antages det dog i den juridiske litteratur og i praksis, at partsbegrebet i afgørelsessager ud over ansøgere og klager omfatter andre med væsentlig og individuel interesse i sagens udfald.

I forvaltningsretlig forstand vil Energinet være part i en sag om godkendelse af en metode, i og med, at Energinet indgiver anmeldelsen og dermed initierer sagsbehandlingen.

Forsyningstilsynet vil som led i sin sagsbehandling skulle vurdere, om andre end Energinet har en sådan væsentlig og individuel interesse i sagens udfald, at de kan anses for at være parter. Denne vurdering foretages under hensyntagen til, hvem den anmeldte metode vil berøre.

I den situation, at den anmeldte metode er et resultat af en aftale indgået mellem Energinet og en anden TSO, fx om reservation på en interkonnektor, vil den anden TSO efter omstændighederne også være at betragte som part i sagen.

Såvel høringerne som den efterfølgende offentliggørelse af afgørelserne sker tillige for at fremme transparens generelt set på el-markedet og dermed også for at bidrage til fremme af elforsyningslovens formål, der bl.a. er at skabe konkurrence på markeder for produktion og handel med elektricitet

Omfanget af Energinets metodeforslag kan variere meget. Alt fra en enkelt tilpasning af et ellers velfungerende marked til en fuldstændig ny metode med vidtrækkende implikationer. Dette har selvsagt også en betydning for omfanget og varigheden af Forsyningstilsynets sagsbehandling.

Forsyningstilsynet skal føre tilsyn med, at forhold, der strider mod elforsyningsloven, forordning 714/2009 om betingelserne for netadgang, eller mod regler udstedt i medfør af elforsyningsloven eller førnævnte forordning eller afgørelser truffet i henhold til nævnte regler, bringes i orden straks eller inden en nærmere angivet frist, jf. elforsyningslovens § 85 d, stk. 1. Forsyningstilsynet kan pålægge tvangsbøder, hvis et sådant påbud ikke er efterkommet rettidigt, jf. elforsyningslovens § 86, stk. 1, 1. pkt.

Energiklagenævnet er klagemyndighed i forhold til Forsyningstilsynets afgørelser truffet i medfør af elforsyningsloven, bl.a. afgørelser om metodegodkendelse, jf. elforsyningsloven § 89, stk. 1.

FORSYNINGSTILSYNETS ROLLE SOM MODTAGER AF ANMELDELSER OVER TEKNISKE FORSKRIFTER OG KLAGEMYNDIGHED

Energinet skal anmelde forskrifter om krav til de enkelte anlægs påkrævede tekniske formåen for at blive koblet op på det kollektive el-forsyningsnet til Forsyningstilsynet, der af egen drift i kraft af funktion som klagemyndighed i forhold til forskrifterne kan anmode Energinet om ændring af disse forskrifter, jf. ovenfor afsnit 2.3.

FORSYNINGSTILSYNETS ROLLE SOM LED I DEN ØKONOMISKE REGULERING AF ENERGINET

Forsyningstilsynet varetager den økonomiske regulering af Energinet på grundlag af selskabets årsrapport, jf. bekendtgørelse nr. 816 af 27. juni 2016 om økonomisk regulering af Energinet.

Forsyningstilsynet har to opgaver i den sammenhæng: 1) tilsyn og godkendelse af opgørelser og afvikling af differencer (over-/underdækning) samt 2) fastsættelse af pristalsregulering af Energinet's grundkapital. Forsyningstilsynet har ikke regnskabsmæssige/revisionsmæssige opgaver og forpligtelser i forbindelse med behandlingen af Energinet's årsrapport. Forsyningstilsynet kan dog fastsætte korrektioner til årsrapporten.

MARKEDSOVERVÅGNING

Forsyningstilsynet har til opgave at overvåge det indre marked for el og gas, herunder reservemarkedet for el i medfør af den såkaldte overvågningsbekendtgørelse²⁵, der er udstedt med hjemmel i elforsyningslovens § 78, stk. 7, med hensyn til overvågninger på elområdet.

Overvågningen omfatter bl.a. graden af markedsåbning og konkurrencen på engrosniveau, og enhver konkurrenceforvridning eller -begrænsning, jf. bekendtgørelsens § 1, stk. 1, nr. 1 og 9. Denne rapport er et eksempel herpå.

²⁵ Bekendtgørelse nr. 1002 af 20. oktober 2011 om Energitilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas.

Forsyningstilsynet vil herudover også skulle overvåge og analysere forhold, som går på tværs af sektorerne, som Forsyningstilsynet fører tilsyn med, jf. § 4 i lov om Forsyningstilsynet, der dog først vil træde i kraft efter energi-, forsynings- og klimaministerens nærmere bestemmelse, jf. lovens § 14, stk. 2.

FORSYNINGSTILSYNETS OG ENERGINETS ROLLER MED HENSYN TIL OVERHOLDELSE AF REMIT-, GENNEMFØRELSES- OG TRANSPARENSEFORORDNINGERNE²⁶

Forsyningstilsynet skal sørge for, at forbuddene mod insiderhandel (REMIT artikel 3) og markedsmanipulation (REMIT artikel 5), og at forpligtelsen til at offentliggøre intern viden (REMIT artikel 4), anvendes.

Til sikring af overholdelsen af REMIT og den såkaldte gennemførelsesforordning, der vedrører indberetning af data i medfør af REMIT, kan Forsyningstilsynet bl.a.:

- Indhente nødvendige oplysninger hos enhver relevant fysisk og juridisk person, herunder hos offentlige myndigheder
- Få adgang til en markedsdeltagers lokaler og på stedet gøre sig bekendt med enhver nødvendig oplysning (kontrolbesøg)
- Påbyde, at forhold, der strider mod REMIT, bringes i orden
- Offentliggøre sine afgørelser i sager om overtrædelse af regler i REMIT på sin hjemmeside
- Offentliggøre beslutninger om at overgive sager til politimæssig efterforskning på sin hjemmeside

Et stort antal handler på engrosenergimarkederne formidles af personer, der som led i deres erhverv gennemfører transaktioner med engrosenergiprodukter, såkaldte "PPATs" (persons professionally arranging transactions). Gennem rollen som formidler besidder en PPAT en eksklusiv viden om det eller de markeder, som den pågældende PPAT opererer på, og om egne kunder. Derfor vurderes en PPAT at være bedst placeret til at overvåge handelsaktiviteterne på egne markeder, herunder til at identificere potentielle overtrædelser af forbuddene i REMIT.

Ovenstående danner baggrund for, at det følger af REMIT artikel 15, at PPATs skal etablere og opretholde effektive ordninger og procedurer til at identificere overtrædelser af forbuddene i REMIT mod insiderhandel (artikel 3) og markedsmanipulation (artikel 5). Det indebærer, at PPATs har ansvar for at overvåge handelsaktiviteter på deres markeder og på denne vis bidrage til at øge integriteten, gennemsigtigheden og funktionen af de europæiske engrosenergimarkeder.

²⁶ Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 1227/2011 om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkederne, Kommissionens gennemførelsesforordning (EU) nr. 1348/2014 af 17. december 2014 om dataindberetning til gennemførelse af artikel 8, stk. 2, og artikel 8, stk. 6, i Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 1227/2011 om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkederne og Kommissionens forordning (EU) nr. 543/2013 af 14. juni 2013 om indsendelse og offentliggørelse af data på elektricitetsmarkederne og om ændring af bilag I til Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) nr. 714/2009.

Hvis en PPAT har en begrundet mistanke om, at en transaktion er i strid med de ovennævnte forbud, forpligter REMIT artikel 15 den pågældende PPAT til at underrette den relevante nationale regulerende myndighed, der herefter har til opgave at undersøge mulige overtrædelser af REMIT.

De nationale regulerende myndigheder, herunder Forsyningstilsynet, vil som led i undersøgelse af mulige overtrædelser af REMIT skulle vurdere de specifikke forhold i hver enkelt sag.

En enhed skal betragtes som en PPAT, hvis der er tale om en fysisk eller juridisk person, der som del i sit erhverv, dvs. som led i enhedens normale og regelmæssige erhvervsmæssige aktiviteter, gennemfører transaktioner med engrosenergiprodukter, dvs.:

- som gør det muligt for tredjepart på en måde, der medfører, at der indgår en transaktion, eller
- som tilvejebringer en facilitet, der faciliterer tredjeparters indgåelse i transaktioner med engrosenergiprodukter, dvs. som tillader placering af ordrer, matcher ordrer og/eller gennemfører transaktioner.

En PPAT karakteriseres således særligt ved at indtage en formidlende eller mellemværende rolle, dvs. ved at gennemføre transaktioner med engrosenergiprodukter²⁷.

Under hensyntagen til indretningen af markedet for reserver på elengrosområdet og Energinets rolle deri vurderer Forsyningstilsynet, at Energinet er PPAT, når det gælder markedet for reserver. Det kan tilføjes, at en virksomhed, institution m.v. ikke nødvendigvis altid er tillagt status som PPAT, idet der kontinuert skal være tale om en "person", [who/which] "professionally" [is] "arranging transactions". PPAT er således et dynamisk begreb.

Energinets status som PPAT indebærer en række forpligtelser for Energinet, bl.a. med hensyn til markedsovervågning og indrapportering til Forsyningstilsynet, og dermed en adgang for Energinet til at indhente oplysninger fra markedsaktører. Energinet skal i den sammenhæng vejlede markedsaktørerne om, at Energinet indhenter oplysninger hos markedsaktørerne som led i Energinets varetagelse af opgaven som PPAT. Det indebærer, at oplysningerne fra markedsaktørerne videresendes til Forsyningstilsynet, såfremt Energinet har en begrundet mistanke om, at en markedsaktørs transaktion udgør et brud på forbuddene om insiderhandel eller markedsmanipulation ifølge REMIT.

En markedsaktør er ikke offentligt forpligtet, hverken efter dansk lovgivning eller EU-regler, til at afgive oplysninger til en PPAT. Det følger i stedet af privatretligt aftalte vilkår for gennemførelse af transaktioner mellem en PPAT og en markedsaktør, og som refleksvirkning af REMIT artikel 8, at en markedsaktør vil skulle afgive oplysninger til en PPAT, når denne PPAT handler i egenskab af PPAT og indhenter oplysninger hos markedsaktøren.

Forsyningstilsynet har en kontrolfunktion over for PPATs. Forsyningstilsynet kan som led i denne kontrolfunktion besøge PPATs for at se deres overvågnings- og markedsprocesser i praksis, ligesom tilsynet i samarbejde med PPATs kan vælge at afholde overvågningsfora, der eksempelvis kan fokusere på deling af bedste praksis.

²⁷ Bilag 3 til denne rapport indeholder en nærmere redegørelse for PPAT-begrebet med henvisning til afsnit 9 i ACER's såkaldte *Guidance on the application of REMIT* (http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Other%20documents/4th%20Edition%20ACER%20Guidance%20REMIT.pdf).

Såfremt Forsyningstilsynet vurderer, at der er begrundet mistanke om et brud på REMIT, kan sagen overdrages til politiet med henblik på politimæssig efterforskning. Således politianmeldte det daværende Energitilsyn i foråret 2018 to energiselskaber for mistanke om markedsmanipulation på det nordiske intraday-marked for elektricitet. Det ene af de to selskaber har over for Statsadvokaten for Særlig Økonomisk og international Kriminalitet (SØIK) accepteret at betale en bøde, hvorefter sagen er afsluttet. Sagen vedrørende det andet selskab verserer fortsat hos SØIK²⁸. De nationale regulerende myndigheder i Frankrig og Spanien har i efteråret 2018 givet bøder for overtrædelse af forbuddet mod markedsmanipulation på engrosmarkedet for naturgas. Den franske regulerende myndigheds afgørelse er ifølge Forsyningstilsynets oplysninger blevet indbragt for de franske domstole²⁹, mens afgørelserne truffet af den spanske regulerende myndighed kan påklages³⁰.

Forsyningstilsynet har et tæt samarbejde med regulatorer i de øvrige nordiske lande, i det øvrige EU samt med ACER, når det kommer til markedsovervågning og samarbejdet om konkrete sager. Markederne og dermed også mulighederne for at udøve insiderhandel og markedsmanipulation har ofte en grænseoverskridende karakter. Derfor er en høj grad af koordination nødvendig, bl.a. for at afklare, hvilke(n) regulator(er) der leder en evt. efterforskning og er ansvarlig for sagsbehandling, evt. med bistand fra den anden. Det kan være en sag, hvor en markedsaktør, der er registreret i Danmark, undersøges for mulig markedsmanipulation på det franske reservemarked. Samarbejdet med andre lande og med ACER vedrører tillige politikudvikling og udarbejdelse af vejledninger til elektricitetsbørser, TSO'er, PPATs, markedsaktører m.m.

FORSYNINGSTILSYNETS SAMARBEJDE MED ANDRE DANSKE MYNDIGHEDER

Forsyningstilsynet har tillige et tæt samarbejde med Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen som følge af sammenhængen mellem REMIT-forordningen og konkurrencelovgivningen. Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen er den kompetente myndighed på området for konkurrencereglernes anvendelse. Konkurrenceloven er udformet således, at den søger at ramme alle konkurrencebegrænsninger, som hæmmer effektiviteten i produktion og omsætning af varer og tjenesteydelser på markedet. Sigtet er at fremme konkurrencen og at skabe fri adgang for nye indtrædende virksomheder og fremme en åben og fair konkurrence på engrosenergimarkederne, ligesom REMIT, hvis formål er øget integritet og gennemsigtighed på energiengrosmarkederne.

Når der foregår aktiviteter på engrosmarkederne for energi, der potentielt er ødelæggende for konkurrencen, kan der således være tale om en sag for Forsyningstilsynet under REMIT som et stykke sektorspecifik lovgivning og/eller en sag for Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen under konkurrenceloven. Af REMIT artikel 1, stk. 2, fremgår det, at forordningen ikke berører anvendelsen af konkurrencelovgivningen på de forhold, som er omfattet af REMIT. REMIT og konkurrencelovgivningen er således uafhængige af hinanden, og et forhold kan derfor være i strid med både konkurrenceloven og REMIT, og en eventuel sag kan i princippet blive behandlet af begge myndigheder samtidigt og uafhængigt af hinanden.

²⁸ <http://forsyningstilsynet.dk/tool-menu/kontakt-og-presseinfo/nyheder/enkelt-nyhed/artikel/energi-danmark-betaler-boede-for-at-have-manipuleret-med-elmarkedet/>

²⁹ <https://www.cre.fr/en/News/The-Dispute-Settlement-and-Sanctions-Committee-CoRDIS-imposes-a-penalty-for-market-manipulations-on-the-wholesale-energy-market>

³⁰ <https://www.cnmec.es/node/372518>

Det betyder samtidig, at regulatorerne og konkurrencemyndighederne skal samarbejde med henblik på at sikre en effektiv og sammenhængende efterforskning og håndhævelse af REMIT og konkurrencelovgivningen, jf. REMIT artikel 16, stk. 1. Elforsyningslovens § 83, stk. 2, forpligter Forsyningstilsynet til at gøre Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen opmærksom på forhold, som ifølge tilsynet kan være i strid med konkurrencelovgivningen.

Forsyningstilsynet samarbejder desuden med andre danske myndigheder, jf. herved REMIT artikel 13, stk. 1, der forudsætter, at de nationale regulerende myndigheder udøver deres beføjelser direkte, i samarbejde med andre myndigheder eller ved begæring til de kompetente retlige myndigheder. Samarbejdet vil særligt være de finansielle myndigheder. Forsyningstilsynet er i denne forbindelse forpligtet til at underrette Finanstilsynet ved mistanke om, at der på et eller flere engrosenergimarkeder gennemføres handlinger, der efter de finansielle markedsmisbrugsregler udgør markedsmisbrug.

Mere generelt gælder det at Energistyrelsen, Energinet og Forsyningstilsynet har kvartalsvise møder med vedrørende Energinets sektoransvar og om emner og sager af relevans for såvel Energistyrelsen, Energinet og Forsyningstilsynet.

REMIT artikel 16, stk. 1, forpligter Forsyningstilsynet til at samarbejde med andre nationale regulerende myndigheder på regionalt plan.

2.4 OM KONKURRENCEREGLERNE OG STATSSTØTTE

Energinets indkøb af reserver foretages inden for rammerne af bl.a. konkurrencereglerne³¹, der gælder for erhvervsvirksomhed og indeholder to centrale forbud: Et forbud mod konkurrencebegrænsende aftaler mellem virksomheder m.v., jf. konkurrencelovens § 6, stk. 1, og et forbud mod, at virksomheder misbruger deres dominerende stilling, jf. konkurrencelovens § 11.

Konkurrenceloven har direkte hjemmel i TEUF og er derfor *lex superior* i forhold til REMIT, såfremt der er tale om samhandlingspåvirkning, der vil henføre forholdet under EU-konkurrencereglerne³².

I tillæg til forbudsbestemmelsen i TEUF artikel 107, der angår offentlig støtte med fællesskabspåvirkning, indeholder konkurrencelovens § 11 a et forbud mod konkurrenceforvridende offentlig støtte. Efter denne bestemmelse kan Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen påbyde, at offentlig støtte skal tilbagebetales, når støtten direkte eller indirekte har til formål eller til følge at forvride konkurrencen og ikke er lovlig i henhold til offentlig regulering. Ved vurderingen af, hvorvidt der er tale om offentlig støtte om en acceptabel kompensation for en ydelse, lægger Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen som kompetent myndighed på området vægt på, hvorvidt den offentlige part har handlet på almindelige markedsvilkår.

Som indkøber skal Energinet ud over reglerne om konkurrenceforvridende offentlig støtte således være opmærksom på reglerne om statsstøtte, f.eks. i relation til indkøb af reserver.

Kommissionen er kompetent myndighed med hensyn til håndhævelse af statsstøtte-reglerne. Statsstøttesekretariatet under Erhvervsministeriet er rette ressortmyndighed her i landet vedrørende statsstøtteretlige forhold.

³¹ Se fodnote 16.

³² TEUF artikel 101, 102 og 107.

Det er i forbindelse med prissætningen af de ydelser, som Energinet indkøber på markedet for reserver, at reglerne om konkurrenceforvridende, offentlig støtte eller statsstøttereglerne kan komme i spil. Den situation, hvor Energinet som enekøber køber ind i markeder, hvor tallet af udbydere er lavt, kan her være særlig relevant. Den pris, der kan nås til enighed om Energinet og leverandør imellem, skal være en pris, der følger markedsprissætningen.

En ændring af elforsyningsloven, der trådte i kraft den 1. juli 2018³³, regulerer den situation, hvor der kun er én virksomhed, der tilbyder energi og andre ydelser til at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningsvirksomhed, og hvor Energinet således ikke kan anvende markedsbaserede metoder, jf. elforsyningslovens § 27 a, stk. 2, 1. pkt., omtalt ovenfor i afsnit 2.3.

BOKS 3 | EKSEMPEL PÅ STATSSTØTTEPROBLEMATIK

I efteråret 2016 foretog Energinet erstatningsindkøb i forbindelse med revision af en blok på Kyndbyværket, der normalt leverer en del af de manuelle reserver i DK2. Priserne i disse auktioner var meget høje, ligesom Energinet grundet mangel på mFRR-kapacitet måtte beordre et kraftværk i drift i starten af revisionsperioden.

I en situation som denne, hvor prisen for Energinets køb ikke er bestemt, og hvor der er et fåtal af udbydere, kan der opstå spørgsmål vedrørende reglerne om konkurrenceforvridende offentlig støtte eller statsstøtte.

Problemstillingen er ligeledes relevant i forhold til den situation, hvor alene én virksomhed tilbyder de ydelser, som Energinet skal anskaffe for at opretholde det fastsatte niveau for elforsynings sikkerhed, jf. elforsyningslovens § 27 a, stk. 2, der trådte i kraft den 1. juli 2018.

KONKURRENCELOVENS FORBUD MOD MISBRUG AF DOMINERENDE STILLING

Når det gælder konkurrencelovens forbud mod misbrug af dominerende stilling, jf. konkurrencelovens § 11, stk. 1, er det væsentligt at være opmærksom på, at det ikke i sig selv er i strid med konkurrenceloven, at en virksomhed er dominerende eller har monopol. En virksomhed, der er dominerende, er dog underlagt en særlig forpligtelse til ikke at skade konkurrencen ved sin adfærd.

Der er to betingelser, der skal være opfyldt, før forbuddet mod misbrug af dominerende stilling er opfyldt: For det første skal virksomheden besidde en dominerende stilling på det relevante marked. For det andet skal den dominerende stilling misbruges, hvilket kan ske på forskellige måder.

Vurderingen af om der er tale om misbrug af dominerende stilling skal således være en konkret vurdering under hensyntagen til hver enkelt sags konkrete omstændigheder. Indikatorer, som fx dem, der er anvendt i konkurrenceanalysen nedenfor i kapitel

³³ Elforsyningslovens § 27 a, stk., 2, 2. pkt., og systemansvars bekendtgørelsens §§ 22-22 a.

6, kan således give et fingerpeg, om der er grundlag for at undersøge et forhold nærmere. Indikatorerne kan dog ikke uden videre danne baggrund for at konkludere, at der er tale om en overtrædelse af forbuddet mod misbrug af dominerende stilling.

2.5 SAMMENFATNING OG ANBEFALINGER

SAMMENFATNING

Forsyningstilsynet skal sikre et stærkt og effektivt tilsyn med forsyningssektorerne og navnlig sikre forbrugernes interesser i forsyningssektorerne ved at arbejde for høj effektivitet, lavest mulige forbrugerpriser på kort og lang sigt, en sikker og stabil forsyning samt en omkostningseffektiv teknologiudvikling og en omkostningseffektiv grøn omstilling. Forsyningstilsynet skal tilrettelægge sin drift og opgavevaretagelse med henblik på bl.a. at skabe effektive integrerede markeder for forsyning i overensstemmelse med national lovgivning og EU-regulering.

I alle EU-medlemsstater skal der udpeges en uafhængig regulator, der bl.a. skal tjene til at sikre udviklingen af konkurrencebaserede regionale markeder og sikre passende betingelser for en effektiv og pålidelig drift af elektricitetsnettene. I Danmark er den uafhængige regulator Forsyningstilsynet.

Forsyningstilsynet har opgaven med at godkende de metoder, som Energinet anvender til at varetage sin funktion med opretholdelse af systemansvaret. Forsyningstilsynet skal også godkende de andre metoder, som Energinet anmelder enten nationalt, regionalt eller på EU-niveau. Forsyningstilsynet skal godkende en metode, før Energinet kan anvende den.

Det er ikke entydigt defineret i lovgivningen, hvad der forstås ved en metode. I sin vurdering af, om der er tale om en metode, lægger Forsyningstilsynet afgørende vægt på "metodens" indvirkning på markedet. Må der forudses en vis indvirkning på markedet, betragter Forsyningstilsynet det som en metode. Metodebegrebet indeholdt i elforsyningsloven omfatter balanceydelse, dvs. ydelser, som Energinet erhverver for at opretholde balance mellem forbrug og produktion for dermed at opretholde systemsikkerheden.

Energinets længerevarende kontrakter om brug af reservekapacitet vil efter Forsyningstilsynets opfattelse kunne indeholde godkendelsespligtige metoder. Det skyldes, at Energinet ved at indgå sådanne kontrakter, der typisk er af en vis beløbsstørrelse og af en vis varighed, fastlægger designet af den del af markedet, som kontrakten omhandler. Forsyningstilsynet forudsætter derfor, at Energinet orienterer Forsyningstilsynet om sådanne aftaler og som led heri vurderer, om aftalerne indeholder metoder, som Forsyningstilsynet vil skulle godkende i medfør af elforsyningsloven, inden Energinet gennemfører et udbud forud for indgåelsen af en sådan længerevarende kontrakt.

Forsyningstilsynet skal godkende, at en anmeldt metode er i overensstemmelse med elforsyningsloven eller anden relevant lovgivning, der fastlægger, hvilke krav der gælder med hensyn til metoden. Kompetencen, ansvaret og bevillingen til at udvikle og anmelde metoder ligger hos Energinet og ikke hos tilsynet.

Forsyningstilsynet forventer, at Energinets metodeanmeldelser indeholder en redegørelse for, hvorfor metoden anmeldes, og for metodens nødvendighed samt Energinets vurdering af de konsekvenser, som metoden forventes at have. Det være sig både økonomisk og mht. adgangen for aktørerne til at deltage på markederne.

Forsyningstilsynet vurderer som led i sin behandling af en metodeanmeldelse, om andre end Energinet har en sådan væsentlig og individuel interesse i sagen, at de er parter i sagen i forvaltningsretlig forstand. Energinet er part i sagen, i og med, at Energinet indgiver anmeldelsen og dermed initierer sagsbehandlingen.

Energinets og Forsyningstilsynets høringer af sagens parter og andre aktører kan siges at "drive" Forsyningstilsynets sagsbehandling i metodesager. Det skyldes, at aktørerne typisk besidder en specifik viden om konsekvenserne af metoderne, som Forsyningstilsynet inddrager i sin sagsoplysning og øvrige sagsbehandling, uanset om Forsyningstilsynet i den konkrete sag betragter den enkelte aktør som part i forvaltningsretlig forstand eller ej. Derfor sker mange af høringerne på Forsyningstilsynets hjemmeside.

Forsyningstilsynet er kompetent myndighed i forhold til håndhævelsen af forordningen om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkedene (REMIT). Forsyningstilsynet skal sørge for, at der sker overholdelse af forbuddene i REMIT mod insiderhandel og markedsmanipulation og af forpligtelsen til at offentliggøre intern viden. Som led i dette arbejde har Forsyningstilsynet anmeldt to energiselskaber til Statsadvokaten for Særlig Økonomisk og Internationale kriminalitet (SØIK) pga. en begrundet mistanke om overtrædelse af forbuddet mod markedsmanipulation på intraday engrosmarkedet for el. Den ene af de to sager er afsluttet med, at selskabet har accepteret at betale en bøde. Den anden sag verserer fortsat hos SØIK.

REMIT finder også anvendelse på reservemarkederne og har en tæt sammenhæng med konkurrencelovgivningen.

Et stort antal handler på engrosenergimarkedene formidles af personer, der som led i deres erhverv gennemfører transaktioner med engrosenergiprodukter. Efter REMIT er der tale om såkaldte "PPATs" (persons professionally arranging transactions).

PPATs skal etablere og opretholde effektive ordninger og procedurer til at identificere overtrædelser af forbuddene i REMIT mod insiderhandel eller markedsmanipulation og skal overvåge handelsaktiviteter på deres markeder. Som led heri kan en PPAT skulle indhente oplysninger hos en markedsaktør. Hvis en PPAT har en begrundet mistanke om, at en transaktion er i strid med de ovennævnte forbud, skal denne PPAT i medfør af REMIT underrette den relevante nationale regulerende myndighed, der herefter har til opgave at undersøge mulige overtrædelser af REMIT.

Forsyningstilsynet vurderer, at Energinet er PPAT på markederne for reservekapacitet for el.

OPFØLGNING

Markedet for reserver er bl.a. kendetegnet ved en forholdsvis stor kompleksitet med hyppige metodeændringer, både nationalt, regionalt og på EU-niveau og dermed også med forskellige processer for metodeudarbejdelse og -godkendelse. Markedsaktørerne spiller en vigtig rolle i vurderingen af konsekvenserne af metoderne. Samtidig har aktørerne peget på, at det kan være udfordrende at følge med i disse hastige udviklingsprocesser og bidrage til de høringer, der gennemføres som led heri.

- Forsyningstilsynet vil gennem en informationsindsats (offentlige høringer, oplæg) fortsat understøtte, at aktørerne har mulighed for aktivt at bidrage i forbindelse med udarbejdelsen af metoder, hvad enten der er tale om sager efter elforsyningsloven eller EU-netværksretningslinjerne.

3 DET DANSKE ELSYSTEM OG FORSYNINGSSIKKERHED

I dette kapitel beskrives grundlæggende forhold om det danske elsystem, herunder de væsentlige forskelle, som findes mellem Vest- og Østdanmark (hhv. DK1 og DK2). Centrale begreber i forhold til forsyningssikkerhed introduceres: Systemtilstrækkelighed og systemsikkerhed. Endelig indeholder kapitlet en beskrivelse af nye teknologier, såsom batterier, af betydning for indretningen af reservemarkederne.

3.1 DET DANSKE ELSYSTEM

Det danske elsystem er velfungerende, har en høj forsyningssikkerhed og en forholdsvis stor andel af vedvarende energi og med en nyligt indgået politisk aftale mellem alle partierne i Folketinget om en fortsat stigende andel³⁴.

Siden 2014 har over halvdelen af elproduktionen i Danmark været baseret på vedvarende energi³⁵. Elsystemet er stærkt forbundet og tæt integreret med vores nabolande. Et særligt aspekt ved det danske elsystem er, at DK1 og DK2 adskiller sig ved, at de hver især er en del af to forskellige, synkrone elsystemer. DK2 er en del af det nordiske system, mens DK1 er en del af det kontinentale system i Europa. Dette betyder, at der er forskellige tekniske krav til drift af elsystemet i DK1 og DK2. DK1 og DK2 blev fysisk sammenkoblet med den elektriske Storebæltsforbindelse i 2010.

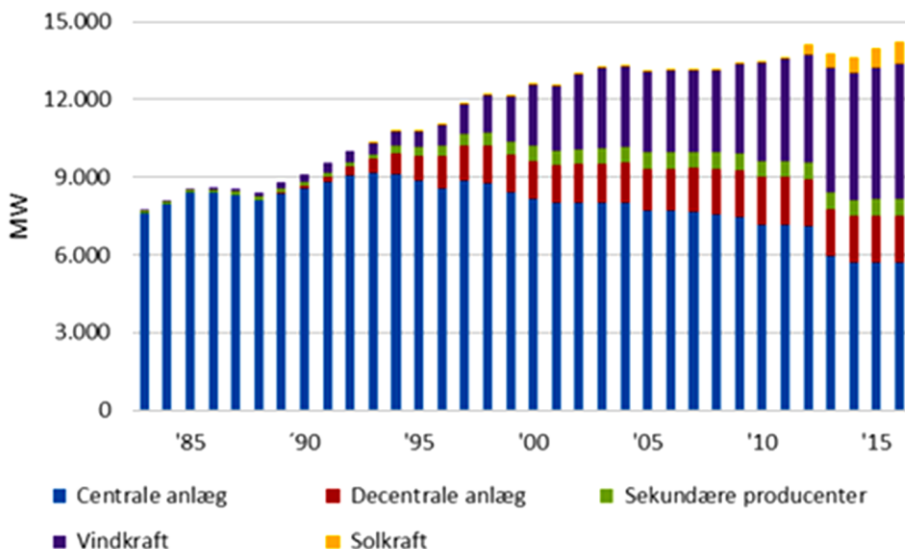
PRODUKTIONSKAPACITET OG FORBRUG

Historisk set har elforsyningen været domineret af få store, brændselsfyrede kraftværker. Tilbage i 1960'erne var kraftværkerne oliefyrede, men efter oliekrisen i 1970'erne blev elforsyningen over en ret kort årrække omstillet til kul. Siden 1990'erne er der sket en ændring af elproduktionskapaciteten ved en betydelig udbygning med decentrale kraftvarmeanlæg, primært baseret på naturgas, og med vind- og solkraft. Udviklingen i produktionskapacitet fremgår af figuren nedenfor. Det fremgår af Figur 1, at kapaciteten på de centrale kraftværker er faldet markant, mens de mindre produktionsanlæg har øget kapaciteten betragteligt. I perioden fra 1990 til 2016 er elforbruget steget med 9 pct.

³⁴ <https://efkm.dk/media/12222/energiaftale2018.pdf>

³⁵ Energistyrelsen (2017): Energistatistik 2016.

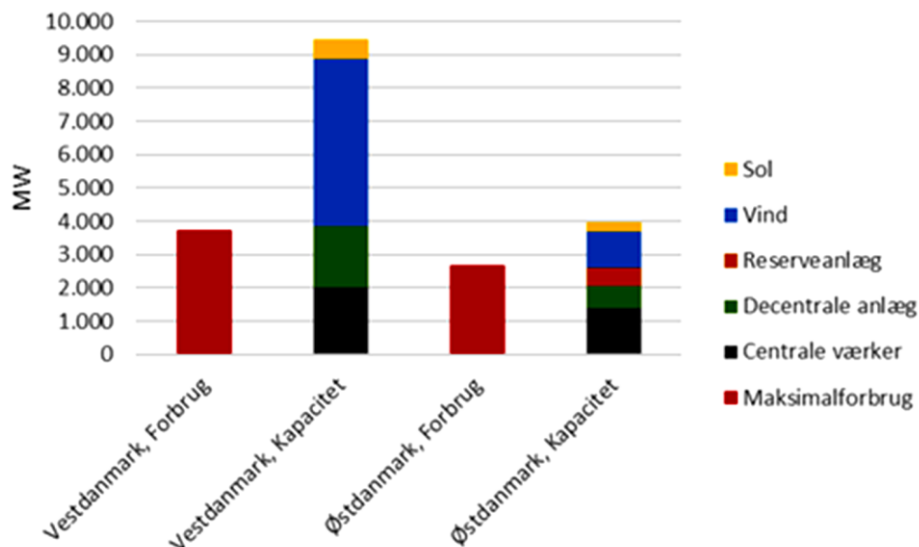
FIGUR 1 | UDVIKLING I DANSK ELPRODUKTIONSKAPACITET FRA 1983 TIL 2016



Kilde: Energistyrelsens Energistatistik 2016.

Der er væsentlige forskelle på elsystemerne i DK1 og DK2. Figur 2 nedenfor viser det maksimale forbrug og produktionskapaciteten i de to områder uden medregning af interkonnektorer. Det fremgår, at der er betydeligt mere produktionskapacitet på særligt decentrale anlæg og vindkraft i DK1. I DK1 er det endvidere sådan, at kapaciteten på centrale og decentrale anlæg er tilstrækkeligt til at dække maksimalforbruget, mens dette ikke er tilfældet for DK2. I DK2 er der fortsat en betydelig kapacitet på egentlige reserveanlæg, såkaldte spidslastanlæg, dvs. anlæg, som ikke er designet til mange driftstimer (Kyndbyværket og Masnedøværket), mens dette ikke er tilfældet i DK1.

FIGUR 2 | FORBRUG OG PRODUKTIONSKAPACITET, 2017

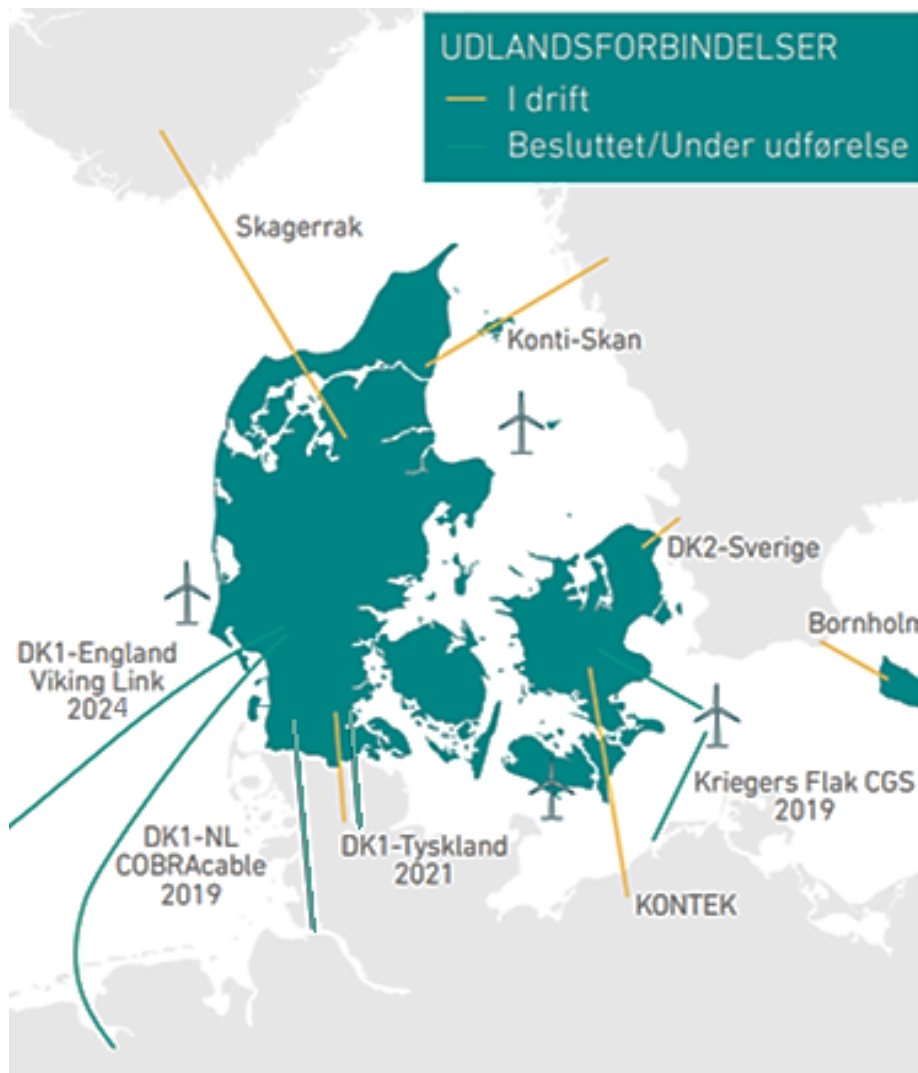


Kilde: Energinet (2017): Analyseforudsætninger.

SAMMENKOBLING MED NABOLANDE

Danmark er tæt sammenkoblet med nabolandene via en række transmissionsforbindelser, og disse vil blive udbygget i de kommende år. Dermed er det danske elsystem meget afhængig af, hvad der sker i vores nabolande. Det gælder såvel de øvrige nordiske lande, som er domineret af vandkraft som Kontinental Europa (særligt Tyskland), som i højere grad er domineret af termiske kraftværker – men med en stor tilgang af vind- og solkraft i de seneste år. Figuren nedenfor giver et overblik over eksisterende forbindelser og over de forbindelser, som er besluttet og under etablering, eller som undersøges.

FIGUR 3 | UDLANDSFORBINDELSER.



Kilde: Energinet (2017): Systemplan.

Note: Figuren er opdateret af Forsyningstilsynet.

Figur 3 giver et overblik over den kapacitet, som er til rådighed for overførsel af el til hhv. DK1 og DK2. Det ses, at den samlede importmulighed svarer nogenlunde til det maksimale forbrug. Igen er der ret store forskelle mellem de to områder, idet transmissionsforbindelserne til DK1 har væsentligt højere kapacitet end til DK2. Dette vil endda forstærkes i de kommende år, når Cobra (700 MW) og senere Viking Link (1.400 MW) etableres, og når forbindelsen mellem DK1 og Tyskland øges til 2.500 MW i 2021 og videre til 3.500 MW i 2024³⁶. For DK2 øges kapaciteten til sammenligning med 400 MW, når forbindelsen til Tyskland via Kriegers Flak forventes at være etableret i 2019.

³⁶ Ifølge Energinets Analyseforudsætninger 2017.

Forbindelsen af elsystemet i Danmark med systemet og markederne i nabolandene giver gode muligheder for udveksling af reserver, hvilket er fordelagtigt både ud fra et forsyningsikkerhedssynspunkt og ud fra et afsætningssynspunkt – så meget desto mere som følge af det tættere samarbejde i Norden og EU om udveksling af reserver omtalt nedenfor i kapitel 4.3 og 7.

TABEL 1 | NUVÆRENDE TRANSMISSIONSKAPACITET TIL DANMARK OG MELLEM VEST- OG ØSTDANMARK. ENERGINET (2017): ANALYSEFORUDSÆTNINGER

Forbindelse	Retning	Nominel kapacitet
Den elektriske Storebæltsforbindelse	DK1 → DK2	590 MW
(Vestdanmark – Østdanmark)	DK2 → DK1	600 MW
Skagerak-forbindelsen	DK1 → NO2	1.632 MW
(Vestdanmark – Norge)	NO2 → DK1	1.632 MW
Kontiskan-forbindelsen	DK1 → SE3	740 MW
(Vestdanmark - Sverige)	SE3 → DK1	680 MW
Øresundsforbindelsen	DK2 → SE4	1.700 MW
(Østdanmark – Sverige)	SE4 → DK2	1.300 MW
Vestdanmark – Tyskland	DK1 → DE	1.780 MW
	DE → DK1	1.500 MW
Kontek-forbindelsen	DK2 → DE	585 MW
(Østdanmark – Tyskland)	DE → DK2	600 MW
Under udførelse		
Vestdanmark – Holland	DK1 → NL	700 MW
(COBRA Cable – forventet 2019)	NL → DK1	700 MW
Vestdanmark – Tyskland	DK1 → DE	860 MW
(Kassø-Frøslev – forventet 2021)	DE → DK1	1.000 MW
Østdanmark – Tyskland	DK2 → DE	400 MW
(Kriegers Flak – forventet 2019)	DE → DK2	400 MW
Vestdanmark – Tyskland	DK1 → DE	500-1.000 MW
(Endrup-grænsen – forventet 2024)	DE → DK1	500-1.000 MW
Vestdanmark – England	DK1 → EN	1.400 MW
(Viking link – forventet 2024)	EN → DK1	1.400 MW

Kilde: Nord Pool Spot og Energinet.dk³⁷.

Note: Nominel transmissionskapacitet er den kapacitet, der maksimalt kan udveksles på forbindelsen.

3.2 FORSYNINGSSIKKERHED

I afsnit 2.2 er redegjort for lovgivningen omkring forsyningsikkerhed.

Danmark har de seneste år haft en meget høj grad af forsyningsikkerhed (99,995 af tiden i 2017, svarende til at en gennemsnitsforbruger har haft knap 25 minutters afbrud af elforsyningen)³⁸. Når forbrugere er blevet afbrudt, har det typisk været lokale problemer, fx fejl i distributionsnettet, som kun har berørt en mindre gruppe forbrugere – og

³⁷ <http://energinet.dk/DA/ANLAEG-OG-PROJEKTER/Anlaegsprojekter-el/Sider/default.aspx>.

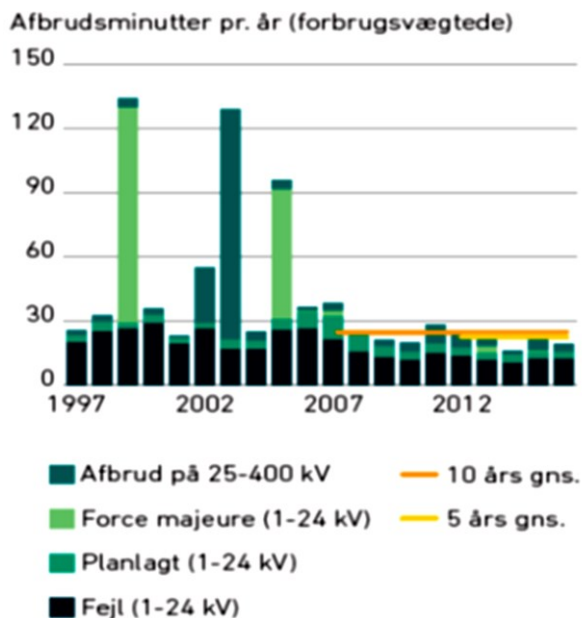
³⁸ Energinet: Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2018: <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2018/06/08/Redegørelse-for-elforsyningsikkerhed-2018>.

ofte er strømmen på plads igen efter kort tid. Figur 4 nedenfor viser, at længere forsyningssvigt kun meget sjældent skyldes fejl i det overliggende elnet.

Det høje antal afbrudsminutter i 1999 og 2005 skyldes storme, som har ført til fejl i distributionsnettene. Kabellægning af distributionsnettene, som er gennemført i de senere år, medvirker til at reducere denne type fejl.

En fejl i 2002 i det vestdanske eltransmissionsnet medførte højere afbrudsminutter end gennemsnitligt. I 2003 skete en fejl i det svenske elnet, som forplantede sig til det østdanske elnet og førte til blackout, dvs. et fuldstændigt nedbrud af elsystemet.

FIGUR 4 | AFBRUDSSTATISTIK FOR DANMARK 1997-2017



Kilde: Energinets redegørelse for elforsyningssikkerhed 2017, baseret på Dansk Energis afbrudsstatistik.

BOKS 4 | BLACKOUTS

På millisekunder kan millioner af forbrugere miste strømmen – og det kan tage timer at genoprette den. Historien indeholder eksempler på omfattende blackouts. I 2003 var der fx omfattende blackouts i Sverige/Danmark, i USA og i Italien. Millioener af forbrugere mistede strømmen fra 3 til 16 timer. Konsekvenserne, herunder økonomisk, af sådanne blackouts – den såkaldte value of lost load, VOLL – kan være meget omfattende, idet meget produktion, transport, servicefunktioner, ofte vil være afhængig af en høj forsyningsikkerhed. Der vil i mange tilfælde ikke have nødstrømsforsyning til at kunne håndtere længerevarende forsyningssvigt. Kun helt særlige forbrug, som hospitaler, lufthavne, og IT-centre vil typisk have nødstrømsanlæg³⁹.

Energinet planlægger driften af elsystemet, så de kan klare den mest kritiske fejl, uden at dette betyder, at forbrugere mister strømmen. Energinet indkøber reserver, så systemet efter en stor fejl, hurtigt skal bringes tilbage til sikker drift.

I analyser af forsyningsikkerhed anvendes to centrale begreber:

- Systemtilstrækkelighed, dvs. om elsystemet kan dække elforbruget. Dette omhandler bl.a. mængden af kapacitet i form af produktion og transmission set i forhold til elforbruget i de enkelte timer.
- Systemsikkerhed, dvs. om elsystemet kan håndtere pludselig opståede fejl. Systemsikkerheden opnås med en sikker planlagt drift af elsystemet og ved at TSO'en råder over tilstrækkelige reserver.

Reserver (reservekapacitet og reserveenergi) anvendes primært til at håndtere systemsikkerheden, men visse reserver anvendes også til at håndtere andre ubalancer, fx de afvigelser mellem planlagt og faktisk drift som skyldes den manglende forudsigelighed af vind- og solkraft. Denne funktion har en stigende betydning med den stigende mængde vind og sol i systemet. Håndtering af uforudsigelighed sker ved at udvikle gode systemer til prognoser og monitorering af den aktuelle balance.

3.3 SYSTEMTILSTRÆKKElighed

Systemtilstrækkelighed handler om, at der er tilstrækkelig produktionskapacitet og netkapacitet til at tilfredsstille efterspørgslen.

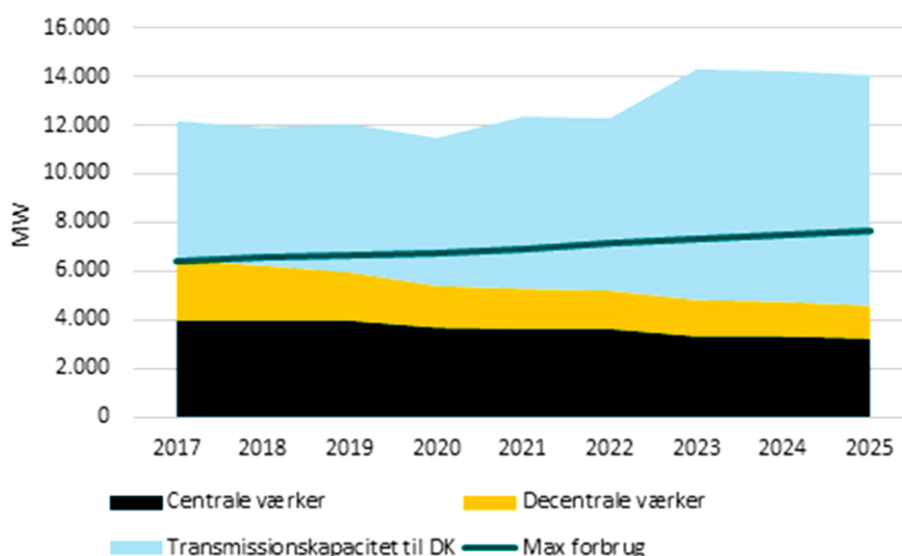
Der har ikke i nyere tid været eksempler på, at forbrugere i Danmark er blevet afbrudt, fordi der ikke var tilstrækkelig produktionskapacitet.

Systemtilstrækkeligheden påvirkes af driftssikkerheden af de enkelte elementer i elsystemet, fx sandsynligheden for, at kraftværker og transmissionsforbindelser falder ud. Energinet anvender i stigende grad sandsynlighedsbaserede metoder til at beregne systemtilstrækkeligheden. Således har både Energinet og Energistyrelsen udviklet regnemodeller, som ved indregning af mange tusinde, mulige driftssituationer kan anvendes til at vurdere den fremtidige effekttilstrækkelighed.

³⁹ Se fx Energistyrelsen (2012): Vejledning til offentlige institutioner om nødstrøm - Sådan sikrer du dig! Og Ea Energianalyse (2008): Nødstrømsanlæg i statslige og regionale institutioner.

Danmark har historisk været i stand til at dække maksimalforbruget med egne kraftværker. Figur 5 nedenfor viser, at balancen netop i disse år skifter, således at Danmark er afhængig af import i en såkaldt 10-års vinter, dvs. en kold vinter, som gennemsnitligt forekommer hvert 10. år⁴⁰. Kapaciteten på de termiske kraftværker kan ikke længere dække maksimalforbruget.

FIGUR 5 | KAPACITETSBALANCE FOR DANMARK. VINDMØLLER OG SOLCELLER ER IKKE MEDTAGET⁴¹



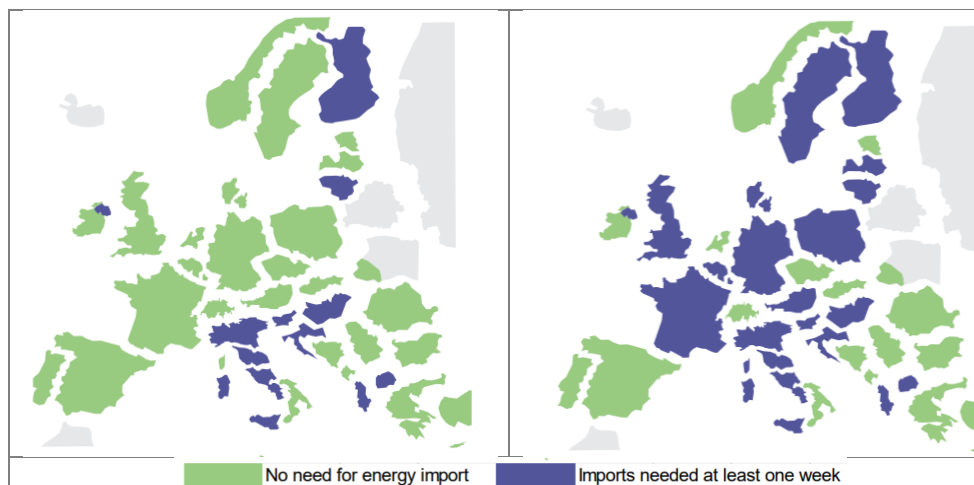
Kilde: Energinet (2017): Analyseforudsætninger.

Når forsyningssikkerheden er afhængig af import, er det vigtigt, om der er kapacitetsoverskud i nabolandene. Ligeledes er det vigtigt, at det er en høj tilgængelighed på udlandsforbindelserne, og at de udnyttes effektivt i de forskellige markeder. På europæisk plan gennemføres løbende analyser af forsyningssikkerheden. Således udgiver ENTSO-E løbende de såkaldte Summer Outlook og Winter Outlook, der vurderer forsyningssikkerheden på kort sigt, ligesom at de udgiver deres "Scenario Outlook and Adequacy Forecast", som vurderer forsyningssikkerheden på lidt længere sigt. Figuren nedenfor viser kapacitetsbalancen for EU under henholdsvis en normal (2-års vinter) og en meget kold vinter (20-års vinter). Det ses, at både Danmark og en række nabolande er afhængig af import under den kolde vinter.

⁴⁰ En 10-års vinter er den kolde vinter, som optræder med 10 pct. sandsynlighed. Lav temperatur resulterer typisk i højt elforbrug.

⁴¹ Maksimumforbruget er summen af maksimumforbruget i DK1 og DK2. Det antages således, at maksimumforbruget sker i samme time. Der er 5.240 MW vindkraft i 2017, stigende til 7.441 MW i 2025. Solceller: 852 MW i 2017 og 1.162 MW i 2025.

FIGUR 6 | NATIONAL ADEQUACY UNDER EN NORMAL VINTER (VENSTRE) OG EN MEGET KOLD VINTER (HØJRE). DEN KOLDE VINTER SVARER TIL EN 20-ÅRS VINTER – UDEN MEGET VIND



Kilde: ENTSO-E (2018): 2017/2018 Winter outlook.

Energinet⁴² peger i sin seneste redegørelse for elforsyningssikkerheden på, at analyser af effekttilstrækkeligheden i Danmark frem mod 2030 fortsat viser, at DK2 har risiko for effektmangel og anfører, at dette bl.a. hænger sammen med mindre indenlandsk el-produktionskapacitet samt mindre udvekslingskapacitet end i DK1, hvor analyserne viser en risiko på mindre end ét effektminut pr år. Energinet vil ansøge om brug af strategiske reserver til at afhjælpe situationen i DK2⁴³.

3.4 SYSTEMSIKKERHED

Hvor tilstrækkelighed kan siges at dække den statiske forsyningssikkerhed, så er systemsikkerhed den dynamiske forsyningssikkerhed. Systemsikkerhed er systemets evne til at håndtere en pludselig opstået fejl, uden at det – i værste fald – udvikler sig til et blackout.

Sikker drift betyder, at systemet altid kan tåle en stor fejl. Den dimensionerende fejl er 1.200 MW i det nordiske system og 3.000 MW i det centraleuropæiske system. Analyser af sikker drift kaldes N-1-analyser, jf. kapitel 7.3.

Under sikker drift belastes transmissionslinjerne således kun til et punkt, hvor det samlede net kan klare det ekstra flow, som ville optræde efter en stor fejl. En central opgave i driften af elsystemet er således hele tiden at overvåge, hvilke fejl som kan være kritiske, og sikre, at driften er således, at de kritiske fejl kan ske, uden at forbrugere mister forsyning.

Til håndtering af store fejl aktiveres reserveenergi. Den hurtigste reserve aktiveres på under 30 sekunder og bringer elsystemet i balance. Disse reserver er automatiske og

⁴² Energinet (2018): Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2018, side 22.

⁴³ <https://energinet.dk/Om-nyheder/Nyheder/2018/06/06/Energinet-vil-soege-om-midlertidig-strategisk-reserve-i-Oestdanmark>.

aktiveres, når frekvensen falder (eller stiger). De aktiveres overalt i det synkrone område – og således ikke præcis, hvor fejlen skete. Den hurtigste reserve afløses af andre automatiske reserver, som er lidt langsommere, men som aktiveres i det område, hvor fejlen skete (hvor der mangler effekt). Endelig aktiveres manuel reserveenergi (også kaldet regulerkraft) til at frigøre de automatiske reserver.

Når en stor fejl er sket, så er det vigtigt hurtigt at bringe systemet tilbage i sikker tilstand ved brug af reserver, inden den næste store fejl kan indtræffe.

3.5 NYE TEKNOLOGIER TIL LEVERING AF RESERVER

Traditionelt er reserverne (kapacitet og energi) i elsystemet blevet leveret af termiske kraftværker eller af vandkraftværker via transmissionsforbindelser fra Norge og Sverige. Automatiske reserver leveres af produktionsanlæg i drift, mens de manuelle reserver også kan leveres ved opstart af hurtigstartende kraftværksteknologier som gasturbiner eller motoranlæg. Opregulering kan helt generelt enten leveres ved at øge elproduktionen eller mindske elforbruget. Modsat leveres nedregulering helt generelt ved enten at reducere elproduktionen eller øge elforbruget.

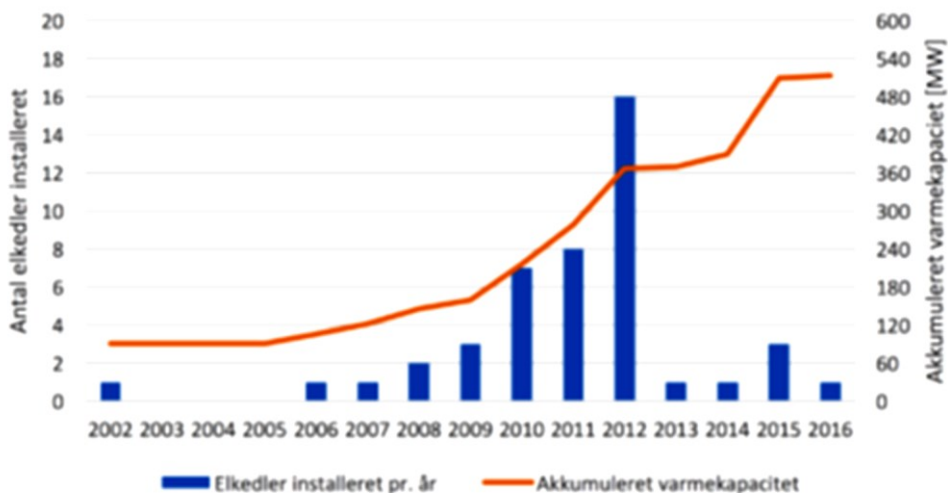
Et væsentligt udviklingsperspektiv for reservemarkedet er muligheden for at inddrage nye teknologier. Det vil i større grad være de balanceansvarlige aktører, herunder de såkaldte aggregatorer, dvs. balanceansvarlige aktører, som ikke selv ejer hele deres portefølje, som vil skulle inddrage de nye teknologier på en effektiv facon. Fire eksempler på teknologier i markedet, som er af nyere karakter og som på længere sigt har potentiale:

- Elkedler i fjernvarmesystemer
- Nedregulering fra vindmøller
- Elbiler og stationære batterier
- Stationære el-lagre

ELKEDLER I FJERNVARMESYSTEMER

Et særkende ved det danske energisystem er, at godt halvdelen af opvarmningen sker med fjernvarme. Fjernvarme produceres overvejende på kraftvarme- og kedelanlæg, men i de senere år har flere fjernvarmeværker også installeret elkedler til fjernvarmeproduktion. Nedenstående Figur 7 viser udviklingen i kapacitet på elkedlerne i Danmark i perioden 2002-2016.

FIGUR 7 | UDBYGNING MED ELKEDLER I PERIODEN 2002-2016



Kilde: "DREJEBOG – Elkedel. Etablering af elkedler i fjernvarmen", grøn energi, 2017.

Elkedler kan udnyttes til et bedre samspil mellem fjernvarme- og elsystemerne, idet elkedlerne fleksibelt kan anvende el og producere varme. Da de fleste fjernvarmesystemer indeholder lagerkapacitet i form af ståltanke, er varmeproduktionen og dermed anvendelsen af elkedlerne fleksibel, da produktionen ikke nødvendigvis skal følge varmebruget.

Elkedler kan aktiveres meget hurtigt (hvilket øger elforbruget og dermed bidrager som nedregulering), og derfor har elkedlerne mulighed for at levere både primær, sekundær og tertiær reserve. For at kunne levere opregulering (altså mindske elforbruget og dermed slukke elkedlen) er det dog et krav, at elkedlen er i drift og leverer varme, hvilket sjældent er attraktivt, da varmeproduktion på en elkedel er betydeligt dyrere end på de øvrige, tilgængelige varmeproduktionsteknologier (hvorvidt elkedlen er i drift afhænger af spotprisen). Derfor anvendes elkedler overvejende til nedregulering.

Aktuelt udgør elkedler en væsentlig del af de primære reserver for nedregulering i DK1. Elkedlerne aftager strøm, når frekvensen er høj, og der er brug for nedregulering i DK1. Udvikling af anvendelsen af elkedler til nedregulering har medvirket til at nedbringe omkostningerne til primær nedregulering i DK1.

NEDREGULERING FRA VINDMØLLER

Vindmøllers produktion følger i sagens natur den aktuelle vindhastighed på vindmøllens lokalitet, og vindmøller kan derfor ikke på samme måde som termiske kraftværker regulere produktionen op eller ned efter behovet i elsystemet. Det er imidlertid muligt at nedregulere eller stoppe produktionen fra vindmøller i perioder med vind. Hvis møllen skal stoppes, sender vindmølleoperatøren et kontrolsignal til vindmøllen. På en moderne mølle standses møllen ved at dreje vingerne ud i 90 grader, hvilket bringer hastigheden ned, hvorefter møllen kobles fra nettet. Dermed kan vindmølleejere tilbyde nedregulering i markedet for mFRR reserveenergi (regulerkraftmarkedet), men det kan naturligvis kun ske i timer, hvor vindmøllen forventes at producere. For ældre møller kræver løsningen en teknisk opdatering af selve møllen.

For 2017 har Energinet opgjort, at danske aktører (termiske anlæg, vindmøller og el-kedler) leverede ca. 781 GWh nedregulering ved aktivering i regulérkraftmarkedet. Heraf blev ca. 14 pct. leveret ved nedregulering af elproduktion fra vindmøller⁴⁴. Således spiller vindmøller en ret vigtig rolle for nedregulering og har medvirket til, at behovet for manuel reservekapacitet (mFRR-kapacitet) til nedregulering kun opstår sjældent.

ELBILER OG STATIONÆRE BATTERIER

Batterier kan også bidrage med leverance af ydelser i reservemarkederne (for både kapacitet og energi). Der er dog endnu kun begrænset praktisk erfaring hermed i det danske marked, men anvendelsen af batterier kan komme til at spille en større rolle i reservemarkederne i fremtiden. Dette gælder både batterier i elbiler og stationære batterier. Der gennemføres i øjeblikket forskellige forsøg med anvendelse af batterier som reserver. Teknisk set kan batterier reagere hurtigt og automatisk og levere både op- og nedregulering, så batterierne kan indgå med leverance af alle tre typer af reserver (FCR, aFRR, mFRR).

Energinet har samlet erfaringer fra flere af disse forsøg i rapporten ”Evaluering – Pilotprojekter. Nye teknologier i markedet for systemydelser” fra maj 2018⁴⁵. I rapporten beskrives bl.a. tre pilotprojekter med anvendelse af batterier til levering af reserver.

STATIONÆRE EL-LAGRE

Andre typer af stationære energilagre kan på længere sigt ligeledes vise sig aktuel i forhold til levering af alle tre typer af reserver (FCR, aFRR, mFRR) på lige fod med batterier. Det er derfor vigtigt, at Energinet får udarbejdet metoder som tillader aktører at deltage i reservemarkedet uanset teknologi, som måtte ligge til grund for det stationære el-lager. Stationære el-lagre kunne eks. være baseret på følgende teknologier:

- Termiske el-lagre
- Pumpekraft
- CAES (Compressed Air Energy Storage)

3.6 SAMMENFATNING, OPFØLGNING OG ANBEFALINGER

SAMMENFATNING

Danmark har de seneste år haft en meget høj grad af forsyningssikkerhed (99,995 pct. af tiden i 2017, svarende til at en gennemsnitsforbruger har haft knap 25 minutters afbrud af elforsyningen).

Danmark har en stor og stigende andel af vedvarende energi og er tæt koblet til nabolandene via transmissionsforbindelser, der vil blive udbygget betydeligt i de kommende år, hvilket bidrager positivt til forsyningssikkerheden.

DK1 og DK2 er en del af to forskellige, synkrone elsystemer. DK2 er en del af det nordiske system, mens DK1 er en del af det kontinentale system i Europa. Der er forskellige

⁴⁴ Endelig besvarelse på spørgsmål 126, stillet af Energi- Forsynings- og Klimaudvalget 2017-18, EFK Alm.del.: <http://www.ft.dk/samling/20171/almindel/efk/spm/126/svar/1468462/1860488.pdf>.

⁴⁵ <https://energinet.dk/EI/Nyheder-som-systemydelser/Nye-teknologier-i-markedet-for-systemydelser>.

tekniske krav til drift af elsystemet i DK1 og DK2 med en mere udfordret effekttilstrækkelighed i DK2. Baggrunden er, at der siden 1990'erne er sket en ændring af elproduktionskapaciteten ved en betydelig udbygning med decentrale kraftvarmeanlæg, primært baseret på naturgas, og med vind- og solkraft. Kapaciteten på de centrale kraftværker er således faldet markant, mens de mindre produktionsanlæg har øget kapaciteten betragteligt. Hertil kommer, at der er betydeligt mere produktionskapacitet på særligt decentrale anlæg og vindkraft i DK1. I DK1 er det endvidere sådan, at kapaciteten på centrale og decentrale anlæg er tilstrækkelig til at dække maksimalforbruget, mens dette ikke er tilfældet for DK2.

Muligheden for at inddrage nye teknologier i reservemarkederne – på såvel distributions- som transmissionsniveau – såsom elbiler, batterier og elkedler giver nye muligheder i reservemarkederne (bl.a. med hensyn til at sikre en højere effekttilstrækkelighed), både til op- og nedregulering.

OPFØLGNING

Energimarkedet er kendetegnet ved hastige ændringer, hvor nye teknologier kan bidrage til større fleksibilitet og likviditet i markedet, forudsat at der ikke er unødige adgangsbarrierer for nye teknologier i markedet. Dette er nyttigt med henblik på at sikre høj systemsikkerhed samtidig med en høj andel af vedvarende energi. Hertil kommer, at et systemiseret overblik over ny teknologi er vigtigt i udviklingen af europæiske reservemarkeder. Til brug for vurderinger af udviklingen på klima- og energiområdet er der blandt andet behov for at have kendskab til data for en række teknologier. Disse data er samlet i teknologikataloger, som offentliggøres løbende af Energistyrelsen og Energinet.

- Forsyningstilsynet vil anmode Energinet om fortsat at understøtte udviklingen af nye teknologier i udviklingen af markedsdesign, og at tilvejebringe et bedre overblik over potentialerne af de nye teknologier. Forsyningstilsynet anbefaler, at Energinet i den sammenhæng identificerer og arbejder for at fjerne unødvendige adgangsbarrierer og udfordringer for at gøre brug af nye teknologier på markedet for reservekapacitet og energiaktivering. Forsyningstilsynet anbefaler, at Energinet med inddragelse af markedsaktørerne og udenlandske erfaringer udarbejder og offentliggør en rapport over potentialerne fra nye teknologier med afsæt i teknologikataloget inden udgangen af 2019.

4. ENERGINETS INDKØB AF SYSTEMYDELSER

Dette kapitel indeholder en redegørelse for de forskellige typer af reserver (kapacitet og energi) og for Energinets samarbejde med andre transmissionssystemoperatører om udveksling af reserver.

Kapitlet indeholder således sammen med det efterfølgende kapitel 5, der omhandler Energinets omkostninger ved indkøb af reserver væsentlige elementer i en beskrivelse af efterspørgselsiden for reserver. Udbudssiden er fokus for konkurrenceanalysen i kapitel 6.

4.1 OVERORDNET OM ELMARKEDET

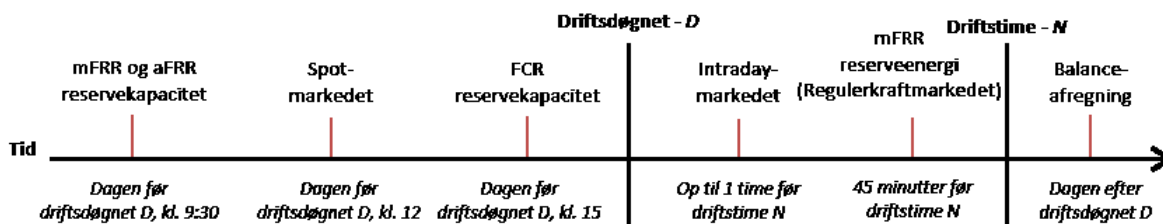
En række forhold gør, at indretningen af markedet for el er anderledes fra mange andre markeder. De centrale forskelle er følgende:

- Produktionen af elektricitet skal hele tiden svare til elforbruget for at undgå frekvensudsving.
- Det er dyrt at lagre elektricitet.
- Et forsyningssvigt kan hurtigt brede sig til store områder.

Elmarkedet er opdelt i en række vinduer frem mod driftstimen. Når driftstimen starter, overtager transmissionssystemoperatøren (TSO'en, i Danmark Energinet) ansvaret og håndterer ubalancer ved at aktivere reserver. Der henvises til Figur 8 nedenfor og til bilag 4.

DE FORSKELLIGE ELMARKEDER

FIGUR 8 | DEADLINE FOR MARKEDERNE I DK1



Kilde: Forsyningstilsynet.

4.2 SYSTEMYDELSER

SYSTEMYDELSER OG HERUNDER RESERVER OG SYSTEMBÆRENDE EGENSKABER

For at sikre elsystemets stabilitet er det afgørende, at der er balance mellem produktion og forbrug. Frem mod driftstimen kan der opstå ubalancer i forhold til de planer, som aktørerne har indsendt. Eksempelvis kan der være usikkerheder i prognoserne for vindmølleproduktion eller i forbrugsprognoserne. Dertil kan der opstå mere alvorlige fejl i form af udfald af produktionsanlæg eller transmissionsledninger. Hvis forbrug og produktion ikke stemmer overens i driftøjeblikket, vil frekvensen i elsystemet blive påvirket, hvilket i værste fald kan føre til et systemsammenbrud og ufrivillig afkobling af forbrugere.

Energinet køber systemydelser, som er opdelt i reserver (kapacitet og energi) og systembærende egenskaber, for at kompensere for ubalancer, som aktørerne ikke har kunnet afdække i intraday markedet, eller ubalancer der opstår på grund af uforudsigelige hændelser.

Reserver er opdelt i reservekapacitet og reserveenergi. Førstnævnte er for at sikre rådigheden af kapacitet, mens sidstnævnte er til selve aktiveringen af reserven.

Reservekapacitet indkøbes for at opretholde sikker drift af elsystemet, sådan at Energinet kan have sikkerhed for, at de nødvendige ressourcer er til rådighed, når der er behov for det. Det er markederne for reserver, der er omdrejningspunktet for denne rapport.

Ubalancer håndteres med hjælp af reserveenergi, heraf håndteres en stor del af ubalancerne via det fælles nordiske regulerkraftmarked, hvor markedsaktører enten via betaling fra køb af reservekapacitet eller frivilligt stiller kapacitet til rådighed til brug for balancering af elsystemet. I regulerkraftmarkedet opnås alene en betaling for aktivering af forbrugs- eller produktionsressourcen.

Endelig har Energinet også behov for at tilvejebringe systembærende egenskaber, dvs. produkter, der sikrer, at systemet overkommer hændelser, der ellers kunne have forårsaget systemnedbrud, og er ikke direkte knyttet til effektbalancen og frekvensen. De systembærende egenskaber er i hovedtræk inert, spændingsregulering og kortslutningseffekt. De systembærende egenskaber er vigtige for opretholdelse af forsynings-sikkerheden, men behandles ikke nærmere i denne rapport.

BOKS 5 | SYSTEMBÆRENDE EGENSKABER

De vigtigste systembærende egenskaber:

Frekvensstabilitet: Opretholdelse af stabil frekvens, udover hvad balanceringen i de aktive effektmarkeder formår. Inerti er den relevante egenskab.

Spændingsstabilitet: Opretholdelse af stabil spænding med mindst mulig transport af reaktiv effekt og maksimering af den aktive effekttransport. Dynamisk spændingsregulering er den relevante egenskab.

Kortslutningseffekt: Opretholdelse af et passende kortslutningseffektniveau, som muliggør drift af klassiske jævnstrømsforbindelser (og ikke nyere typer, som kan understøtte spændingen i forbindelsespunktet) og sikrer, at relæbeskyttelse fungerer korrekt.

Kilder: Energinets "Redegørelse for elforsyningsikkerhed 2018" fra juni 2018 og "Prognoser for systemydelser" fra september 2017.

Som nævnt ovenfor skal reserverne medvirke til at håndtere løbende ubalancer som følge af usikkerheder i prognoser på fx vindkraftproduktion og elforbrug, men også til at sikre mod udfald af større enheder, som fx transmissionslinjer eller større kraftværker. De hurtigste reserver er de primære reserver (FCR), som aktiveres på under 30 sekunder, hvis formål er at stoppe et frekvensfald. Disse reserver er automatiske og aktiveres, når frekvensen falder (eller stiger). De aktiveres overalt i det synkrone område – og således ikke præcis, hvor fejlen skete.

De primære reserver afløses af andre automatiske reserver (sekundære reserver eller aFRR), som er lidt langsommere, men som aktiveres i det område, hvor fejlen skete (hvor der mangler effekt). Efter håndtering af større ubalancer skal de primære reserver hurtigt afløses af andre reserver, så systemet er forberedt på at kunne håndtere evt. nye, større ubalancer. Sekundære reserver (aFRR) anvendes i DK1, men har ikke hidtil været anvendt i DK2. De nordiske TSO'er har imidlertid aftalt⁴⁶, at anvendelsen af sekundære reserver også skal indføres i DK2 og de øvrige prisområder i Norden fra 2019 til 2021⁴⁷. I 2019 forventes et fælles kapacitetsmarked indført, og i 2021 indføres koordineret aktivering af aFRR⁴⁸.

Endelig aktiveres de manuelle reserver (mFRR) til at frigøre de automatiske reserver. Nedenstående tabel giver et overblik over de forskellige typer af reserver, der anvendes i Norden.

Herudover er der den såkaldte udskiftningsreserve (RR), som er langsommere end de øvrige, og som ikke anvendes i Norden, jf. Tabel 2.

⁴⁶ "Cooperation Agreement on Nordic balancing cooperation" mellem Svenska kraftnät, Kraftnät Åland, Statnett, Fingrid og Energinet.

⁴⁷ Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska Kraftnät (2018): "The Way forward - Solutions for a changing Nordic power system".

⁴⁸ Energinet og de øvrige nordiske TSO'er forventer at udsende en offentlig høring over forslaget til sådant fællesnordisk aFRR marked i september 2018 med henblik på anmeldelse til de regulerende myndigheder i Norden primo oktober 2018.

TABEL 2 | RESERVEHOVEDTYPER OG -TERMINOLOGIER

	ENTSO-E	Vestdanmark (Kapacitet)	Østdanmark (Kapacitet)	EBGL platform (Energiaktivering)	Beskrivelse	Hastighed
Primær reserve	Frequency Containment Reserves (FCR)	Frequency Containment Reserves (FCR)	Frekvensstyret normaldriftsreserve (FCR-N) Frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D)	FCR Cooperation	Automatisk – ud fra måling af frekvensen. Sikrer at fx en manglende kapacitet hurtigt bliver erstattet. Dette sker jævnt fordelt i hele det synkron område (og således ikke kun der hvor fejlen er opstået)	Fuldt aktiveret i løbet af 30 sek.
Sekundær reserve	Frequency Restoration Reserves (aFRR)	Load Frequency Control (LFC) eller sekundær reserve (aFRR)		PICASSO	Automatisk – ud fra signal fra Energinet som beskriver afvigelsen mellem planlagt og faktisk udveksling med naboer. Dette medvirker til at aktivere effekt tæt på det sted hvor fejlen er opstået. Dermed reduceres fx overbelastning af nettet, som kan opstå ved aktivering af FCR.	Fuldt aktiveret i løbet af 15 min.
Tertiær reserve	Frequency Restoration Reserves (mFRR)	Manuel reserve (mFRR)	Manuel reserve (mFRR)	MARI (mFRR)	Manuel – aktiveres af Energinet.	Fuldt aktiveret i løbet af 15 min.
	Replacement Reserves (RR)	Anvendes ikke	Anvendes ikke	TERRE (RR)		

Kilde: Energinet.

FASTLÆGGELSE AF BEHOV FOR RESERVEKAPACITET I DANMARK

Energinet indkøber reservekapacitet særskilt for DK1 og DK2. Da DK1 og DK2 er del af hver deres synkronområde, og de to områder også teknisk set er forskellige, er der forskelle på den type af reservekapacitet, som indkøbes for de to områder.

For DK1 indkøbes reservekapacitet for FCR, aFRR og mFRR. For DK2 indkøbes også FCR, men denne reservekapacitet er opdelt på normaldriftsreserve (FCR-N) og driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D). FCR-N regulerer frekvensen inden for normaldriftsområdet på 49,9-50,1 Hz, mens FCR-D stabiliserer frekvensen i nøddriftsområdet under 49,9 Hz. DK1 og DK2 er, som nævnt tidligere, en del af to forskellige synkron systemer, der historisk set har haft forskellige principper for indkøb af reservekapacitet, og der er derfor forskel på FCR-produkterne i DK1 og DK2. For DK2 indkøbes endvidere mFRR, men der indkøbes, som nævnt ikke, aFRR-reservekapacitet for DK2.

Af historiske grunde anvendes der forskellige terminologier for de forskellige typer af reserver, hvilket kan medvirke til, at det er vanskeligt at få et overblik over reserverne.

Tidligere har man fortrinsvis anvendt en terminologi med primær, sekundær og tertiær reserve, men med den forestående harmonisering af balancemarkederne i Europa er man nu gået over til en fælles terminologi i EU. Tabel 2 ovenfor kan give et overblik.

De mængder af de forskellige typer af reservekapacitet, som Energinet indkøber, er vist i Tabel 3 nedenfor. Behovet for køb af reservekapacitet fastlægges i samarbejde med de nordiske TSO'er (for DK2) og med ENTSO-E (for DK1) og afhænger bl.a. af den største enhed i systemet, da reservekapaciteten skal kunne håndtere udfald af denne enhed. Derfor kan behovet for reservekapacitet ændre sig ved fx etablering af nye transmissionslinjer eller nye kraftværker. Energinet har til Forsyningstilsynet opgjort behovet for indkøb af reservekapacitet i perioden 2013-2018, og behovet har kun ændret sig lidt i denne periode. Dog blev behovet for mFRR reservekapacitet øget i 2015 efter etablering af Skagerrak 4. Energinet vurderer ikke, at mængden af nødvendig reservekapacitet ændrer sig væsentligt i nærmeste år⁴⁹. Dog forventer Energinet, at der fra 2019 vil skulle indkøbes 20 MW aFRR i DK2, når det planlagte nordiske marked for aFRR indføres.

Energinet har tidligere også købt reservekapacitet til mFRR nedregulering, men det er ikke længere nødvendigt, da de nødvendige ressourcer nu vurderes altid at være tilgængelige i markedet for mFRR reserveenergi (regulerkraftmarkedet).

TABEL 3 | ENERGINETS INDKØB AF RESERVEKAPACITET I DET DANSKE ELSYSTEM I 2017

	Vestdanmark	Østdanmark
FCR	20 MW	FCR-N 22 MW FCR-D 33 MW
aFRR	100 MW ⁵⁰	-
mFRR (op)	282 MW	623 MW

Kilde: Energinet.

Som led i at sikre en effektiv drift af den overordnede infrastruktur på elområdet, jf. lov om Energinet § 2, stk. 1, skal Energinet sikre en god balance mellem sikker drift af elsystemet og omkostninger til indkøb af reserver. Den indkøbte mængde af reserver skal således dække det aktuelle behov, og Energinet skal derfor løbende vurdere behovet for indkøb af reserver. Desuden skal Energinet sikre den rette balance mellem indkøb af hurtige og langsomme reserver, da de langsomme reserver typisk er billigere end de hurtige. De indkøbte mængder er dog i vidt omfang bestemt af det internationale samarbejde med de øvrige TSO'er og kan derfor ikke selvstændigt bestemmes af Energinet⁵¹. I det følgende gives en kort gennemgang af, hvordan behovet for de enkelte reserver fastlægges⁵².

⁴⁹ Energinet (2017): Prognoser for systemydelse.

⁵⁰ ENTSO-E anbefaler, at en kapacitet på +/- 90 MW står til rådighed i Vestdanmark. Energinet indkøber pt. 100 MW over Skagerrak 4.

⁵¹ Dimensionering for DK2 er fastlagt i den nordiske systemdriftsaftale, "Avtal om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Systemdriftavtal)" mellem Energinet, Fingrid, Statnett og Svenska Kraftnät og for DK1 i ENTSO-E Continental Europe Operational Handbook.

⁵² Gennemgangen er baseret på Energinets "Prognoser for systemydelse" fra september 2017.

BEHOV FOR OG INDKØB AF FCR KAPACITET

Behovet for FCR i DK1 er i dag fastsat af ENTSO-E, som DK1's andel af det samlede FCR-behov i det kontinentaleuropæiske synkronområde. Af den samlede mængde på +/- 3.000 MW leverer Energinet i dag +/-20 MW, hvilket svarer til DK1s forholdsmæssige andel af elproduktion i området. De 3.000 MW svarer til den største enkelte-fejl i det synkronområde – den dimensionerende fejl. 10 MW af de 20 MW indkøbes via en reservation på Skagerrak 4. De resterende 10 MW indkøbes på daglige auktioner.

I den nordiske systemdriftsaftale⁵³ er behovet for FCR-N i hele det nordiske synkronområde fastsat til 600 MW, hvoraf DK2 skal levere +/- 22 MW svarende til den østdanske andel af det samlede elforbrug i det nordiske synkronområde. Denne mængde indkøber Energinet på et fælles svensk-dansk marked med daglige auktioner for i alt 252 MW FCR-N, hvor østdanske aktører kan deltage.

Behovet for FCR-D i DK2 fastsættes på baggrund af den totale mængde FCR-D i det nordiske system, som udregnes som den dimensionerende fejl (1.200 MW) i hele Norden fratrukket 200 MW. De enkelte landes andel af totalen udregnes som deres andel af summen af den dimensionerende fejl i hvert område. Dette gøres pt. på ugebasis.

Ligesom FCR-N indkøbes FCR-D på et fælles svensk-dansk marked, hvor i alt ca. 450 MW indkøbes. Den østdanske andel af FCR-D udgør 176 MW. FCR-D-behovet dækkes i dag delvist via Kontiskan (75 MW), Kontek (50 MW) og Storebæltsforbindelsen (18 MW). Dermed indkøbes kun 33 MW i det daglige marked. Ved planlagte revisioner eller tekniske nedbrud af Kontek vil de 50 MW blive leveret over Storebæltsforbindelsen. Ved revision af Storebæltsforbindelsen, vil behovet for indkøb af FCR-D stige.

BEHOV FOR OG INDKØB AF AFRR KAPACITET

Behovet for aFRR i DK1 er fastsat på baggrund af anbefalingen i ENTSO-E Operation Handbook Policy 1⁵⁴ til +/- 90 MW. Denne værdi forventes ikke at ændre sig markant inden for den næste årrække. Energinet indkøber i dag 100 MW aFRR via en 100 MW reservation over Skagerrak 4. Når reservationen på Skagerrak 4 ophører med udgangen af 2019⁵⁵, forventer Energinet at reducere indkøbet til 90 MW.

Der eksisterer i dag intet marked for aFRR kapacitet i DK2. For at imødegå den frekvensforringelse, der er observeret igennem de sidste 15 år, planlægges et nyt nordisk aFRR-marked etableret i 2019. Der forventes en samlet efterspørgsel på 300 MW aFRR på nordisk plan, hvoraf Energinets specifikke behov bliver på 20 MW.

⁵³ Se fx: <https://energinet.dk/EI/Rammer-og-regler/Forskrifter-for-systemdrift>

⁵⁴ Se fx: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf

⁵⁵ Se afsnit 4.5 og 6.2 om Energiklagenævnets afgørelse af 5. juli 2019 om ophævelsen af reservationen på SK4-forbindelsen.

BEHOV FOR OG INDKØB AF MFRR KAPACITET

Tilsammen skal aFRR og mFRR dække udfald af største enhed i DK1, i dag Skagerrak 4 på 682 MW. Med 100 MW reservation af aFRR over Skagerrak 4 er behovet for indkøb af mFRR 582 MW. Op til 300 MW heraf dækkes gennem en deling af reserver fra DK2. I perioder med revision af Storebæltsforbindelsen vil behovet for indkøb af mFRR i DK1 stige.

Behovet for mFRR i DK2 er fastsat som et forhold mellem den største enhed i henholdsvis DK2 og Sydsverige. Ud fra de eksisterende enheder er dette behov fastsat til 623 MW. Indkøb af mFRR fordeles mellem 323 MW hurtig reservekapacitet, der kan være fuldt aktiveret inden for 15 minutter, og 300 MW langsom reservekapacitet med en aktiveringstid på mere end 15 minutter. Energinet har indtil 2020 sikret sig den nødvendige reservekapacitet via et 5-årigt indkøb fra fem forskellige leverandører. Når én af de fem forskellige leverandører ikke kan levere ift. deres aftale (så som ved planlagt revision eller ved anden udetid), indkøber Energinet mFRR reservekapacitet i DK2 ad hoc på dagsbasis (på samme facon som i DK1 bare på ad hoc basis). Den efterspurgte mængde svarer til den del der mangler fra de 5-årige kontrakter.

INDKØB OG BETALING FOR RESERVER

En væsentlig del af systemydelse (aFRR reservekapacitet i DK1 samt mFRR reservekapacitet i DK2) indkøbes gennem bilaterale aftaler mellem Energinet og en markedsaktør, ofte via auktioner. Markedet for indkøb af reservekapacitet er som regel inden for et budområde, mens handlen med mFRR-energi, altså regulerkraft foregår på det fælles nordiske regulerkraftmarked via Nordic Operational Information System (NOIS). FCR reservekapacitet adskiller sig fra de andre indkøb af reservekapacitet, da denne handles på et fælles svensk-dansk marked.

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 reservekapacitet og gennem en aktiveringsbetaling⁵⁶ for at levere reserveenergien til nettet.

De præcise detaljer om, hvordan Energinet indkøber de forskellige reserver, er beskrevet i "Systemydelser til levering i Danmark. Udbudsbetingelser"⁵⁷ fra september 2017, jf. bilag 4 for en tabel for henholdsvis DK1 og DK2's forskellige markedsregler for reservemarkederne (for både kapacitet og energi). Nedenstående Tabel 4 giver en oversigt over, hvordan rådighedsbetaling og aktiveringsbetaling fastlægges.

⁵⁶ Aktøren bestemmer dog ikke selv sin aktiveringsbetaling for FCR og aFRR, da disse baseres på regulerkraftprisen eller spotprisen. Det er kun mFRR aktivering, hvor aktørerne indsender egentlige priser på aktivering af reserver.

⁵⁷ Se fx: [file:///C:/Users/jw/Downloads/Systemydelser%20til%20levering%20i%20Danmark%20-%20Udbudsbetingelser%20\(2\).pdf](file:///C:/Users/jw/Downloads/Systemydelser%20til%20levering%20i%20Danmark%20-%20Udbudsbetingelser%20(2).pdf)

TABEL 4 | METODE FOR INDKØB OG PRISSÆTNING AF RÅDIGHEDSKØB OG AKTIVERING AF RESERVER

	Indkøb af kapacitet	Aktivering
DK1 - FCR	Daglige auktioner. Bud for hver 4. time. Marginalprisbetaling.	Afregnes som almindelige ubalancer (regulerkraftpris).
DK1 – aFRR	Lang aftale med Statnett om indkøb over Skagerrak 4. Auktioner, hvis aFRR ikke kan leveres over Skagerrak 4. Indkøbsperiode varierer, dog maksimalt en måned ad gangen.	Opregulering: Spotpris + 100 kr./MWh, dog mindst regulerkraftprisen Nedregulering: Spotpris – 100 kr./MWh, dog max regulerkraftprisen ⁵⁸
DK1 - mFRR	Daglige auktioner. Bud for hver time. Marginalprisbetaling.	Forpligtet til at sende bud i regulerkraftmarkedet. Aktøren prissætter selv sin minimumsaktiveringspris. Afregnes til regulerkraftpris (marginalpris).
DK2 – FCR-N	Daglige auktioner på fælles dansk-svensk marked. Bud for hver time. Pay-as-bid betaling.	Afregnes til regulerkraftpris.
DK2 – FCR-D	Daglige auktioner på fælles dansk-svensk marked. Bud for hver time. Pay-as-bid betaling.	Afregnes som almindelige ubalancer (regulerkraftpris).
DK2 - mFRR	5-årig aftale om indkøb af kapacitet. Ved fx revision indkøbes ved daglige auktioner. Bud for hver time. Marginalprisbetaling.	Forpligtet til at sende bud i regulerkraftmarkedet. Aktøren prissætter selv sin minimumsaktiveringspris. Afregnes til regulerkraftpris (marginalpris)

Kilde: Energinet.

SAMMENHÆNG MELLEMLER RESERVEMARKEDERNE

Der er en tæt sammenhæng mellem de forskellige reservemarkeder (for kapacitet og energi), da der i vidt omfang er sammenfald mellem de anlæg, som kan levere de forskellige reserveydelse.

Der stilles dog større tekniske krav til de hurtige reserver (FCR) og til de automatiske (aFRR) end til de manuelle (mFRR), og derfor er der en bredere portefølje af teknologier, der fx kan levere mFRR end FCR. Fx skal FCR kunne aktiveres inden for 30 sekunder, mens aFRR og mFRR skal kunne aktiveres inden for 15 minutter, og aFRR skal kunne aktiveres automatisk af Energinet, mens mFRR blot skal kunne aktiveres manuelt af leverandøren på signal fra Energinet. Dette afspejles også ved, at rådighedsbetalingen for FCR typisk er betydeligt højere end for mFRR. Nedenstående Tabel 5 giver en oversigt over, hvilke teknologier Energinet skønsomt vurderer kan levere reserveydelse i Danmark.

⁵⁸ Årsagen til spot +/- 100 kr./MWh er, at aFRR kun var relevant for anlæg der allerede kørte i forvejen, altså værker der kører til spotpris. Minimum/maksimum regulerkraftprisen går på, at aFRR som minimum skal koste det samme som mFRR, da aFRR er en hurtigere reserve.

TABEL 5 | OVERSIGT OVER HVILKE TEKNOLOGIER DER NORMALT DELTAGER I DE FORSKELLIGE RESERVEMARKEDER

Primær reserve – FCR op (DK1)	Allerede kørende centrale, decentrale anlæg ⁵⁹
Primær reserve – FCR ned (DK1)	Elkedler (de har dækket dette marked alene i flere år)
Automatiske reserver - aFRR (DK1)	Allerede kørende centrale anlæg og elkedler
Manuelle reserver - mFRR (DK1)	Allerede kørende centrale anlæg Decentrale anlæg Nedregulering: vindmøller
FCR-D (DK2)	Allerede kørende centrale anlæg
FCR-N (DK2)	Allerede kørende centrale anlæg, ganske få decentrale anlæg, elbiler og elkedler
Manuelle reserver – mFRR (DK2)	Centrale og decentrale anlæg

Kilde: Energinet.

Note: Energinet har på foranledning af Forsyningstilsynet foretaget et kvalificeret skøn.

Markederne er ikke adskilte, og en aktør vil derfor dagligt skulle have en strategi for, hvordan aktøren byder ind i de forskellige markeder for at sikre størst mulig indtjening. På samme måde er det væsentligt for Energinet (og de øvrige TSO'er) at tilrettelægge markedet, så der kan gøres brug af de billigst mulige ressourcer i de forskellige markeder.

En strategi for en aktør, som både kan levere til spotmarkedet og til markedet for mFRR-energi (regulerkraftmarkedet), kan fx være at tilbyde hele kapaciteten til spotmarkedet til en pris, som svarer til marginalomkostningerne. Da spotmarkedet er marginalprissat, vil aktøren ofte opnå et positivt dækningsbidrag, når buddene accepteres. Aktøren, der har fået accepteret bud i spotmarkedet, kan derefter vælge frivilligt at tilbyde nedregulering i regulerkraftmarkedet. En aktør, der ikke fik accepteret buddene i spotmarkedet, kan tilbyde frivillig opregulering i regulerkraftmarkedet.

Når Energinet tilbyder en kapacitetsbetaling for at stå til rådighed i regulerkraftmarkedet (fx med opregulering), så kan det ses som en betaling for ikke at byde kapaciteten ind i spotmarkedet. Hvis den forventede spotpris er meget høj, kan det forventes, at producenten vil ønske en høj kapacitetsbetaling for at afstå fra spotmarkedet.

Spotmarkedets funktion som *ankermarked* ses bl.a. ved, at aktiveringsbetalingen for regulerkraft tager udgangspunkt i spotprisen. Bud på opregulering svarer til spotprisen eller er højere. Bud på nedregulering svarer til spotprisen eller er lavere. Denne pris er også udgangspunkt for aktiveringsbetaling i de fleste af reservemarkederne.

I det svensk/østdanske marked for primære reserver er der to auktionsrunder. Første auktion er to dage før driftsdøgnet (D-2), dvs. før der skal sendes bud til spotmarkedet. Anden auktionsrunde er umiddelbart før driftsdøgnet (D-1), men efter spotmarkedet. Prissætningen i første auktion kan forventes at basere sig på forventningen til spotpriserne i driftsdøgnet. I anden auktion er spotmarkedet kørt, og producenterne ved, hvilke kapaciteter som ikke blev aktiveret. Disse kapaciteter kan nu tilbydes i den anden auktionsrunde. Den svenske TSO forsøger at balancere mængden, som indkøbes i de runder, således at prisen i de to runder bliver ens.

⁵⁹ Ét batteri har desuden deltaget i FCR opregulering i adskillige år.

Udveksling af elektricitet mellem lande og prisområder er afhængig af, at der er kapacitet til rådighed på de relevante transmissionsforbindelser. Derfor er det nødvendigt at reservere kapacitet på forbindelserne, hvis TSO'erne skal være sikre på, at reservekapaciteten er til rådighed. Hvis kapacitet reserveres til fx aFRR, så er kapaciteten mindre i forhold til day-ahead markedet. Analyser kan vise, om det er relevant at reservere kapacitet til fx sekundære reserver. Reservationer kan være dynamiske, så de fx ændres, jo tættere man kommer på driftstimen. EBGL indeholder bestemmelser om reservation af overførselskapacitet mellem landene, jf. kapitel 7.

REAKTIV ELLER PROAKTIV BALANCERINGSFILOSOFI

I Danmark og i de øvrige nordiske lande sker driftsplanlægningen proaktivt, hvor ubalance imødegås med aktivering af mFRR⁶⁰. Det kan lade sig gøre, fordi aktørernes planer er tilstrækkeligt pålidelige.

Ved proaktiv driftsplanlægning kan TSO'en således forudsige ubalancer godt nok til, at den langsommere manuel reservekapacitet og reserveenergi kan udgøre en stor del af reguleringen. Den driftsform udnytter tillige, at mFRR er billigere end aFRR, både at reservere og aktivere.

Tidligere reagerede Energinet, når ubalancer kunne konstateres (reaktivt). De seneste år har Energinet udviklet monitorerings- og prognosesystemer, som gør det muligt at forudsige ubalancer for den nærmeste driftstime. Systemerne anvender realtidsmålinger på udvalgte forbrug og produktioner fra vind- og solkraft, som sammenholdes med meteorologiske prognoser og med de balanceansvarliges opdaterede produktionsplaner. Energinet kan dermed aktivere regulerkraft ud fra de forventede ubalancer. Denne proaktive brug af regulerkraft kan medvirke til en mere sikker drift og reduceret brug af aFRR, som er dyrere end mFRR.

Den proaktive driftsform anvendes generelt i Norden, men ikke i mange andre europæiske lande. Ved en reaktiv brug af reserver (kapacitet og energi) ønsker TSO'en i endnu højere grad, at ubalancer skal håndteres via handel mellem markedsaktører op til driftstimen (i intradaymarkedet), og TSO'en griber ind senere end ved en proaktiv brug af reserver. Dermed kan TSO'er med en reaktiv tilgang have relativt større behov for brug af automatiske reserver (aFRR) og mindre behov for brug af manuelle reserver (mFRR).

Man kan sige, at den reaktive balanceringsfilosofi er en decentral tilgang, hvor der i højere grad er tiltro til, at aktørerne selv kan balancere systemet mest effektivt, hvis de rette rammer er på plads, herunder incitamentsstrukturer såsom en høj afregning af balanceansvarlige aktører for at være i ubalance. Omvendt er den proaktive balanceringsfilosofi er en central tilgang, hvor det vurderes, at balanceringen sker mere effektivt, hvis TSO'erne spiller en vigtigere rolle.

Balanceringsfilosofien (proaktiv eller reaktiv) hænger primært sammen med, hvordan aktivering af anlæg til balancerings af elsystemet håndteres i praksis i den daglige drift. Større, pludselige fejl i systemet kan i sin natur ikke planlægges, og her vil balanceringen derfor altid ske reaktivt.

⁶⁰ At der i Norden benyttes en proaktiv driftsplanlægning fremgår fx på side 6 af aftalen mellem de nordiske TSO'er om et nyt balanceringskoncept "Cooperation Agreement - Nordic balancing cooperation" fra marts 2018: "The manual FRR product shall under normal operation be used to proactively balance the system. Proactive balancing implies forecasted imbalances and to release expected automatic FRR activation."

⁶¹ Nordisk balanceringsfilosofi: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_Balancing_Philosophy_160616_Final_external.pdf.

4.3 ENERGINETS SAMARBEJDE MED ANDRE TSO'ER

ENERGINETS SAMARBEJDE MED ANDRE TSO'ER

SAMARBEJDET I DAG

Energinet har ansvar for at opretholde det fastsatte niveau for elforsyningsikkerhed, jf. elforsyningslovens § 27 a. Som led heri tilvejebringer Energinet systemydelser. En del af disse systemydelser tilvejebringes fra anlæg i Danmark, men en del af ydelserne kan også tilvejebringes ved samarbejde med TSO'er i nabolandene, hvilket kan nedbringe omkostningerne til at opretholde forsyningsikkerheden og i øvrigt give bedre muligheder for afsætning af reserveprodukter for markedets aktører.

Flere af de øvrige markeder er koblet sammen internationalt:

- **Day Ahead markedet er harmoniseret på tværs af Nordvesteuropa.** Danmark er således en del af et sammenkoblet, nordvesteuropæisk day-ahead marked. De europæiske børser og systemoperatører har indført en fælles pris-koblingsmekanisme, der siden februar 2014 sammenkobler markeder i hele det nordlige og vestlige Europa.
- **Intraday handel sker internationalt.** Frem til én time før driftstimen har aktørerne kunne handle sig i balance i Elbas-markedet. Elbasmarkedet opereres af Nord Pool Spot og dækker det interne nordiske område inklusive Estland. Fra 13. juni 2018 har det været muligt at handle intra-day på den europæiske handelsplatform XBID, som i første omgang dækker Norden/Baltikum samt Tyskland, Frankrig, Holland, Belgien og Østrig⁶².
- **Regulerkraftmarkedet er fælles nordisk.** Regulerkraft handles på det fællesnordiske regulérkraft-marked, Nordic Operational Information System (NOIS). Det fællesnordiske regulerkraftmarked blev etableret i 2002⁶³.

Også i reservemarkederne (for kapacitet og energi) gør Energinet brug af samarbejde med nabolandene. FCR og aFRR indkøbes helt eller delvis med samarbejdsaftaler med andre TSO'er, mens reservekapacitet til mFRR kun købes i Danmark. Dog sker der en deling af mFRR reservekapacitet mellem DK1 og DK2 over Storebæltskablet. Nedenstående Tabel 6 giver et overblik over aftalerne.

⁶² <https://www.nordpoolgroup.com/trading/intraday-trading/nord-pool-xbid/>.

⁶³ Principperne for handel i det fællesnordiske regulérkraftmarked er fastlagt i bilag 3 til den nordiske systemdriftsaftale "Avtal om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet (Systemdriftavtal)" mellem Energinet, Fingrid, Statnett og Svenska Kraftnät. Aftalen trådte i kraft 1. juli 2006.

TABEL 6 | OVERSIGT OVER INTERNATIONALT SAMARBEJDE OM RESERVEKAPACITET

FCR	DK1	10 MW købes på femårig aftale af Statnett til levering via Skagerrak 3 og Skagerrak 4-forbindelserne (2015-2019).
FCR-N	DK2	Fælles østdansk-svensk marked siden 2012. Alle reserver kan placeres enten i Øst-danmark eller Sverige uden nogen form for mængdebegrænsning.
FCR-D	DK2	Det samlede behov for DK2 er i dag 176 MW. 50 MW leveres via Kontek fra Tyskland. 75 MW leveres via KontiSkan fra det kontinentale system, og 18 MW leveres via Storebælt fra det kontinentale system. De resterende 33 MW købes på det fælles østdansk-svenske marked siden 2012.
aFRR	DK1	100 MW leveres på femårig aftale fra Statnett via Skagerrak 3 og Skagerrak 4-forbindelserne (2015-2019).
mFRR	DK1	Tilvejebringes internt i DK1. Dog deles 300 MW mFRR via Storebæltskablet fra DK2 siden 2010.
mFRR	DK2	Der indkøbes 623 MW mFRR på femårige aftaler. Heraf deles 300 MW siden 2010 med DK1. Derudover samarbejder Energinet med Svenska Kraftnät, hvor de hver især skal sikre 300 MW reserver, som kan starte på 15 minutter, i henholdsvis DK2 og SE4. Såfremt et af områderne oplever fejl på 600 MW, trækkes der på både Energinets og Svenska Kraftnäts hurtige mFRR reserver, hvorefter de langsomme tager over for de hurtige i SE4.

Kilde: Energinet.

UDVIKLING AF SAMARBEJDET I DE KOMMENDE ÅR

Som nævnt er der sket en stor udvikling i retning af internationalisering af day-ahead og intraday markederne. Næste skridt i udviklingen af det internationale samarbejde i elmarkedet vil de næste år ske i markederne for reserver. Her spiller EU-forordningerne "System Operation Guideline" (SOGL) og "Electricity Balancing Guideline" (EBGL) en væsentlig rolle, jf. kapitel 7.

I dag er samarbejdet om reserver (kapacitet og energi) med Tyskland begrænset, og der er et potentiale for at nedbringe omkostninger og øge muligheder for markedets aktører ved et tættere samarbejde. Dette kræver dog en harmonisering af dataudveksling, organisering og markedsregler – en harmonisering som nu skal ske ved implementering af SOGL og EBGL.

På kort sigt er det derfor i højere grad i Norden, at samarbejdet vil blive styrket. De nordiske TSO'ers fælles udviklingsplaner for elsystemet og elmarkedet er senest beskrevet i rapporten "The Way forward - Solutions for a changing Nordic power system"⁶⁴ fra marts 2018. På lidt længere sigt vil udviklingen af balancemarkederne gå i retning af harmonisering på tværs af hele Europa. Reserveenergimarkederne vil således blive koblet op på EU-markederne, mens reservekapacitetsmarkederne kun frivilligt ifølge EBGL kan oprettes, hvilket FCR-samarbejdet er et eksempel på, hvor der både er tale om reservekapacitet og reserveenergi.

⁶⁴ http://www.statnett.no/Global/The%20way%20forward%20-%20Solutions%20for%20a%20changing%20Nordic%20power%20system_lowres.pdf.

NYT KONCEPT FOR BALANCERING I NORDEN

Tidligere har aktivering af reserveenergi for at opretholde frekvensen alene sket i forhold til det samlede nordiske område. Frekvenskvaliteten har ikke været tilfredsstillende – og der har således været omkring 1 pct. af tiden, hvor frekvensen er under normalområdet. Dette betyder, at en del af reserverne allerede er brugt, og systemet er dermed i en mindre sikker situation.

Fremover vil der løbende blive beregnet en såkaldt MACE (Modern Area Control Error) for hvert enkelt prisområde i Norden, og dette vil blive anvendt til at aktivere automatisk sekundær reserveenergi (aFRR) og manuel reserveenergi (mFRR). Med MACE anvendes moderne IT-løsninger til at kombinere balanceringsbehov, tilgængelig transmissionskapacitet og tilgængelige balanceringsressourcer på en koordineret og optimal måde. Som en del af konceptet sikres også, at der tages hensyn til modsatte ubalancer i hvert prisområde, så balanceringsbehovet minimeres. Indførelse af MACE sikrer bedre muligheder for den nødvendige harmonisering med de europæiske balancemarkeder.

De nordiske TSO'er forventer, at MACE kan give mere effektive aktivering, mindre budstørrelser og mere automatisering. Systemet forventes fuldt indført i 2021.

UBALANCER PÅ KVARTERSBASIS

I dag beregnes ubalancer på timebasis. De nordiske TSO'er og regulatorer er ved at kortlægge evt. udfordringer med hensyn til at kunne overgå til kvartersbasis for ubalancer fra 2020. Dette er et skridt i retning af harmonisering af de nordiske markeder med de øvrige europæiske markeder for at sikre bedre muligheder for samarbejde. I første omgang er planen at tilbyde handel på kvartersniveau på intraday markedet – og først senere at udbrede dette til day-ahead markedet. I perioder med stigende eller faldende forbrug, vil den finere tidsopløsning kunne reducere ubalancerne. Ligeledes kan det være lettere for fx forbrug at levere fleksibilitetsydelser med kortere intervaller.

FÆLLES NORDISK MARKED FOR AFRRKAPACITET

De nordiske TSO'er er i marts 2018 blevet enige om fremover at anvende sekundære reserver (aFRR) i det nordiske synkrone system⁶⁵. I første omgang omfatter dette alene DK2, men de nordiske TSO'ere er positive over for også senere at inkludere DK1. I løbet af 2019 forventer TSO'erne at indføre et fælles nordisk marked for aFRR reservekapacitet.

Al aFRR til DK1 leveres i dag over Skagerrak 4. På baggrund af Energinets evaluering af 1 års drift af reservationen på Skagerrak 4 traf det daværende Energitilsynet i marts 2017 afgørelse om, at reservationen skulle ophæves pr. 1. januar 2018. Energinet og den norske TSO, Statnett, påklagede afgørelsen til Energiklagenævnet, der stadfæstede afgørelsen, dog således, at reservationen først skulle ophæves med udgangen af 2019. Indtil da leveres aFRR til DK1 fortsat over forbindelsen. Det vil således være nødvendigt for Energinet at tilvejebringe aFRR til DK1 på anden vis pr. 1. januar 2020. På lidt længere sigt skal som nævnt også DK1 være en del af det fælles nordiske aFRR-marked.

⁶⁵ Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska Kraftnät (2018): The Way forward - Solutions for a changing Nordic power system.

MARKED FOR MFRR RESERVEKAPACITET

For så vidt angår markedet for mFRR reservekapacitet er det en fælles plan for de nordiske TSO'er at iværksætte et fællesnordisk reservekapacitetsmarked ultimo 2019. Det er endnu ikke klart, hvorvidt DK1-området kan blive en del af dette fællesmarked.

Energinet har endnu ingen klare planer for, om udløbet af de femårige mFRR kontrakter i DK2 i 2020 giver anledning til markedsdesignsændringer.

SAMARBEJDE OM FCR KAPACITET OG ENERGI

Energinet indkøber 10 MW FCR til DK1 over reservationen på Skagerrak 4.

Energinet samarbejder med tyske TSO'er omkring integration af markedet for FCR i DK1 med et fælles marked for Belgien, Frankrig, Nederlandene, Schweiz, Tyskland og Østrig. Energinet arbejder på danske deltagelse for DK1 i det kontinentale 'FCR Co-operation'. Herved øges danske aktørers muligheder for at levere FCR med 100 MW – medmindre andet aftales i forbindelse indgåelse af LFC blokaftaler.

De nordiske TSO'er 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. Samarbejdet med Svenska Kraftnätt om markerne for FCR-N og FCR-D forventes endvidere at fortsætte i de kommende år, herunder kan ændringer af markedsdesignet komme på tale.

OVERSIGT OVER UDVIKLING I NORDISK SAMARBEJDE OM RESERVER

Nedenstående Tabel 7 giver en oversigt over udviklingen i de internationale samarbejder om reserver (kapacitet og energi) de kommende år. Der er her fokus på de konkrete initiativer i det intensiverede, nordiske samarbejde. Rammerne for den videre udvikling af samarbejdet i europæisk regi er beskrevet nærmere i kapitel 7.

TABEL 7 | OVERSIGT OVER UDVIKLING I INTERNATIONALT SAMARBEJDE OM RESERVER. MED FOKUS PÅ UDVIKLINGEN I NORDISK REGI DE KOMMENDE ÅR

Initiativ	Tidsplan
Nyt nordisk koncept for aFRR markedet. DK1 deltagelse er ikke sikkert	Fælles kapacitetsmarked i 2019. Koordineret MACE-aktivering af aFRR i 2021.
Nyt nordisk koncept for mFRR markedet. DK1 deltagelse er ikke sikkert	Fælles kapacitetsmarked ultimo 2019. Koordineret MACE-aktivering af mFRR midt i 2020.
15 minutters tidsopløsning i balance- og intraday-markederne	Indføres medio 2020.
Nyt balanceringskoncept (MACE). Bl.a. styring af frekvensen på områdeniveau og ikke samlet for Norden.	I drift i starten af 2021.
Forbedret udveksling af FCR-reserver i Norden. Energinet arbejder for at DK1 bliver en del af det kontinentale "FCR Cooperation"	Arbejdet i Norden forventes afsluttet i starten af 2021.

Kilde: Energinet.

4.4 SAMMENFATNING OG ANBEFALINGER

Energinet spiller en central rolle på markedet for reserver (kapacitet og energi) i kraft af sin rolle som indkøber af reserver kombineret med sin rolle som udvikler af markedet for reserver. Energinet har et stadigt tættere samarbejde med transmissionssystemoperatører (TSO'er) i både Norden og det øvrige EU om udveksling af reserver og udviklingen af markederne herfor.

Der er en tæt sammenhæng mellem de forskellige reservemarkeder, da der i vidt omfang er sammenfald mellem de anlæg, som kan levere de forskellige reserveydelse. Der stilles større tekniske krav til de hurtige reserver (FCR) og til de automatiske (aFRR) end til de manuelle (mFRR) og udskiftningsreserven (RR). Dette giver sig typisk udslag i prisen.

Som led i at sikre en effektiv drift af den overordnede infrastruktur på elområdet skal Energinet sikre den rette balance mellem sikker drift af elsystemet og omkostninger til indkøb af reserver under hensyntagen til det samarbejde, som Energinet har med TSO'erne i tilgrænsende lande. Den indkøbte mængde af reserver skal således dække det aktuelle behov. Energinet skal derfor løbende vurdere dels behovet for indkøb af reserver, dels hvordan indkøb kan ske mest effektivt via markedet.

I Danmark og i de øvrige nordiske lande sker driftsplanlægningen proaktivt, hvor TSO'erne imødegår ubalancer med aktivering af manuelle reserver. En proaktiv tilgang kan lade sig gøre, fordi aktørernes planer er tilstrækkeligt pålidelige. Ved proaktiv driftsplanlægning kan transmissionssystemoperatøren forudsige ubalancer godt nok til, at de langsommere og billigere manuelle reserver kan udgøre en stor del af de anvendte reserver.

Der er stor forskel på reservemarkedernes værdi og på konkretiseringen af udviklingsplanerne for de enkelte markeder, herunder som led i det stadigt stigende internationale samarbejde. Der foreligger således forholdsvis konkrete internationaliseringsplaner for alle reservemarkederne frem mod 2021 på nær markedet for manuelle reserver (mFRR) i DK1 samt markederne i DK2 for frekvensstyret normaldriftsreserve (FCR-N) og frekvensstyret driftsforstyrrelsesreserve (FCR-D).

ANBEFALINGER

Ad hoc mFRR markedet for reservekapacitet (markedet for manuelle frekvensgenopretningsreserver) i Østdanmark (DK2) (indkøbes på dagsbasis, når en af aktørerne i de 5-årige mFRR kontrakter i DK2 ikke er i stand til at levere) er præget af en høj markeds-koncentration, store overindkøb i 55 pct. af tiden samt en relativ høj gennemsnitspris på 90 kr./MWh i forhold til mFRR i Vestdanmark (DK1) på 3 kr./MWh. Ad hoc markedet for mFRR i DK2 er det mest omkostningstunge dagsmarked for reserver i 2017 på 42 mio.kr. Der er samtidig observeret høje priser i efteråret i både 2016 og 2018 på hhv. 7.348 kr./MWh og 10.500 kr./MWh.

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

Den igangværende regionale integration af reservemarkederne forventes strukturelt at føre til mere velfungerende markeder, herunder ved en integration af Vestdanmark (DK1) i den regionalisering af markederne, der pågår i Norden.

- Forsyningstilsynet vil tilskynde Energinet til fortsat at arbejde aktivt for integrationen af markederne for reserver i Norden og EU og vil anmode Energinet om senest 1. kvartal 2019 at sende tilsynet en plan for, under hvilke betingelser og hvornår samarbejdet også kan omfatte DK1.

5 ENERGINETS OMKOSTNINGER TIL STABILISERING AF SYSTEMET

5.1 SAMLEDE OMKOSTNINGER TIL DRIFT AF EL-SYSTEMET

For at opretholde en sikker drift af elsystemet indkøber Energinet forskellige typer af systemydelse, hovedsageligt reserver (kapacitet og energi) og systembærende egenskaber. Energinet afholder udgifterne til indkøbene over systemtariffen⁶⁶ efter metoder godkendt af Forsyningstilsynet, jf. kapitel 2.

For reserver betaler Energinet dels en rådighedsbetaling for at have adgang til en bestemt mængde reservekapacitet og dels en betaling, når reserveenergien aktiveres.

Nedenstående tabeller viser Energinets omkostninger til de forskellige typer af reserver⁶⁷. Tabel 8 nedenfor viser de samlede omkostninger til reserver og systembærende egenskaber. Reserverne er her fordelt på reservekapacitet- og -energi (aktivering) til FCR og aFRR og til mFRR og til systembærende egenskaber.

De samlede omkostninger til køb af reservekapacitet og -energi samt systembærende egenskaber har de senere år været mellem ca. 600 og 850 mio. kr. Beløbet sættes i relief ved at sammenligne med Energinets samlede omsætning for de dele af koncernen, som vedrørte el-transmissionssystemoperatørsegmentet, og som i 2017 beløb sig til 3,4 mia. kr.⁶⁸

TABEL 8 | SAMLEDE OMKOSTNINGER TIL BETALING FOR RESERVEKAPACITET OG -ENERGI SAMT SYSTEMBÆRENDE EGENSKABER I DANMARK. MIO. KR.

Type	2013	2014	2015	2016	2017
Primær og sekundær	296	266	199	283	251
Manuel	331	361	329	508	343
Systembærende egenskaber	161	217	177	70	4
I alt	788	844	705	861	598

Kilde: Energinet.

Den samlede omkostning til reservekapacitet alene har været mellem 500 og 600 mio. kr./år i de seneste år. Dog var omkostningen højere i 2016, hvor den var næsten 800 mio. kr.

Fordelingen mellem udgifter til reservekapacitet og til aktivering af reserver ligger relativt stabilt omkring de 80 pct. til reservekapacitet af de samlede omkostninger igennem årene, med den højeste andel på 85 pct. i 2016. Fordelingen af omkostninger mellem DK1 og DK2 har i samme periode været sådan, at DK2 har stået for mellem 56 pct. og 66 pct. af de samlede omkostninger.

Tabellen nedenfor indeholder en mere detaljeret opgørelse af omkostningerne til reservekapacitet. Omkostningerne er udspecificeret på den enkelte reservetype og område. Der anvendes omkring 500 mio. kr./år til reservekapacitet. De store udgiftsposter er aFRR i DK1 og mFRR i DK2. Begge disse markeder er delvist dækket af lange aftaler

⁶⁶ Tarifferne i den danske energisektor reguleres i elforsyningslovens kapitel 10.

⁶⁷ Omkostningerne er opgjort af Energinet for Forsyningstilsynet.

⁶⁸ Se årsrapport for Energinet 2017.

med henholdsvis den norske TSO Statnett via Skagerrak 4⁶⁹ og med Kyndbyværket og en række andre værker⁷⁰.

Omkostningerne til køb af reservekapacitet via daglige auktioner er omkring 100 mio. kr. årligt, og det fremgår, at omkostningerne til reservekapacitet har været relativt stabile de sidste år. Auktionerne for primære reserver (FCR) for DK2 sker i samarbejde med Sverige. De øvrige auktioner er nationale. Der betales ikke længere for reservekapacitet for nedregulering (mFRR). Betalingen for manuel opreguleringsreservekapacitet (mFRR) i DK1 er meget begrænset.

TABEL 9 | OMKOSTNINGER TIL BETALING FOR RESERVEKAPACITET. MIO. KR.

Reservetype	Område	2012	2013	2014	2015	2016	2017
FCR	DK1	77	68	34	17	27	36
FCR-N	DK2	80	62	50	24	47	42
FCR-D	DK2	32	47	19	16	16	13
aFRR	DK1	100	104	145	113	150	120
mFRR (op)	DK1	19	9	4	9	14	7
mFRR (op)	DK2	246	240	247	233	418	279
I alt	DK1	197	181	183	139	191	163
I alt	DK2	358	349	316	273	481	333
I alt	DK	554	530	498	412	672	496

Kilde: Energinet

Ovenstående Tabel 9 viser de samlede omkostninger til kapacitetsbetaling for hver reservetype, men tabellen viser ikke den specifikke omkostning for ydelsen, da de indkøbte mængder for de forskellige reservetyper varierer.

For at kunne sammenligne reserverne er de specifikke omkostninger til kapacitetsbetaling for de forskellige reserver for 2017 beregnet ud fra Energinets indkøb i MW⁷¹.

Disse fremgår af Tabel 10 nedenfor. Det fremgår således af tabellen, at aFRR generelt ligger på et højere prisniveau end mFRR, hvilket hænger sammen med de større tekniske krav, der stilles til aFRR i forhold til mFRR. Det ses desuden, at kapacitetsbetalingen for opregulering (mFRR) i DK1 er beskedent.

Energinet indkøber ikke nedreguleringsreservekapacitet for mFRR i hverken DK1 eller DK2, da de vurderer, at udbuddet i regulerkraftmarkedet er tilstrækkelig stort. De forholdsvis lave priser på mFRR-opreguleringsreservekapacitet i DK1 indikerer, at det er

⁶⁹ +/-100 MW primær reserve (aFRR) via Skagerrak-forbindelserne i perioden 2015 – 2019.

⁷⁰ 638 MW regulerkraft (mFRR) for perioden 2016 – 2020. Leverancen er fordelt på fem leverandører og koster 198 mio. kr./år: Roulund Energy: 45 MW, Energi Danmark: 68 MW, Manuel Reserve DK2: 15 MW, Dong Energy Thermal Power: 474 MW.

⁷¹ De samlede omkostninger til rådighedsbetaling er delt med det antal MW, som Energinet har oplyst, at de generelt skal indkøbe for hver type af reserve. Dette er fordelt på kapacitet indkøbt på lange kontakter og på dagsauktioner. Det er ikke i alle timer, at Energinet indkøber præcis den opgivne mængde, men den beregnede specifikke omkostning vurderes alligevel at være retvisende for prisniveauet af rådighedsbetalingen for de enkelte reserver

sandsynligt, at kapaciteten ville være til rådighed, selv uden kapacitetsbetaling. Energinet foretager løbende analyser af behovet for reserver til sikring af driftssikkerheden, og Energinet vurderer fortsat, at der er behov for indkøb af reservekapaciteten.

TABEL 10 | NETTOOMKOSTNINGER TIL RESERVEKAPACITET. MIO. KR.

Reservetype	Område	Indkøb (MW)	kr./MW per time
FCR	DK1	23	181
FCR-N	DK2	22	217
FCR-D	DK2	33	43
aFRR	DK1	90	152
mFRR (op)	DK1	282	3
mFRR (op)	DK2	623	51
I alt	DK	1.073	53

Kilde: Energinet.

Tabel 11 nedenfor viser de variable nettoomkostninger knyttet til reserveenergi (aktivering). De fleste omkostninger til aktivering af regulerkraft indgår ikke i tabellen, da de dækkes af ubalanceafregningen for de balanceansvarlige.

De største omkostninger til reserveenergi kommer fra de manuelle reserver, hvor udgifterne har været størst i DK1 på nær for 2016 og 2017, hvor udgifterne var størst i DK2. Gennemgående er omkostningerne til aktivering af reserver størst i DK1 i alle årene.

TABEL 11 | NETTOOMKOSTNINGER TIL RESERVEENERGI, MIO. KR⁷²

Reservetype	Område	2013	2014	2015	2016	2017
FCR-N	DK2	2	1	1	1	-
aFRR	DK1	13	17	28	42	40
mFRR	DK1	53	76	52	33	27
mFRR	DK2	29	35	35	42	30
I alt	DK1	66	93	80	75	68
I alt	DK2	31	35	36	43	30
I alt	DK	98	128	115	118	97

Kilde: Energinet.

⁷² Omkostningerne (netto) til aktivering af mFRR er ekskl. omkostninger vedrørende specialregulering, som dækkes af den tyske TSO TenneT. Aktiveringsomkostninger til FCR og FCR-D opgøres ikke eksplicit, da de er helt negligeable. Normalt dækkes omkostningerne til mFRR ved ubalanceafregningen. Når der i tabellen indgår en omkostning, så skyldes det særlige forhold, fx timer, hvor der både optræder op og nedregulering.

PRISUDVIKLING I DE ENKELTE RESERVEMARKEDER

I det følgende beskrives udviklingen i omkostningerne til reservekapacitet mere detaljeret med fokus på udvikling i markedspriser for kapacitetsbetalingerne⁷³. Der er her fokuseret på FCR og mFRR. aFRR anvendes kun i DK1, og her er datagrundlaget for en nærmere analyse ikke tilstrækkelig detaljeret. Dette hænger bl.a. sammen med, at indkøbet siden 2015 primært er sket via aftalen over Skagerrak 4, hvor prisdata ikke er offentligt tilgængelige.

I gennemgangen af omkostningerne er det søgt at gøre rede for sammenhængen mellem prisudviklingen og væsentlige hændelser i markedet, som kan forklare prisudviklingen.

Prisniveau og -variationer i markedspriserne for reservekapacitet er dog kompleks og afhænger af en række forskellige faktorer, så det er ikke altid helt enkelt at forklare prissammenhængen. Væsentlige faktorer af betydning for prisdannelsen er:

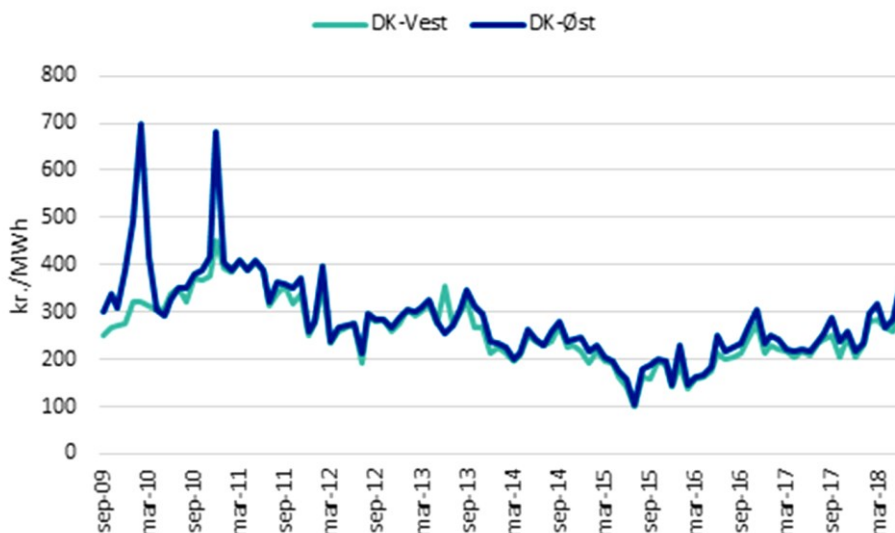
- Prisen i øvrige markeder, særligt i spotmarkedet.
- Tilgængeligheden af anlæg i markedet. Reserver skal leveres med kort varsel og derfor vil mange anlæg skulle være i drift for at kunne levere ydelsen. For tilgængeligheden spiller fx temperaturen ind, da der er flere centrale kraftvarmeværker i drift i varmesæsonen end om sommeren. Tilgængeligheden af decentrale kraftvarmeværker påvirkes også af, at hovedparten af grundbeløbet bortfalder med udgangen af 2018. Planlagte og ikke-planlagte revisioner kan også have væsentlig betydning for markederne. Når Energinet godkender, hvorvidt revisioner kan godkendes, tages der udgangspunkt i effektbalancen. Ved godkendelse af revisionstidspunktet tager Energinet højde for den forventede importkapacitet samt evt. revisioner af udlandsforbindelser.
- Ny teknologi i markedet. Udvidet udbud i form af nye teknologier kan bringe priserne ned i markedet.
- Regionalisering af markederne. Nogle markeder har i perioden oplevet at blive udvidet over et større geografisk område, hvilket også kan drive priserne ned.
- Sammenhæng til omkostninger på alternative produktionsanlæg i fjernvarmemarkedet. Her kan fx nævnes opregulering fra elkedler eller generelt fra kraftvarmeanlæg. Hvis kraftvarmeanlæggene ikke er konkurrencedygtige i forhold til andre fjernvarmeanlæg, fx kedler, vil de ikke være i drift og kan derfor kun levere reservekapacitet med ret høje omkostninger.

Der er en tæt sammenhæng mellem spotmarkedet og markederne for reservekapacitet, da de anlæg, som deltager i markederne for reservekapacitet alternativt ville kunne deltage i spotmarkedet og opnå indtjening dér. Umiddelbart burde priserne i spotmarkedet derfor afspejles i priserne i markederne for reservekapacitet.

Den nedenstående Figur 9 viser spotprisen udvikling i perioden 2009 til maj 2018. Det fremgår, at månedsprisen i perioden har varieret væsentligt, så den er faldet fra et niveau på ca. 400 kr./MWh i starten af perioden til et niveau på ca. 300 kr./MWh i 2012-2013 og yderligere ned til et meget lavt niveau på ca. 150 kr./MWh i starten af 2016. Herefter er den steget for midt i 2018 igen at ligge op mod 300 kr./MWh.

⁷³ Data for prisudviklingen for de forskellige typer af reserver er hentet fra Energinets markedsdataportal: <http://osp.energinet.dk/layouts/Markedsdata/framework/integrations/markedsdatatemplate.aspx>

FIGUR 9 | MÅNEDSGENNEMSNITSPRISER I KR./MWH I SPOTMARKEDET FOR DK1 OG DK2 I PERIODEN 2009 TIL MAJ 2018

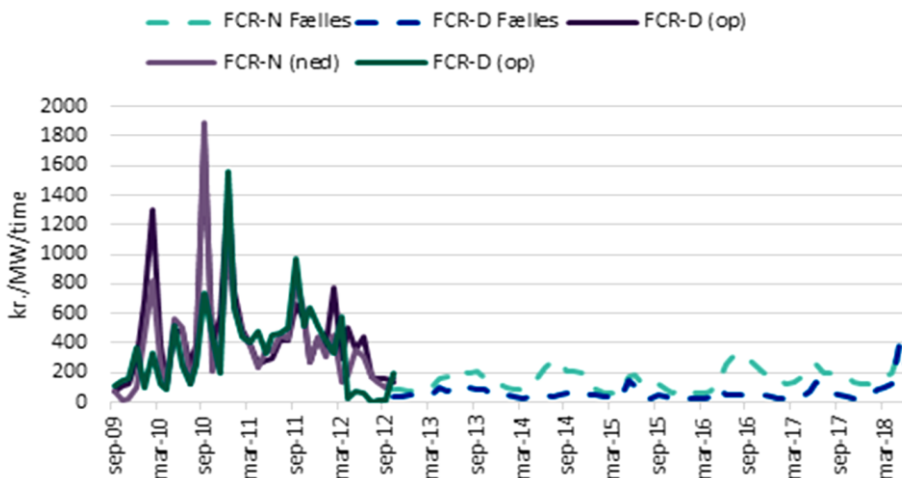


Kilde: Energinet.

UDVIKLING I OMKOSTNINGER TIL FCR-N OG FCR-D I ØSTDANMARK

Nedenstående Figur 10 viser den gennemsnitlige månedspris for reservekapacitet i markederne for FCR-D og FCR-N i DK2 for årene 2009-2017.

FIGUR 10 | MÅNEDSGENNEMSNITSPRISER I KR./MW/TIME FOR FCR-N OG FCR-D FØR OG EFTER IMPLEMENTERINGEN AF DE FÆLLES DANSK-SVENSKES MARKEDER FOR RESERVEKAPACITET, 2009-2017



Kilde: Energinet.

Note: De fuldoptrukne linjer indikerer priserne før implementeringen af de dansk-svenske reservemarkeder, mens de stiplede linjer indikerer priserne efter implementeringen.

Som det ses af Figur 10, er markedspriserne for FCR-N og FCR-D kapacitet faldet til et markant lavere niveau siden implementeringen af de fælles dansk-svenske markeder for FCR-N og FCR-D i oktober 2012. Sammenlignes med faldet i spotprisen i samme periode, er faldet i prisen på FCR-N og FCR-D væsentligt mere markant, jf. Figur 9.

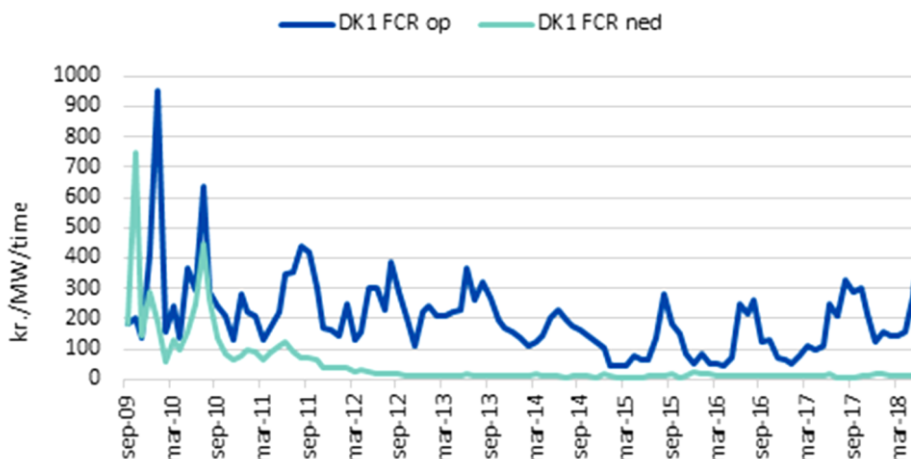
Før implementeringen fra september 2009 til oktober 2012 var den gennemsnitlige pris for FCR-N op- og nedregulering samt FCR-D opregulering henholdsvis 459, 388 og 359 kr./MW/time, og efter implementeringen fra oktober 2012 til december 2017 var den gennemsnitlige pris for FCR-D og for FCR-N (som her er et symmetrisk produkt) henholdsvis 55 og 154 kr./MW/time. Det giver et umiddelbar fald i priserne for FCR-N og FCR-D på henholdsvis 64 og 85 pct., hvilket må betragtes som et markant fald i markedspriserne, som vurderes at stamme fra den forøgede konkurrence⁷⁴.

Det fremgår af Figur 10, at priserne på FCR-N og FCR-D allerede faldt inden den fulde åbning af det fælles dansk-svenske marked i oktober 2012. Dette skyldes, at det fælles marked blev gradvist indført, således at de tekniske specifikationer blev harmoniseret fra april 2011 og gjorde det muligt for Energinet at indkøbe op til en tredjedel af ydelseren i Sverige. Indfasningen af markedet og prisudviklingen i denne periode er beskrevet nærmere i rapporten "Analyse af markedet for frekvensstyrede reserver i Danmark" offentliggjort af det daværende Energitilsyn i oktober 2013.

UDVIKLING I OMKOSTNINGER TIL FCR I VESTDANMARK

Nedenstående Figur 11 viser den gennemsnitlige månedspris for reservekapacitet for det primære reservemarked (FCR) i DK1 for årene 2009-2018.

FIGUR 11 | MÅNEDSGENNEMSNITSPRISER FOR RESERVEKAPACITET FOR PRIMÆR RESERVE (FCR) I DK1 I KR./MW/TIME, 2009-2018



Kilde: Energinet.

Opregeringsprisen udviste i perioden en høj grad af sæsonprægede prisspidser, hvor det gennemsnitlige prisniveau var markant højere i sommerhalvåret. Dette kan hænge

⁷⁴ For FCR-N priserne er der her lavet en sammenligning af det symmetriske FCR-N produkt med de to asymmetriske FCR-N produkter, ved at tage gennemsnittet af de to gennemsnitspriser for FCR-N op- og nedregulering.

sammen med, at der i vinterhalvåret er et større antal centrale kraftværker i drift end om sommeren pga. fjernvarmebehovet.

De største prisspidser forekom i løbet af 2009, men finder ellers et relativt stabilt mønster i de efterfølgende år. Den gennemsnitlige opreguleringspris per måned var 204 kr./MW/time for perioden og med den højeste gennemsnitlige månedspris på 952 kr./MW/time. Det højeste prisniveau, der blev opnået for en enkelt time, var i juni 2013 på 14.900 kr./MW/time.

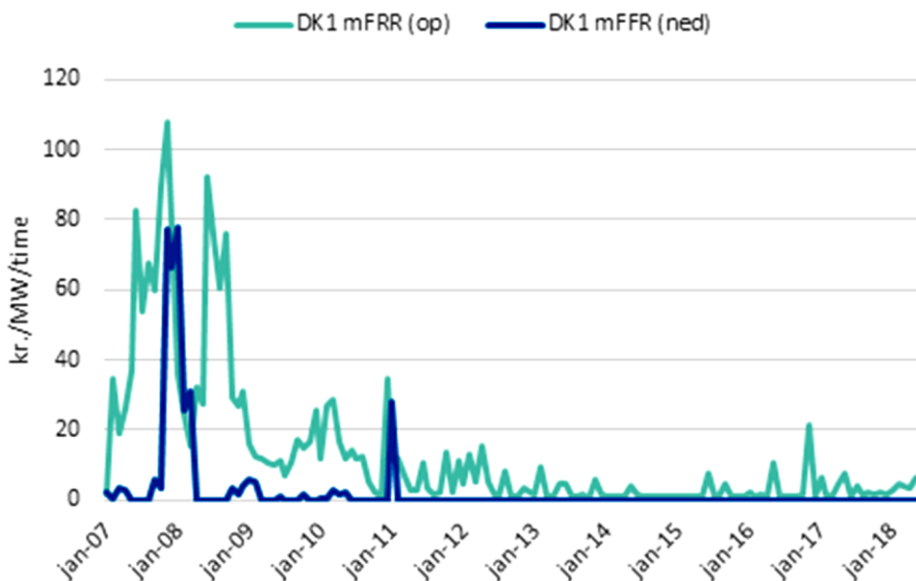
Nedreguleringsprisen var høj i begyndelsen af perioden og frem mod slutningen af 2010, hvorefter den falder til et permanent, markant lavere niveau, hvilket kan hænge sammen med den store udbygning af elkedelkapacitet i DK1 i perioden 2009 til 2012, der også er omtalt ovenfor i afsnit 3.4. Fra 2009 til 2012 steg antallet af elkedler fra 5 til 39, og de installerede elkedelkapacitet steg fra ca. 150 MW til godt 360 MW. Langt størstedelen af tilvæksten blev installeret i DK1.

Fra omkring begyndelsen af 2011 faldt den gennemsnitlige månedlige elektricitetspris på spotmarkedet med ca. 23 pct. i DK1, mens opreguleringsprisen for den primære reserve faldt med ca. 39 pct. og nedreguleringsprisen for den primære reserve med ca. 90 pct. Det generelle prisfald i spotprisen må antages også at have haft en afsmittende effekt på prisniveauet for den primære reserve, men det markant større fald indikerer, at det er usandsynligt, at det skulle være den primære driver.

UDVIKLING I OMKOSTNINGER TIL MFRR

Nedenstående Figur 12 viser den gennemsnitlige månedspris for reservekapacitet for det tertiære reservemarked (mFFR) i DK1 for årene 2007-2018.

FIGUR 12 | MÅNDESGENNEMSNITSPRISER FOR RESERVATIONS BETALING FOR MÅNUEL RESERVE (MFRR) I DK1 I KR./MW/TIME, 2007-2018



Kilde: Energinet.

Opreguleringsprisen var særligt høj mellem 2007 og 2010, hvor den gennemsnitlige pris per måned var ca. 32 kr./MW/time, og den måned med højeste gennemsnitlige månedspris var ca. 108 kr./MW/time.

I de efterfølgende år faldt de gennemsnitlige omkostninger til reservekapacitet for opregulering til 4 kr./MW/time med mindre udsving end tidligere. Prisen for reservekapacitet per time for opregulering varierede dog betragteligt og nåede op på sit højeste prisniveau på ca. 3.277 kr./MW/time i løbet af perioden.

Nedreguleringsprisen var generelt lav i perioden med undtagelse af slutningen af 2007, hvor den gennemsnitlige månedspris nåede ca. 78 kr./MW/time. Efter januar 2011 har Energinet ikke længere købt manuel nedregulering, årsagen er, at der er rigelig med nedreguleringsbud i markedet for mFRR-energi (regulerkraftmarkedet), skønt nedreguleringsvolumen ikke er stor i DK2, kan Energinet anvende regulerkraft buddene i DK1 ved at reducere flowet fra Storebælt, da strømmen i lang størstedel af tiden løber fra DK1 til DK2.

I perioden 2016-2020 har Energinet indkøbt i alt cirka 623 MW mFRR fra fem forskellige leverandører til DK2 for et samlet beløb på ca. 1 mia. kr. Disse leverandører modtager kapacitetsbetaling og er derfor forpligtet til at indgive bud på aktivering af denne kapacitet på regulerkraftmarkedet.

For perioden 2011-2015 indgik Energinet en tilsvarende aftale med det daværende DONG Energy (nu Ørsted). Normalt dækker leverandørerne i de lange aftaler behovet for manuelle reserver i DK2, og der er derfor ikke behov for yderligere reservation af kapacitet til manuel balancering af systemet i selve driftstimen. Dog kan der blive behov for et ad hoc indkøb af mFRR på dagsauktioner altså en ekstraordinær auktion, hvis leverandørernes anlæg fx er ude til revision. Dette indkøb er dog typisk lille i forhold til indkøbet på lange kontrakter. Således blev der i årene 2010-2017 indkøbt i gennemsnit knap 10 MW/time på de kortere auktioner.

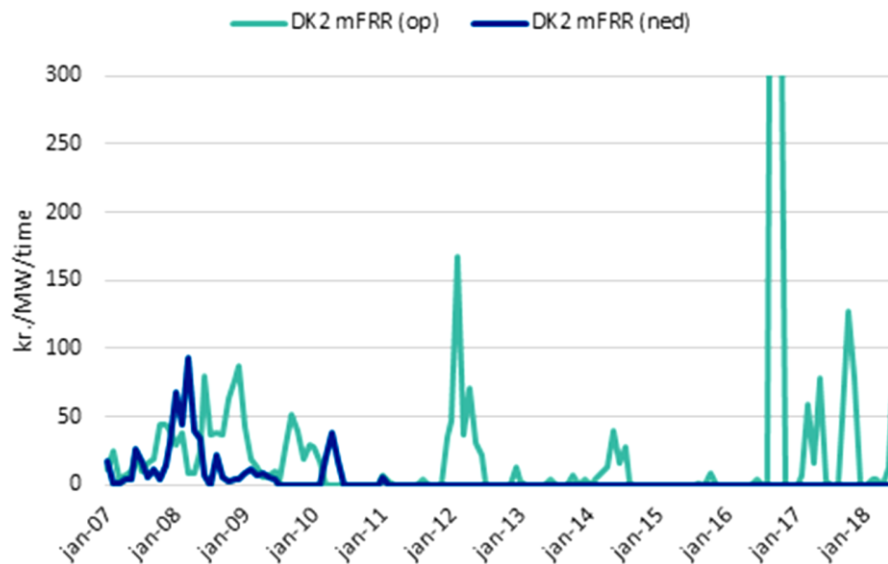
Nedenstående Figur 13 viser den gennemsnitlige månedspris for reservekapacitet på de kortere auktioner for det tertiære reservemarked (ad hoc mFRR) i DK2 for årene 2007-2018.

Reservationsbetaling for opregulering for ad hoc mFRR i DK2 lå relativt lavt i det meste af perioden, men oplevede nogle markante prisspidser – især i september 2016 og oktober 2018, hvor den højeste reservationsbetaling pr. time nåede henholdsvis 7.348 og 10.500 kr./MW/time.

Dette skyldtes erstatningsindkøb ved revision af en blok på Kyndbyværket, der normalt leverer manuelle reserver. I revisionsperioden måtte Energinet beordre et kraftværk i drift for at skaffe tilstrækkelige reserver, og priserne i auktionerne var meget høje. I løbet af auktionens første uge steg udbuddet af reserver, hvilket betød, at priserne faldt betragteligt, og idet det i resten af revisionsperioden ikke var nødvendigt at beordre kraftværker i drift.

Forsyningstilsynets løbende markedsovervågning har netop sådanne situationer for øje, hvor Energinets rolle som PPAT også er vigtig, jf. afsnit 2.3.

FIGUR 13 | MÅNEDSGENNEMSNITSPRISER FOR RESERVATIONS BETALING FOR AD HOC MANUEL RESERVE (MFRR) I DK2 I KR./MW/TIME, 2007-2018



Kilde: Energinet.

Note: Prisaksen stopper ved 300 kr./Mw/time, men prisspidsen i september 2016 når op til ca. 912 kr./mw/time.

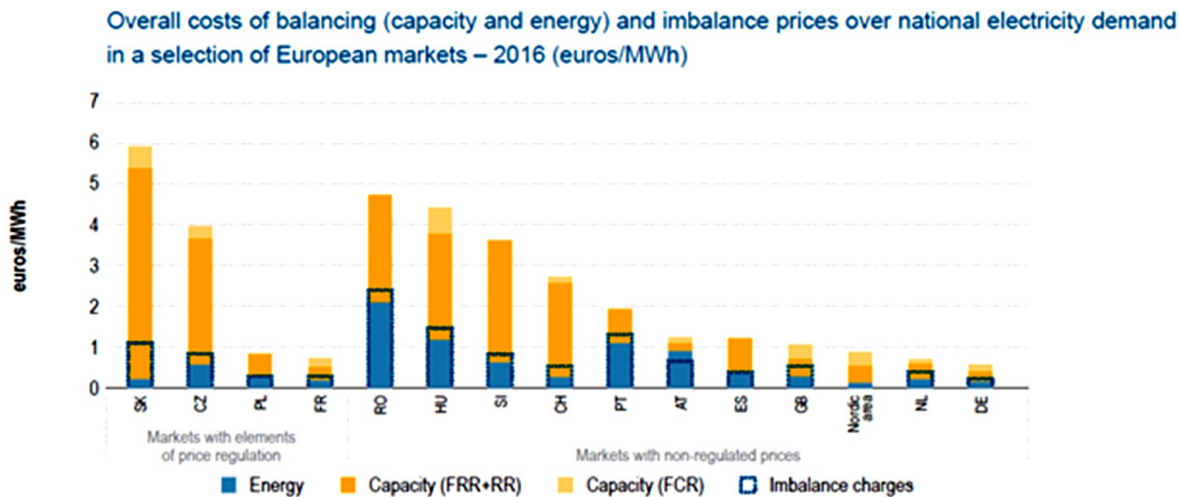
5.2 PERSPEKTIVERING I FORHOLD TIL ANDRE EUROPÆISKE LANDE

Siden 2012 har ACER årligt udgivet de såkaldte Market Monitoring Reports for el- og gasmarkedene.

I rapporten "Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Gas Markets in 2016. Electricity Wholesale Markets Volume" fra oktober 2017 har ACER bl.a. sammenlignet balanceringsomkostninger på tværs af Europa.

Nedenstående Figur 14 viser balanceomkostningerne per MWh produceret elektricitet i euro for en række EU-lande.

FIGUR 14 | OMKOSTNINGER TIL BALANCERING I FORSKELLIGE EUROPÆISKE LANDE I 2016



Kilde: ACER Market Monitoring Report 2016.

Udgifterne per MWh er fordelt på tre forskellige poster – primære kapacitetsomkostninger (FCR), sekundære og tertiære kapacitetsomkostninger (FRR + RR) og energiforbrug (aktivering).

Landene er opdelt efter om de benytter sig af markeder med prisregulering eller uregulerede markeder. I denne sammenhæng ses bort fra de regulerede markeder, da de dårligere lader sig sammenligne med situationen i Norden.

Ser man på de samlede balanceomkostninger, så er det tydeligt, at der er stor forskel mellem de forskellige lande. Lande som Rumænien og Ungarn ligger højt med gennemsnitlige balanceomkostninger på over 4 euro/MWh elektricitet produceret, mens Tyskland, Nederlandene og de nordiske lande ligger under 1 euro/MWh.

For de nordiske lande udgøres størstedelen af balanceomkostningerne af reservekapacitet og kun en lille del af selve energiforbruget sammenlignet med andre lande. Dette skyldes formentlig den store andel af vandkraft i elproduktionen.

Det fremgår, at de nordiske landes balanceomkostninger er blandt de absolut laveste i EU. Ifølge ACERs opgørelse har Nederlandene og Tyskland dog endnu lavere samlede omkostninger, men dog højere omkostninger til reserveenergi.

Det er vanskeligt ud fra ACERs rapport at vurdere den præcise årsag til, at priserne er så forskellige på tværs af Europa og til, at priserne er lave i Norden sammenlignet med de øvrige markeder. ACER anfører, at forskellen i priser skyldes manglende fremdrift i integrationen af balancemarkederne, og at forskellen i prisniveauerne dels skyldes de underliggende omkostninger for fleksibilitetsressourcerne og dels hvor udviklede de nationale markeder er. Én årsag til de lave omkostninger i Norden er sandsynligvis, at der er en betydelig andel af vandkraft, som har lave omkostninger til fleksibilitet. Men om markedsdesignet og indkøbet i Norden også giver lavere omkostninger, kan ikke vurderes ud fra ACERs rapport, men vil kræve yderligere analyse.

5.3 SAMMENFATNING

Udgifterne til reserver (kapacitet og energi), dvs. eksklusive udgifter til systembærende egenskaber, har siden 2013 været mellem ca. 500 til 800 mio. kr. Heraf udgør de årlige udgifter til kapacitet minimum ca. 80 pct. DK1s udgifter udgør for perioden mellem 140 til 200 mio. kr., og DK2 udgør 275 til 500 mio. kr., mens de enkelte største udgiftsposter er de længerevarende kontrakter for aFRR i DK1 og for mFRR i DK2 (ca. 200 mio. kr.).

Ifølge data fra Agenturet for Samarbejde mellem Energireguleringsmyndigheder (ACER) er de nordiske landes balanceomkostninger blandt de laveste i EU. Nederlandene og Tyskland har lavere samlede omkostninger, men dog højere energiomkostninger. ACER anfører, at forskellen i priser mellem de forskellige EU-lande skyldes manglende fremdrift i integrationen af balancemarkederne, og at forskellen i prisniveauerne dels skyldes de underliggende omkostninger for fleksibilitetsressourcerne, dels hvor udviklede de nationale markeder er.

6 KONKURRENCEANALYSE AF RESERVEMARKEDET I DANMARK

I dette kapitel beskrives og vurderes konkurrencen på reservemarkederne for reservekapacitet med undtagelse af de lange kontrakter for aFRR i DK1 og mFRR i DK2. Kapitlet er opbygget sådan, at den metodiske tilgang til analysen indledningsvist beskrives. Efterfølgende beskrives aktørerne på markedet. Endelig beskrives de indikatorer, som der tages udgangspunkt i ved vurderingen. Derudover undersøges de balanceansvarlige aktørers handlinger i markederne for reservekapacitet. Kapitlet afsluttes med en vurdering af muligheder for at forbedre markedernes funktionsmåde.

Energinets indkøb af reserver er beskrevet i kapitel 4-5, dvs. efterspørgselssiden. I dette kapitel er fokus på aktørernes udbud af reservekapacitet, dvs. udbudssiden.

6.1 INTRODUKTION TIL KONKURRENCEANALYSE AF MARKEDET FOR RESERVEKAPACITET

Markedet for reserver adskiller sig på en række parametre fra det, som økonomer almindeligvis vil kalde et velfungerende marked. Der er således ofte tale om en eneindkøber af reserver (Energinet) og relativt få udbydere, ligesom det også er Energinet, der anmelder markedsregler i henhold til national og EU-regulering. Der er således tale om et marked med særlige karakteristika.

Konkurrenceanalysen er afgrænset til dagsmarkederne for reservekapacitet. Regulerkraftmarkedet, som er for aktivering af manuelle reserver, dvs. reserveenergi, er alt andet lige mere velfungerende end markedet for reservekapacitet, da TSO'ere og markedsaktører fra hele Norden deltager.

Forsyningstilsynets analyse bygger på data over bud fra de balanceansvarlige aktører fra 2017 for alle de undersøgte markeder for reservekapacitet. Der er tale om et omfattende og detaljeret datasæt. Datasættet indeholder kommercielt følsom information, hvorfor Forsyningstilsynet alene har gengivet resultater af analyser i aggregeret form.

Det har ikke været muligt at anvende konkurrenceindikatorer, såsom HHI (Herfindahl-Hirschman Index), PSI (Pivotal Supplier Index) og RSI (Residual Supply Index), da der ikke findes data over, hvor meget kapacitet de forskellige balanceansvarlige aktører har til rådighed i forhold til de forskellige reservemarkeder⁷⁵.

Energinet har oplyst over for Forsyningstilsynet, at 2017 er repræsentativt for konkurrencen på reservemarkederne, dog med undtagelse af indkøbet fra ad hoc mFRR auktioner i DK2, som i 2017 var på 42 mio. kr., hvilket ifølge Energinet anses for at ligge noget over normalen.

Forsyningstilsynet har ikke haft adgang til data over den svenske del af de dansk-svenske fælles reservemarkeder (FCR-N og FCR-D), dvs. undersøgelsen indeholder ikke data over de svenske aktørers indsendte bud samt hvilke svenske bud, der er blevet accepteret. For at kunne belyse konkurrencesituationen i disse markeder har Forsyningstilsynet betragtet FCR-N og FCR-D markedet ud fra Energinets indkøbsvinkel⁷⁶. Forsyningstilsynet har derfor udledt data over det maksimale indkøb, som Energinet

⁷⁵ Energinet har alene et generelt overblik over, hvor store volumener de forskellige balanceansvarlige aktører råder over i spot- og intradaymarkedet. Energinet har ikke eksakt kendskab til, hvor store volumener de balanceansvarlige aktører råder over, som lever op til reservemarkedernes forskellige tekniske krav.

⁷⁶ De danske bud, som er blevet accepteret i FCR-N og FCR-D udgør henholdsvis ca. 7 og 12 pct. af det samlede dansk-svenske indkøb. Beregningen af det samlede indkøb af FCR-D er fratrukket leveringer fra Kontek (DK2-DE), Kontiskan (DK1-SE3) og Storebælt (DK1-DK2).

potentielt kunne have købt via Øresundskablet. De svenske aktørers bud indgår, som én ekstra aktør med den volumen, som Energinet indkøber for den pågældende time i de timer, hvor det er muligt for Energinet at importere reserverne fra Sverige⁷⁷.

Ad hoc mFRR reservekapacitet i DK2 er et ekstraordinært dagligt marked, som træder i kraft, når de 5-årige lange kontrakter på mFRR i DK2 ikke opfyldes af de pågældende balanceansvarlige aktører, fx ved planlagt revision eller ved anden udetid af de deltagende anlæg. Nogle balanceansvarlige aktører indsender dog bud, uanset om der afholdes et (ekstraordinært) udbud eller ej. I denne analyse er sådanne bud sorteret fra, da analysen hovedsagelig fokuserer på de timer, hvor der er blevet afholdt et udbud.

Forsyningstilsynet har valgt at betragte hvert reservemarked for sig, da der er tale om relativt forskellige produkter, uanset at de hurtige reserver i princippet kunne substituere mange af de langsomme reserver. Det ville være meget dyrt for samfundet, hvis alle ubalancer skulle håndteres med én type reserve. Produkterne er desuden ikke ens i de forskellige reservemarkeder, da alle teknologier ikke kan deltage i alle markeder, hovedsagelig på grund af de omfattende tekniske krav til de primære og sekundære reserver. For nogle teknologier vil der dog være en sammenhæng mellem de forskellige reservemarkeder, da disse teknologier vil kunne leve op til de tekniske krav i flere af reservemarkederne, jf. afsnit 4.2.

I analysen skelnes mellem Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2), da de er strukturelt forskellige. Kapaciteten på forbindelsen mellem DK1 og DK2 (Storebæltsforbindelsen) er af en begrænset størrelse, hvilket indebærer, at DK1 og DK2 ikke hensigtsmæssigt kan betragtes som et integreret marked, da der ikke i alle timer er mulighed for at handle i begge retninger over forbindelsen. Denne tilgang har den udfordring, at analysen må tage udgangspunkt i relativt små markeder.

Forsyningstilsynet har med udgangspunkt i timebaseret data⁷⁸ om bl.a. bud og priser, opstillet en række indikatorer, som anvendes som udgangspunkt for en vurdering af de enkelte markeder. Baggrunden for de enkelte indikatorer er beskrevet udførligt i kapitlet. Indikatorerne dækker udbudssiden og markedsclearingen, hvor sidstnævnte er et udtryk for resultaterne af mødet mellem efterspørgsel og udbud.

Samtlige indikatorer er beregnet på en sådan måde, at hver balanceansvarlig aktør udgør én enkelt aktør, uanset at de i princippet kan repræsentere adskillige kunder med hver deres anlæg.

De balanceansvarlige aktører, der lever op til kravene fastsat i Energinets forskrift C1⁷⁹ kan imidlertid repræsentere adskillige kunder, som hver især kan eje deres egne værker. Analysen ser således bort fra, at de balanceansvarlige aktører repræsenterer mange individuelle konkurrerende kunder, som hver især ejer deres egne forbrug- og produktionsenheder. Analysen bygger med andre ord på en antagelse om, at de balanceansvarlige aktører hver især agerer som én aktør, også når de repræsenterer mange individuelle konkurrerende kunder. Det er selvsagt et forsimplet analytisk udgangspunkt, og den anvendte tilgang vil have en tendens til at overvurdere konkurrenceudfordringerne på markedet for kapacitetsreserver.

⁷⁷ Det er dog kun i helt særlige tilfælde, at Øresundsforbindelsen ikke kan overføre FCR-N og FCR-D reserveenergi til Danmark fra Sverige. Det skyldes, at selv hvis kablet er fuldt udnyttet, vil det være muligt via kortvarig overbelastning på Øresundsforbindelsen at overføre reserveenergi. Det vil kun være ved en fuld afbrydelse af Øresundsforbindelsen, at det ikke er muligt at inkludere Øresundsforbindelsens deltagelse i analysen.

⁷⁸ Timedata er nødvendig, for at kunne vurdere reservemarkederne, da der i princippet opstår en ny markedssituation, for hver time markedet clearer.

⁷⁹ <https://energinet.dk/EI/Rammer-og-regler/Markedsforskrifter>

Den anvendte tilgang i konkurrenceanalysen gør det vanskeligt at bestemme, hvor velfungerende konkurrencen på markederne er, da det i vidt omfang beror på en vurdering af de balanceansvarlige aktørers ageren på markedet. Konkret vil en vurdering af konkurrencen i høj grad afhænge af, hvorvidt aggregatorerne (dvs. de balanceansvarlige aktører, som ikke selv ejer hele deres portefølje) udøver kontrol over deres kunders bud udover, hvad der bidrager til et mere velfungerende marked. Altså, om det er rimeligt at forstå en balanceaktør som én budgiver eller alene som en videreformidler af bud. Relationen mellem de balanceansvarlige aktørers bud og de enkelte værkers bud er derfor væsentligt i forhold til at forstå og vurdere konkurrencen på markedet, hvorfor dette spørgsmål står centralt i analysen.

6.2 BALANCEANSVARLIGE AKTØRER

De balanceansvarlige aktørers hovedfunktioner er at handle i de forskellige markeder og at vedligeholde en "balance", dvs. en beskrivelse af det planlagte forbrug, produktion eller handel for det indeværende og kommende døgn pr. time.

Reglerne for de balanceansvarlige aktører står nærmere beskrevet i markedsforskrift C1 "Vilkår for balanceansvar"⁸⁰. I C1 fremgår det, at hver balanceansvarlig aktør skal underskrive "Aftale om balanceansvar".

I 2017 er der i alt seks forskellige balanceansvarlige aktører, som har afgivet bud i ét eller flere reservemarkeder i Danmark. For DK1 og DK2 har der deltaget henholdsvis fem og seks aktører i 2017.

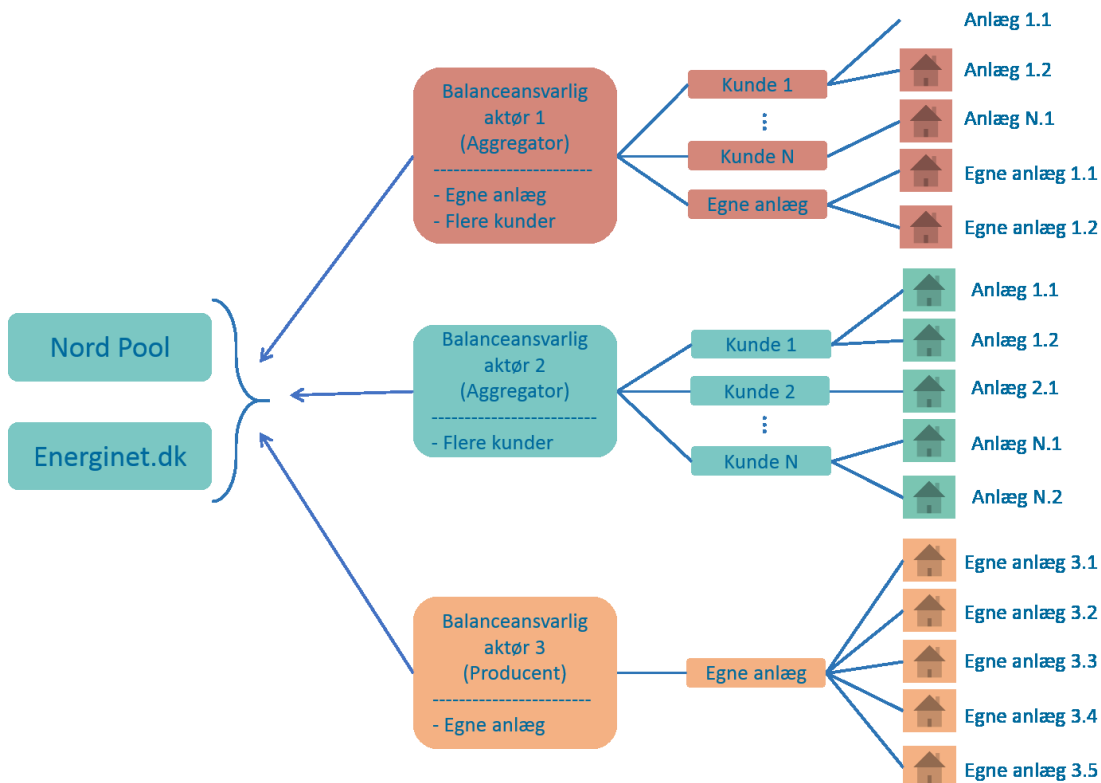
To af de balanceansvarlige aktører er produktions- og handelsbalanceansvarlig aktører, resten af aktørerne er balanceansvarlige for produktion, forbrug og handel.

To er primært balanceansvarlig for egne anlæg, mens resten kan betegnes som værende aggregatorer, som byder ind på vegne af deres kunder som ejer forbrugs- og produktionsenhederne (derudover kan aggregatorerne eje egne enheder, som de ligeledes byder ind)⁸¹, jf. Figur 15, som illustrerer de forskellige typer af porteføljer.

⁸⁰ <https://energinet.dk/EI/Rammer-og-regler/Markedsforskrifter>. Forskriften er en del af det samlede sæt af vilkår og betingelser for balanceansvarlige og balanceleverandører, som Energinet den 18. juni 2018 har anmeldt til Forsyningstilsynets godkendelse i medfør af EBGL artikel 18.

⁸¹ Forsyningstilsynet har modtaget disse oplysninger om de balanceansvarlige aktørers porteføljer fra Energinet.

FIGUR 15 | ILLUSTRATION OVER DE BALANCEANSVARLIGE AKTØRERS PORTEFØLJER



Kilde: Forsyningstilsynet.

Note: Figuren viser, at Nord Pool og Energinets respektive markeder modtager bud fra de balanceansvarlige aktører. Derudover illustreres de balanceansvarlige aktørs mulige porteføljesammensætning, som groft kan opdeles i tre kategorier. De balanceansvarlige aktører repræsenterer i deres portefølje adskillige kunder, som har forskellige anlæg under sig.

”(Egne) anlæg” i figuren kan i princippet både præsentere produktions- og/eller forbrugsenheder, hvor adskillige former for teknologier er i spil, men er for illustrationens skyld blevet forsimplet til ”anlæg”.

De balanceansvarlige aktører kan råde over en større portefølje af forskellige produktions- og forbrugsteknologier, som har forskellige tekniske egenskaber. Dette betyder, at nogle teknologier har en mere konkurrencedygtig pris til at kunne levere bestemte reserver end andre, jf. kapitel 4, Tabel 5, som giver et skønnet overblik over, hvilke teknologier der normalt deltager i de forskellige reservemarkeder.

De centrale og decentrale kraftværker kan som udgangspunkt leve op til de tekniske krav og byde ind i alle reservemarkeder. Større kraftværker byder dog kun ind i markedet for de primære reserver (FCR), når de allerede er aktiveret, fx i spotmarkedet. Reservemarkedet for primær nedregulering i DK1 er i dag domineret af elkedler, hvilket har skubbet andre teknologier ud af markedet. Der har været stor udvikling i hvilke teknologier, som kan levere reserver, jf. kapitel 3.5.

6.3 KONKURRENCESITUATIONEN PÅ UDBUDSSIDEN OG I MARKEDSCLEARINGEN

Indeværende afsnit belyser konkurrencesituationen for hvert reservemarked i Danmark i 2017 ved hjælp af en samlet vurdering på baggrund af en række indikatorer, som er af relevans for udbudssiden eller for markedsclearingen, jf. Tabel 12 nedenfor samt Tabel 4 i kapitel 4.

Hver enkelt indikator belyser et bestemt aspekt af en konkurrencesituation og er i sig selv ikke nok til at konkludere, hvorvidt markedet er velfungerende. Tilsammen kan indikatorerne derimod give et større indblik i konkurrencesituationen for det pågældende marked. Konkret angiver indikatorerne, hvor ofte specifikke situationer er opstået, hvor konkurrencen på markedet må formodes at være mindre velfungerende.

Forsyningstilsynet har i forbindelse med udviklingen og vurderingen af indikatorerne bl.a. anvendt Konkurrence- og Forbrugerstyrelsens vejledning om udbudsreglerne⁸², ACERs Gas Target Model (GTM)⁸³ og Kommissionens retningslinjer for vurdering af horisontale fusioner efter Rådets forordning om kontrol med fusioner og virksomheds-overtagelser⁸⁴.

UDBUDSSIDEN

Indikator 1: Procentvis timer med kun én balanceansvarlig aktør

Når der kun deltager én balanceansvarlig aktør i et udbud (monopol), og hvor aktøren derfor er prissættende, da vil aktøren have mulighed for at udnytte sin dominerende stilling, såfremt aktøren selv er bevidst om situationen. Indikatoren angiver omfanget af timer, hvor der kun har deltaget én balanceansvarlig aktør.

Det er vanskeligt at vurdere, hvornår en aktør på forhånd vil kunne opnå viden om, hvornår den vil være prissættende. Det kommer bl.a. an på, hvorvidt aktøren kan udlede regelmæssigheder i markedet, fx under henvisning til revisioner, vejret, temperatur etc. Det er antageligvis lettere at udlede regelmæssigheder, når en situation opstår ofte.

Situationen med udbud med kun en aktør forekommer relativt sjældent. For FCR-N forekommer situationen stort set ikke (ca. 0,1 pct. af tiden), og for FCR-D er det yderst sjældent (ca. 1 pct. af tiden). For resten af reservemarkederne forekommer der ingen timer med kun én balanceansvarlig aktør, jf. Tabel 12. For at sætte det i perspektiv svarer 4 pct. af tiden i gennemsnit til ca. 1 time hver dag⁸⁵.

Indikator 2: Procentvis timer med maksimalt tre deltagende balanceansvarlige aktører

Indikatoren angiver omfanget af timer med maksimalt tre deltagende aktører. Indikatoren giver et indblik i, hvor ofte der er risiko for, at konkurrencen på markedet kan være mindre velfungerende.

⁸² <https://www.kfst.dk/media/47065/udbudsloven-vejledning-om-udbudsreglerne.pdf>

⁸³ https://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACER-Gas-Target-Model-/Documents/A14-AGTM-13-03a_GTM_Annex%20%20-%20Calculation%20specification%20metrics_final.pdf

⁸⁴ <https://publications.europa.eu/da/publication-detail/-/publication/14f16a94-fefa-4732-b0be-375860f63be3/language-da>

⁸⁵ 365 dage * 24 time = 8.760 time på et år. 4 pct. af 8.760 timer er ca. 350 timer, dvs. mere eller mindre 1 time hver dag.

Markedssituationer med maksimalt tre deltagende balanceansvarlige aktører er et af de karakteristika, som kendetegner oligopolprægede markeder, dvs. et marked med få aktører. En af farerne ved et oligopolmarked er, at de balanceansvarlige aktører ved gentagne 'spil' implicit vil kunne lære at koordinere tilbageholdelse af kapacitet og derved gennem hæve markedspriserne.

Reservemarkederne har i 2017 kun haft deltagelse af seks aktører, og markederne er timebaserede, hvilket giver aktørerne mange muligheder for at lære hinandens budstrategier at kende. Disse forhold taler for, at konkurrencen på reservemarkederne i mange tilfælde vil kræve fire eller flere aktører for at kunne betragtes som værende velfungerende.

For FCR-D var der i 2017 kun (ca. 100 pct. af tiden) udbud med deltagelse af maksimalt tre balanceansvarlige aktører, mens det for FCR nedregulering var situationen i halvdelen (ca. 56 pct. af tiden) af tiden. På de resterende markeder forekommer situationen med maksimalt tre deltagende aktører betydeligt mindre hyppigt: FCR opregulering (ca. 17 pct. af tiden), FCR-N (ca. 8 pct. af tiden), mFRR DK1 (ca. 10 pct. af tiden) og ad hoc mFRR i DK2 (ca. 10 pct. af tiden), jf. Tabel 12.

Indikator 3: Gennemsnitlig HHI for indsendte bud

Forsyningstilsynet har udregnet et koncentrationsindeks (HHI) af de indsendte bud til Energinet⁸⁶. Koncentrationsindekset beskriver, hvilke reservemarkeder som er præget af en høj koncentration af indsendte bud.

En høj koncentration er et udtryk for, at enkelte aktører udgør størstedelen af de indsendte bud i det pågældende marked. At en aktør udgør størstedelen af de indsendte bud i markedet kan tyde på, at der kan være dominerende aktører i de pågældende markeder. At koncentrationen er høj, er dog ikke ensbetydende med, at det nødvendigvis vil være den samme aktør, der er dominerende i hver time, men blot at der i den gennemsnitlige time er høje koncentrationer.

En høj koncentration kan også være et udtryk for, at andre aktører ikke finder markedet interessant, hvorfor de ikke indsender bud. Da data kun dækker over de indsendte bud til Energinet og ikke aktørernes potentielle kapacitet, som er til rådighed i de enkelte reservemarkeder, kan den faktiske koncentration af kapacitet være enten lavere eller højere end de beregnede resultater, som bygger på de indsendte bud.

Ifølge Kommissionens retningslinjer for vurdering af horisontale fusioner efter Rådets forordning om kontrol med fusioner og virksomhedsovertagelser (punkt 19 og 20) vil det være usandsynligt, at Kommissionen vil påvise horisontale konkurrencemæssige problemer på et marked med et HHI efter en fusion på under 0,1 og mellem 0,1 og 0,2. Det vil også være usandsynligt, hvis et HHI er over 0,2 efter en fusion, medmindre der foreligger særlige omstændigheder. Kriteriet for ACERs GTM for velfungerende engrosmarkeder for naturgas er et HHI under eller lig med 0,2.

⁸⁶ $HHI = \sum_i^N A_i^2$,

Hvor i repræsenterer aktør i , mens N er antallet af aktører, der har indsendt bud til Energinet for den pågældende time, og A_i er aktør i 's andel af de samlede indsendte bud til Energinet for den pågældende time. Der beregnes et koncentrationstal for hver time. Da elmarkedet er timebaseret, kan en aktør være dominerende i én time og eksempelvis ikke i den efterfølgende time.

Hvis koncentrationsindekset er lige med 1, er volumen af alle indsendte bud koncentreret i en aktør. Modsat forholder det sig, når koncentrationsindekset nærmer sig 0.

Når tre aktører hver især har en tredjedel, vil koncentrationen være 0,33. Er koncentrationen større end dette, er det udtryk for en mere ulige fordeling.

Markederne for reservekapacitet i Danmark har som minimum et gennemsnitlig HHI indeks på 0,3 og er således præget af høje koncentrationer af indsendte bud, jf. Tabel 12.

MARKEDSCLEARING

Indikator 4: Minimum én aktør har vundet mere end 40 pct. af udbuddet på aggregeret plan for 2017

Indikatoren angiver, i hvilke markeder minimum én balanceansvarlig aktør har vundet mere end 40 pct. af udbuddet på aggregeret plan for 2017.

Kommissionen har i flere tilfælde anset fusioner, som bevirkede, at virksomhederne opnåede markedsandele på mellem 40 og 50 pct. og i visse tilfælde under 40 pct. for at skabe eller styrke en dominerende stilling⁸⁷. ACERs GTM kriterium for et velfungerende engrosmarked for naturgas er, at minimum én aktør har mindre end eller lig med 40 pct. af markedet. Alene baseret på Kommissionens og ACERs indikatorer kan det dog ikke konkluderes, hvorvidt en høj koncentration er et udtryk for, om der er tale om en residual monopolist⁸⁸ eller blot en konkurrencedygtig aktør.

Alle de undersøgte reservemarkeder på nær FCR opreguleringsmarkedet i DK1 har minimum én balanceansvarlig aktør, som i 2017 har vundet mere end 40 pct. af udbuddet, jf. Tabel 12.

Indikator 5: Andel af accepterede bud ift. det samlede udbud på aggregeret plan for 2017

Indikatoren viser på aggregeret plan for 2017 forholdet mellem volumen af de accepterede bud (altså den faktiske indkøbte mængde) og volumen af de indsendte bud. Indikatoren angiver dermed andelen af volumen af indsendte bud, der er blevet accepteret.

En indikator for et godt konkurrenceniveau er, at der er rigelig med udbud i forhold til efterspørgslen. At der er et markant større udbud end, hvad der efterspørges, kan have en positiv konkurrenceeffekt på priserne. FCR ned- og opreguleringsmarkederne i DK1 har kun accepteret henholdsvis 22 og 26 pct. af udbuddet i 2017, hvilket betyder, at der eksisterer et ca. 4 gange så stort udbud i forhold til efterspørgslen, jf. Tabel 12.

De andre markeder har et ca. 1,6-2 gange større udbud end efterspørgslen, og det er dermed mere diskutabelt, hvor stor konkurrenceeffekten er på prisen. Der kan dog eksistere kapaciteter uden for markedet, som muligvis ville kunne deltage, hvilket ville bidrage med at holde priserne nede.

Sammenholdes dette med indikatoren for, om minimum én aktør har vundet over 40 pct. af udbuddet, vil det give en indikation af, om den store aktør er en residual monopolist. Såfremt der stadig er en betragtelig stor andel af udbuddet tilbage i markedet, som ikke er blevet accepteret, giver det en indikation af, at der er tale om en forholdsvis stor og konkurrencedygtig balanceansvarlig aktør snarere end en residual monopolist.

⁸⁷ Kommissionens retningslinjer for vurdering af horisontale fusioner efter Rådets forordning om kontrol med fusioner og virksomhedsovertagelser punkt 19 og 20.

⁸⁸ En aktør som er residual monopolist, er defineret ved, at aktørens kapacitet er nødvendig for at køberne kan få dækket hele sin efterspørgsel.

Samtlige markeder har på aggregeret form for 2017 maksimalt accepteret 63 pct. af de indsendte bud ift., hvad de indkøber. At hele udbuddet ikke anvendes, peger i retning af, at der – på aggregeret plan – ikke eksisterer residuale monoplistere. Dette udelukker dog ikke, at der kan eksistere residuale monoplistere i enkelte timer.

Indikator 6: Antal timer hvor den samlede volumen af udbuddet udgør mindre end 120 pct. af det realiserede køb

Indikatoren viser, hvor ofte udbuddet udgør mindre end 120 pct. af det realiserede køb. Dette forhold bidrager med en forståelse af omfanget af pressede situationer.

Det er ikke kun ved situationer, hvor udbuddet helt præcist er lige med det realiserede indkøb, at aktørerne kan udnytte situationen og være prissættende. Det er også, når der ikke er så meget ekstra udbud, såsom når udbuddet udgør 120 pct. af det realiserede indkøb. En sådan situation vil af Energinet rent systemsikkerhedsmæssigt blive betragtet som en presset situation. En aktør kan imidlertid kun udnytte en sådan situation, når aktøren selv er bevidst om den pressede situation.

Pressede situationer, hvor udbuddet udgør mindre end 120 pct. af det realiserede køb, forekommer sjældent for både FCR nedregulering (ca. 0,4 pct. af tiden) og for mFRR i DK1 (ca. 1 pct. af tiden). Derimod forekommer den oftere for FCR opregulering og ad hoc mFRR i DK2 markederne, hvor der henholdsvis ca. 4 og 6 pct. af tiden er pressede situationer, jf. Tabel 12.

Indikator 7: Procentvis timer med overindkøb

Indikatoren viser, hvor ofte Energinet laver indkøb, som er større end behovet. Er omfanget af overindkøb stort, kan det være et tegn på et mindre velfungerende marked.

Energinet indkøber kapacitetsreserver, således at de er sikre på, at den fornødne reserveenergi er tilgængelig på den billigst mulige måde. Nogle gange indkøber Energinet en større volumen end behovet.

Udbudsbetingelserne for systemydelse definerer et sæt regler for, hvornår Energinet må springe bud over i merit-order-listen. Energinet må, alt afhængig af det pågældende reservemarked, springe "store" bud over, såfremt det giver anledning til et overindkøb. Det betyder modsat også, at Energinet ikke må springe "små" bud over, skønt det giver anledning til et overindkøb.

BOKS 6 | EKSEMPEL PÅ OVERINDKØB

Overindkøb kan være et udtryk for, at størrelserne af de udbudte MW'er ikke passer ind i "efterspørgselspuslespillet". Til eksempel: Energinet skal bruge 10 MW, og der eksisterer følgende udbud i den givne prisrækkefølge: 6, 3 og 4 MW. Antag nu at Energinet ikke må springe bud over. Det resulterer i, at Energinet indkøber 13 MW, altså et overindkøb på 3 MW. Antag nu at Energinet må springe bud over, som eksempelvis er større end 20 pct. af behovet, dvs. 2 MW, såfremt det giver anledning til et overindkøb, hvis budet accepteres. Det resulterer i, at Energinet springer bud nummer 2 over og indkøber lige præcis 10 MW.

Overindkøb er et resultat af, at der indsendes store bud. Årsagen til store bud kan være mange. Fx kan det skyldes teknologiske forhold, som gør, at det er mest effektivt at indsende store bud, eller at nogle aktører udnytter deres position på markedet.

Indkøbene i de nationale markeder, som i geografisk omfang kun inkluderer enten DK1 eller DK2, har som minimum i 78 pct. af tiden overindkøb. Der er således overindkøb i en meget stor andel af tiden, hvor Energinets realiserede indkøb er større end deres behov. Der er i denne sammenhæng tale om et overindkøb, uanset hvor beskedent overindkøbet måtte være. På de regionale markeder, altså FCR-D og -N, er der modsat de nationale markeder, stort set ikke noget overindkøb, jf. Tabel 12.

Tilføjes kriteriet at overindkøbet skal være "stort", hvor stort i denne sammenhæng er defineret som værende over 20 pct. af behovet, reduceres tiden med overindkøb. Indkøbene for mFRR i DK1 er kun i begrænset omfang præget af store overindkøb, mens indkøbene for FCR op- og nedregulering samt ad hoc mFRR i DK2 i minimum 28 pct. af tiden er præget af store overindkøb, jf. Tabel 12.

TABEL 12 | KONKURRENCEINDIKATORER FOR DE ENKELTE MARKEDER FOR RESERVEKAPACITET

År 2017	FCR op DK1	FCR ned DK1	mFRR DK1	Ad hoc mFRR DK2	FCR-N DK2	FCR-D DK2
Behov (MW)	10	10	282	(gns.) 53	22	33
Indkøb (mio. kr.)	22	1	7	42	40	15
Pris (kr./MWh)	251	11	3	90	208	52
Prissætning	Pay-as-clear	Pay-as-clear	Pay-as-clear	Pay-as-clear	Pay-as-bid	Pay-as-bid
Nationalt/Regionalt marked	Nationalt	Nationalt	Nationalt	Nationalt	Regionalt	Regionalt
Udviklingsplaner om internationalisering (årstal)	Ja	Ja	NA	Ja (ultimo 2019)	NA	NA
Udbudssiden						
Procentvis timer med kun én aktør (antal timer)	0 pct.	0 pct. (8)	0 pct.	0 pct.	0 pct.	1 pct. (90)
Procentvis timer med maksimalt tre deltagende aktører	17 pct.	56 pct.	10 pct.	10 pct.	8 pct.	100 pct.
Gennemsnitlig HHI for indsendte bud	0,34	0,39	0,45	0,30	0,33	0,58
Markedsclearing						
Minimum én aktør har vundet mere end 40 pct. af udbuddet på aggregeret plan for 2017	Nej	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
Andel af accepterede bud i forhold til det samlede udbud på aggregeret plan for 2017	26 pct.	22 pct.	52 pct.	49 pct.	36 pct.	63 pct.
Procentvis timer hvor den samlede volumen af udbuddet udgør mindre end 120 pct. af det realiserede køb (antal timer)	4 pct. (312)	0 pct. (32)	1 pct. (68)	6 pct. (175)	-	-
Procentvis timer med overindkøb (procentvis timer med "stort" overindkøb over 20 pct. af behovet)	93 pct. (31.pct)	97 pct. (28 pct.)	78 pct. (1 pct.)	95 pct. (55 pct.)	4 pct. (4 pct.)	1 pct. (1 pct.)

Kilde: Energinet.

Note: Indikatorerne bygger på timebud for 2017 fra alle balanceansvarlige aktører som har afgivet et bud i markederne for reservekapacitet. Der er kun beregnet indikatorer på de daglige markeder for reservekapacitet. Markedet for ad hoc mFRR i DK2 omfatter indkøb, når de balanceansvarlige aktører på de 5-årige mFRR kontrakter i DK2 ikke kan levere (enten pga. planlagt revision eller anden udetid).

Den angivne gennemsnitlige kapacitetspris for hver reserve er indkøbet for den pågældende kapacitetsreserve divideret med behovet for samtlige timer i året.

De svenske aktørers bud i FCR-N og FCR-D indgår, som én ekstra aktør med den volumen, som Energinet indkøber for den pågældende time i de timer, hvor det er muligt for Energinet at importere reserveerne fra Sverige.

6.4 KONKURRENCESITUATIONEN FOR RESERVEMARKEDERNE I 2017

Markederne for de hurtige primære reserver (FCR op- og nedregulering, FCR-N samt FCR-D) har en høj teknisk adgangsbarriere i forhold til de andre reservetyper, hvilket kræver relativt større investeringer.

Det er derfor forventningen, at de primære reserver vil have færre deltagende aktører, en højere koncentration af indsendte bud samt højere priser, herunder særligt i DK2, hvor spotpriserne generelt er højere end DK1's spotpriser. FCR nedregulering afviger imidlertid, som den eneste fra forventningen, idet prisen er (meget) lav i forhold til de andre primære reserver. Årsagen er formentlig, at elkedler dominerer markedet og er meget konkurrencedygtige i at levere nedregulering. Derudover er det også i øjenfaldende, at produktet FCR opregulering er dyrere, end produkterne i DK2, hvilket formentlig skyldes, at de regionale markeder i DK2 har et større udbud end det nationale.

Markederne for de manuelle reserver (mFRR opregulering i henholdsvis DK1 og DK2) har en mindre teknisk adgangsbarriere i forhold til de andre reservetyper. Det er derfor forventningen, at de manuelle reserver vil have flere deltagende aktører, en mindre koncentration af indsendte bud samt lavere priser, herunder særligt i DK1.

Ad hoc mFRR i DK2 afviger markant fra forventningen. Prisen på ad hoc mFRR i DK2 er markant højere end mFRR i DK1, uanset, at spotpriserne i gennemsnit er lidt højere i DK2 end DK1. Ad hoc mFRR i DK2 er næsten dobbelt så dyr som FCR-D reserven, uanset at det er betydeligt dyrere at producere FCR-D. En mulig forklaring på ovenstående er, at udbuddet er forholdsvist presset i DK2, og at ad hoc mFRR i DK2 er et ad hoc marked, som kun opstår, når aktørerne i de 5-årige kontrakter ikke kan levere.

Ad hoc markedet for mFRR i DK2 er det mest omkostningstunge af reservekapacitetsmarkederne med en samlet omkostning på 42 mio.kr. i 2017. Ad hoc mFRR i DK2 var i 2017 i øvrigt kendetegnet ved:

- en høj koncentration af indsendte bud på 0,3
- ”store” overindkøb i 55 pct. af tiden
- en gennemsnitlig pris på ca. 90 kr./ MWh

Det skal videre bemærkes, at der i efteråret i både 2016 og 2018, hvor der har været revision eller ikke endnu varmevejr (dvs. udetemperaturen har været for varm til at kraftvarmeværkerne har produceret varme og dermed også biproduktet elektricitet), i korte perioder har været høje priser på henholdsvis 7.348 og 10.500 kr./MWh. Forsyningstilsynet havde ad hoc mFRR DK2 markedet for reservekapacitet under skærpet opsyn under Kyndbyværket revisionsperiode i efteråret 2018, jf. Forsyningstilsynets pressemeddelelse herom⁸⁹.

mFRR markedet for DK2 står over for ændringer. For det første har de nordiske TSOer planer om at implementere et nordisk mFRR marked med udgangen af 2019, jf. kapitel 4.3. Dernæst udløber de 5-årige kontrakter for mFRR i DK2 med udgangen af 2020. Det er endnu uvist, hvad udløbet af de 5-årige kontrakter i øvrigt vil indebære.

Mere generelt viser indikatorerne, at udbudssiden for markederne for reservekapacitets er præget af en forholdsvis høj gennemsnitlig koncentration af indsendte bud (et HHI over 0,3), hvilket er som ventet med tanke på et fåtal af deltagende aktører (maksimalt fem deltagende aktører til hver time), jf. Tabel 12 ovenfor.

⁸⁹ <http://forsyningstilsynet.dk/tool-menu/kontakt-og-presseinfo/nyheder/2018/forsyningstilsynet-skaer-per-overvaagningen-af-markedet-for-manuelle-reserver-i-oestdanmark-under-kommende-revision-af-kyndbyvaerket/#c10367650>

Ingen af markederne for reservekapacitet har et betydelig omfang af situationer med kun én deltagende aktør, men i nogle af markederne er der alligevel et relativt betydelig omfang af timer med maksimalt tre deltagende aktører (FCR nedregulering ca. 56 pct. og FCR-D ca. 100 pct.).

Når markedet clearer, viser indikatorerne helt generelt (på nær FCR opregulering), at der på aggregeret plan er én aktør, som får tilsagn til over 40 pct. af udbuddet i de respektive reservemarkeder. På aggregeret plan er der dog maksimalt blevet accepteret 63 pct. af udbuddet i de forskellige reservemarkeder (hvilket kunne tyde på, at der ikke eksisterer residuale monopolister på *aggregeret plan*).

Nogle af reservemarkederne (FCR opregulering og ad hoc mFRR i DK2) oplever presede situationer, hvad der svarer til ca. 1 time hver dag, hvor udbuddet maksimalt udgør 120 pct. af efterspørgslen.

De nationale reservemarkeder er næsten altid (minimum 78 pct. af tiden) præget af overindkøb. Hvis der udelukkende ses på "store" overindkøb, falder omfanget af timer med overindkøb betragteligt, men forbliver stadig på et relativt højt niveau (28 pct. af tiden). Omfanget af overindkøb er imidlertid forsvindende lille for mFRR i DK1.

De regionale markeder er ikke præget af overindkøb, hvilket muligvis skyldes den forskel, at der er et større udbud i regionalt end nationalt marked.

Trods en forholdsvis begrænset udbudsside og et relativt betydeligt omfang af store overindkøb i nogle af markederne for reservekapacitet, giver resultaterne af indikatorerne for markedsclearingen ikke umiddelbart anledning til væsentlige betænkeligheder for konkurrenceniveauet. Analysen bygger netop, som tidligere nævnt, på et forsimplet analytisk udgangspunkt, ligesom den anvendte tilgang vil have en tendens til at overvurdere konkurrenceudfordringerne på markedet for kapacitetsreserver. Det er derfor vanskeligt mere håndfast at bestemme, hvor velfungerende konkurrencen på markederne er. En sådan vurdering vil ikke mindst bero på en vurdering af de balanceansvarlige aktørers ageren på markedet i forhold til at gøre disse mere velfungerende.

Der er herudover en række forhold for elmarkedet, herunder særligt markedet for reservekapacitet, der kan begrunde, at der er særlig opmærksomhed på, hvor godt disse markeder fungerer, jf. Kommissionens retningslinjer for vurdering af horisontale fusioner efter Rådets forordning om kontrol med fusioner og virksomhedsovertagelser. Det fremgår heraf (tabel 8), at der er tre kriterier for, hvornår der er størst sandsynlighed for koordination på markeder. De nuværende (typisk) nationale markeder for reservekapacitet opfylder en række af disse kriterier, jf.:

- at markedet for reservekapacitet har relativt stabile udbuds- og efterspørgselsbetingelser;
- at der er få aktører
- at konkurrencen udspiller sig mellem relativt få produkter
- at det er muligt at sanktionere afvigelse fra koordinering fx via en prisrig eller at øge produktionen væsentlig.

Planerne om etablering af større og mere likvide regionale markeder for reserver (kapacitet og energi) vil derimod potentielt kunne afløse en række af de angivne kriterier (og dermed sandsynlighed for koordinering) og strukturelt forbedre konkurrencen. Der er i medfør af bl.a. EBGL udviklingsplaner på nordisk og EU plan, jf. kapitel 4.3 og kapitel 7.

Der er internationaliseringsplaner for FCR markedet i DK1 (både op- og nedregulering) og for mFRR i DK2, hvor mFRR vil blive implementeret i perioden frem til ultimo 2019.

Det er imidlertid usikkert, om mFRR i DK1 vil kunne deltage i de nordiske internationaliseringsplaner. Der er ingen konkrete planer for den yderligere udvikling af FCR-N og FCR-D markederne for reservekapacitet og reserveenergi. Det årlige indkøb af mFRR i DK1 udgør imidlertid "kun" 7 mio. kr., og da FCR-N og FCR-D markederne i forvejen er regionale markeder med en forholdsvis stor udbudsside, vil gevinsten ved en snarlig internationalisering af disse markeder muligvis ikke bidrage til et væsentligt mere vel-fungerende marked.

BOKS 7 | SANDSYNLIGHED FOR KOORDINERING PÅ ET GIVENT MARKED: KOMMISSIONENS TRE KRITERIER

Kommissionen angiver tre kriterier for, hvornår der er størst sandsynlighed for koordinering på et givent marked:

1. De koordinerende aktører skal kunne kontrollere i tilstrækkelig omfang, om koordineringsbetingelserne overholdes.
2. Der skal være indført en form for troværdig disciplinær foranstaltning, som kan iværksættes af de koordinerende aktører over for den afvigende aktør, når der afsløres afvigelser.
3. Aktører (nuværende som fremtidige) som er udenfor koordineringen, må ikke kunne bringe resultater af koordinering i fare.

Angående det **første kriterium** opremser Kommissionen situationer, hvor det alt andet lige er nemmere at koordinere. Det er ifølge Kommissionen bl.a. nemmere at koordinere, når udbuds- og efterspørgselsbetingelserne er stabile, fremfor når de ændrer sig konstant; når der er et lille frem for et stort antal aktører; når der er et enkelt homogent produkt fremfor hundredvis af produkter; når markedet ikke er innovativt, fremfor når markedet er præget af betydelig innovation, som stjæler markedsandele.

Angående det **andet kriterium** nævner Kommissionen, at der skal være mulighed for at sanktionere afvigelser fra koordineringen. Det kan enten være via en priskrig eller at øge produktionen væsentlig, uanset at der vil være et økonomisk tab på kortsigt, kan det på længere sigt være mere profitabelt at vende tilbage til at koordinere.

Angående det **tredje kriterium**, nævner Kommissionen, at resultatet af koordinering ved eksempelvis at sænke produktionen ikke må kunne komme i fare, bl.a. ved at aktører udenfor koordineringen øger deres produktion tilsvarende det koordinerede fald i produktionen, hvilket vil neutralisere gevinsten ved koordineringen.

6.5 DE BALANCEANSVARLIGE AKTØRERS HANDLER I MARKEDET

De balanceansvarlige aktører som alene varetager egen portefølje af enheder har en budadfærd som én aktør. Derimod bør dette ikke være tilfældet for de balanceansvarlige aktører, der repræsenterer flere individuelle konkurrerende kunder, da de ikke selv ejer hele deres portefølje – de såkaldte aggregatorer.

I det følgende undersøges, hvordan aggregatorerne sammensætter deres individuelt konkurrerende kunders forbrugs- og produktionskapaciteter, herunder om det kan påvises, at aggregatorerne udøver kontrol over deres kunders forbrugs- og produktionskapaciteter, dvs. bud.

En vurdering af konkurrencen på markederne for reservekapacitet vil, som tidligere nævnt, i høj grad afhænge af, hvorvidt aggregatorerne udøver kontrol over deres kunders bud, udover hvad der bidrager til et mere velfungerende marked. Altså, om det er rimeligt at forstå en aggregator (en balanceansvarlig aktør) som én budgiver eller blot som en videreformidler af bud.

Som nævnt i afsnit 6.2, var der i 2017 i alt seks forskellige balanceansvarlige aktører, som har afgivet bud i ét eller flere reservemarkeder i Danmark. For DK1 og DK2 har der deltaget henholdsvis fem og seks aktører i 2017. To af de balanceansvarlige aktører er produktions- og handelsbalanceansvarlig aktører, resten af aktørerne er balanceansvarlige for produktion, forbrug og handel. To er primært balanceansvarlig for egne anlæg, mens resten kan betegnes som værende aggregatorer, som byder ind på vegne af deres kunder som ejer forbrugs- og produktionsenhederne (derudover kan aggregatorerne eje egne enheder, som de ligeledes byder ind)⁹⁰,

TEORI OG REGLER FOR SAMMENSÆTNING AF KONKURRERENDE KUNDERS BUD

Da der er så relativ få aktører i de analyserede markeder for reservekapacitet, kan der opstå situationer, hvor den enkelte balanceansvarlige aktør vil kunne have mulighed for at påvirke prisen ved at lave konkurrencebegrænsende aftaler med konkurrenterne – i dette tilfælde udgør konkurrenterne både de balanceansvarlige aktører, og de balanceansvarlige aktørers kunder. Dette kan potentielt være i strid med forbuddet mod visse konkurrencebegrænsende aftaler, jf. konkurrencelovens § 6, stk. 1, ligesom der vil kunne være tale om markedsmanipulation i strid med REMIT-forordningens artikel 5. Der vil dog skulle foretages en vurdering fra sag til sag, før det kan konstateres, at der måtte foreligge sådanne brud. Der henvises i øvrigt til afsnit 2.4. og 2.5 samt til bilag 3.

Forbuddet i konkurrencelovens § 6, stk. 1, mod konkurrencebegrænsende aftaler finder ikke anvendelse, hvis

- en aftale mellem virksomheder,
- en vedtagelse inden for en sammenslutning af virksomheder eller
- en samordnet praksis mellem virksomheder
 - bidrager til at styrke effektiviteten i produktionen eller distributionen af varer eller tjenesteydelser eller fremmer den tekniske eller økonomiske udvikling,
 - sikrer forbrugerne en rimelig andel af fordelene herved,
 - ikke pålægger virksomhederne begrænsninger, som er unødvendige for at nå disse mål, og
- ikke giver virksomhederne mulighed for at udelukke konkurrencen for en væsentlig del af de pågældende varer eller tjenesteydelser, jf. konkurrencelovens § 8, stk. 1.

⁹⁰ Forsyningstilsynet har modtaget disse oplysninger om de balanceansvarlige aktørers porteføljer fra Energinet.

Helt konkret kunne dette efter omstændighederne være tilfældet, hvis koordinationen mellem konkurrenterne grundet effektivitetsfordele fører til lavere priser på bud til Energinet.

De balanceansvarlige aktører tilbyder deres kunder nogle serviceydelser, som bidrager til at øge markedsdeltagelsen og dermed volumen på udbudssiden i de forskellige markeder for reservekapacitet. 1) Herunder tilbydes bl.a. en sammensætning af forskellige kunders mindre bud for at opnå en samlet budstørrelse, som er større end minimumsbudgrænsen, jf. bud 2 i Figur 16, som illustrerer fiktive bud fra en balanceansvarlig aktør med en given portefølje. 2) Ligeledes tilbyder de balanceansvarlige aktører at sammensætte kunder, som kun kan levere nedregulering, med kunder som kan levere opregulering, således at kunderne kan få adgang til markeder for reservekapacitet, hvor der indkøbes et symmetrisk produkt. 3) Derudover udarbejder de balanceansvarlige aktører prisprognoser (eksempelvis spot-, intraday-, reserve- og regulerkraftmarkedet) til deres kunder. I pay-as-bid markeder er der en mere kompliceret budgivning end i pay-as-clear markederne, hvor kunderne blot skal indsende deres marginalomkostninger, hvilket er relativt mere ligetil. De balanceansvarlige aktørers prisprognoser hjælper dermed kunderne med at deltage i pay-as-bid markederne.

De tre eksempler er serviceydelser, som de balanceansvarlige aktører tilbyder, og som kan hjælpe med at øge udbuddet og dermed konkurrencen i de pågældende markeder.

De serviceydelser, som de balanceansvarlige aktører tilbyder, kan dog give anledning til koordinerende adfærd. Eksempelvis i form af at de balanceansvarlige aktørers prisprognoser anvendes som et eksternt signal om, hvordan kunderne skal prissætte deres bud. Der kan også være en problemstilling med den balanceansvarlige aktørs rolle i forhold til sammensætning af kundernes bud, hvad enten det er for at samle bud, så de er over minimumsbudgrænsen eller for at matche et nedreguleringsbud med et opreguleringsbud i et symmetrisk marked. Problemstillingen angående det sammensatte bud omhandler dels pris og dels mængde. Problemstillingen mht. prisen opstår, såfremt at den balanceansvarlige aktør prissætter det sammensatte bud efter kunden med det dyreste bud, da vil det sammensatte bud i realiteten blive dyrere, end kunders bud ville blive hver for sig. Prissættes det sammensatte bud derimod efter et vægtningsgennemsnit af kundernes bud, da vil det give en mere omkostningsægte pris. Problemstilling mht. mængden opstår, såfremt den balanceansvarlige aktør sammensætter flere forskellige kunders volumener til et unødvendigt stort bud i forhold til markedets pågældende minimumsbud, jf. Figur 16, bud 3, 4 og 5. Bliver det sammensatte bud unødvendigt stort eller højt, vil der således være større tvivl om sammensætningens positive indvirkning på konkurrencen. Ved unødvendige høje bud kan der opstå spørgsmål om, hvorvidt der er tale om kunstige priser, hvilket efter omstændighederne kan være i strid med forbuddet mod markedsmanipulation i REMIT-forordningen (artikel 5, jf. artikel 2, nr. 2, litra a, pkt. ii).

Overordnet kan en balanceansvarlig aktør i større eller mindre grad være enten passiv eller aktiv i forhold til prissætning af deres kunders bud. En balanceansvarlig aktør kan enten "blot" videresende kundens ønskede pris til markedet, søge at profitmaksimere kundens individuelle profit eller søge at profitmaksimere porteføljens samlede profit (dvs. profitmaksimere alle kunders profit samlet).

Det afgørende for, hvorvidt der kan være tale om en overtrædelse af forbuddet i konkurrencelovens § 6, stk. 1, er i denne sammenhæng, om den balanceansvarlige aktør udøver kontrol for at drage nytte af sine kunders produktionskapacitet. En balanceansvarlig aktør med kontrol over sine kunders produktionskapacitet kan fx tilbyde profitdeling mellem de kunder, som er tilsluttet de forskellige markeder. Dvs. den balanceansvarlige aktørs profit i et bestemt marked deles mellem de kunder, som er tilsluttet markedet – uanset om de pågældende kunder har vundet udbuddet eller ej.

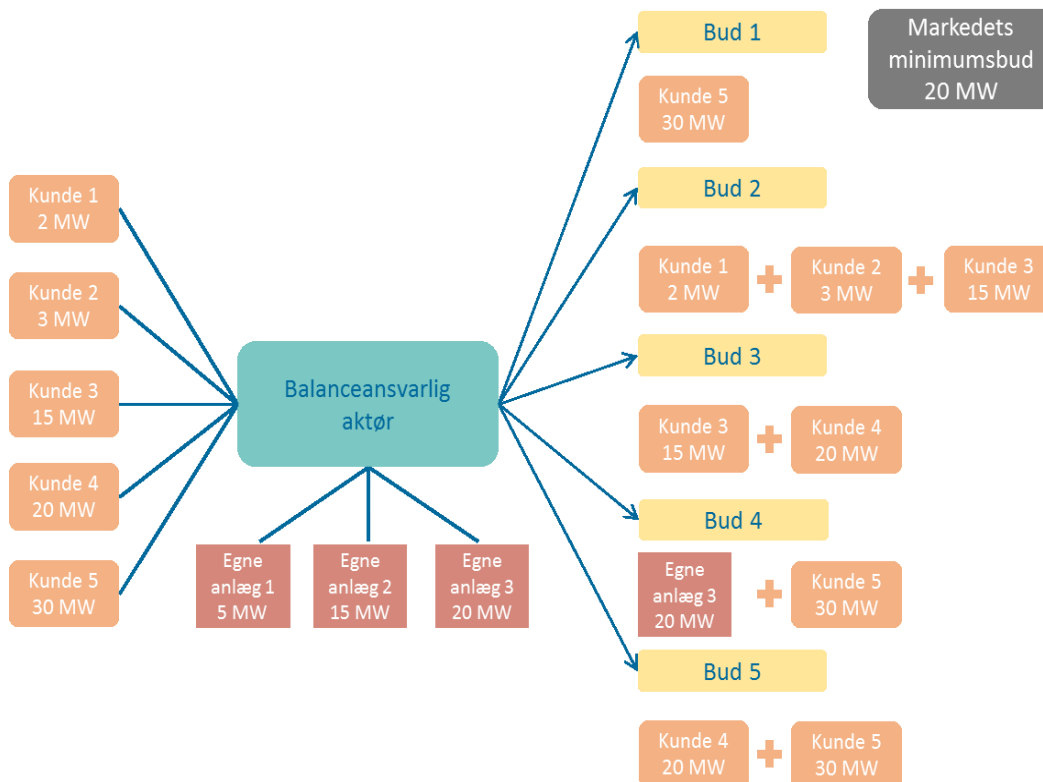
De balanceansvarlige aktører råder ofte også over egne produktionsenheder foruden deres kunders. Om en balanceansvarlig aktør har kontrol over sine kunders produktionskapacitet, kan have betydning for, hvordan den balanceansvarlige aktørs egne anlæg profitmaksimeres.

Kontrol over kundernes produktionskapacitet giver mulighed for at udnytte kontrollen og øge indtjeningen af egne anlæg, jf. Figur 16, bud 4. Har den balanceansvarlige aktør ikke kontrol over kundernes produktionskapacitet i samme omfang, vil der dog stadig kunne være interessekonflikt mellem den balanceansvarlige aktørs egne anlæg og kundernes. Egne anlæg kan prioriteres over kundernes anlæg fx i forbindelse med valg af sammensætning af bud.

Markedsforskrift C1 for balancevilkår nævner ingen regler, hvad angår sammensætning af de balanceansvarlige aktørers kunders bud. Udbudsbetingelserne for de pågældende markeder for reservekapacitet angiver dog, hvorvidt det er tilladt at sammensætte bud (herunder også forbrugs- og produktionsbud). Heri ligger det implicit, at der er tale om en sammensætning af bud fra de forskellige balanceansvarlige aktørers kunder.

Der findes ingen eksplicit regel om et evt. loft for sammensætning af kundernes bud. I udbudsbetingelserne er der for nogle af markederne dog angivet maksimumsbud, som i praksis sætter en grænse for sammensætningens størrelse.

FIGUR 16 | ILLUSTRATION AF EN BALANCEANSVARLIG AKTØRS MULIGHED FOR AT SAMMENSÆTTE BUD



Kilde: Forsyningstilsynet.

Note: Figuren illustrerer et tænkt eksempel på, hvordan en balanceansvarlig aktørs portefølje kunne se ud. Denne balanceansvarlige aktørs portefølje udgøres af fem individuelle konkurrerende kunders kapaciteter og den balanceansvarlige aktørs egne tre anlæg. Figuren illustrerer med sine budscenarier, hvordan den balanceansvarlige aktør kan sammensætte bud med sine individuelle konkurrerende kunders kapaciteter og egne anlæg i et marked, hvor minimums budstørrelsen er 20 MW. Bemærk derudover, at den balanceansvarlige aktør kan vælge at udskifte kundernes MW'er med den balanceansvarlige aktørs egne anlæg.

DE BALANCEANSVARLIGE AKTØRERS HANDLER I RESERVEMARKEDENE

I det følgende undersøges, om de balanceansvarlige aktører, som kan kaldes for aggregatorer, potentielt kan påvirke prisen i de forskellige reservemarkeder.

Det er umiddelbart forventningen, at en balanceansvarlig aktør, der repræsenterer mange forskellige kunder - en aggregator, vil videresende kundernes bud og dermed – afhængig af kundernes produktionskapacitet – antageligvis indsende mange mindre bud. En balanceansvarlig aktør, som udelukkende repræsenterer sig selv, vil søge at optimere værdien af den samlede portefølje og vil kunne have et incitament til at indsende større bud end en aggregator alt afhængig af markedsreglerne, konkurrenceniiveauet og den generelle situation i det pågældende marked. Fx må Energinet i reservemarkederne for FCR i DK1 samt mFRR i DK1 og DK2 springe henholdsvis 5 MW og 25 MW bud over, såfremt disse giver anledning til overindkøb. Omvendt betyder det samtidig, at Energinet ikke må springe bud over, som er under 5 MW og 25

MW i henholdsvis FCR og mFRR. En balanceansvarlig aktør, som udelukkende repræsenterer sig selv, kan i disse markeder have et incitament til at sammensætte bud lige under disse grænser.

Mere generelt er der adskillige argumenter for at byde stort ind. Fx kan store bud være billigere end små bud, idet start- og stopomkostningerne samt en engangsomkostning relateret til en justering af produktionen kan spredes ud på flere MW, hvilket sænker gennemsnitsprisen pr. MW. Omfanget af start- og stopomkostninger samt engangsomkostninger i forhold til en justering af produktionen afhænger dog af den anvendte teknologi, så det må forventes, at dette ikke gælder for alle bud.

Resultaterne af analysen er meget afhængig af, hvordan "mange små bud" og "få store bud" defineres. Det skal videre bemærkes, at undersøgelsen ikke inddrager de enkelte aggregators portefølje af forbrugs- og produktionskapacitet (kundernes anlæg), som kan være meget forskellig.

I analysen defineres et "stort bud", som værende en volumen, der minimum svarer til 20 pct. af Energinets behov for den pågældende time. Et stort bud bør ses i den sammenhæng, at det potentielt kan betyde, at Energinet skal købe ca. 20 pct. mere end de ellers ville have gjort. "Små bud" defineres som et bud under 20 pct. af Energinets behov.

"Få" bud defineres som værende færre end det gennemsnitlige antal bud de balanceansvarlige aktører indsender pr. time i det pågældende marked.

Da ad hoc mFRR i DK2 er et ad hoc marked, eksisterer der ikke noget fast defineret behov. Der opstår kun et behov, når én eller flere af de balanceansvarlige aktører i den 5-årige aftale om mFRR reserver i DK2 ikke kan levere. Forsyningstilsynet har derfor defineret behovet for 2017, som det gennemsnitlige behov for 2017, dog kun for de timer hvor der faktisk indkøbes ad hoc mFRR i DK2, hvilket er på 53 MW.

Indsender aktører få store bud, er det ikke nødvendigvis ensbetydende med, at aktørerne forsøger at udnytte kontrollen over kundernes bud. Det analyseres derfor også, om aktøren indsender højere priser end gennemsnittet for det pågældende marked.

Parametrene i undersøgelsen er altså:

- Store bud (større end 20 pct. af behovet)
- Relativt få bud (færre bud end gennemsnittet pr. time)
- Relativt dyre bud (højere priser end gennemsnittet)

Såfremt alle tre observationer på én gang gør sig gældende for den samme aktør i et af de pågældende markeder for reservekapacitet – altså at en aktør indsender relativt "få store dyre" bud – kan det indikere, at den balanceansvarlige aktør udøver en grad af kontrol over kundernes bud.

Der var tre balanceansvarlige aktører heraf to aggregatorer og en som udelukkende ejer egne anlæg, som indsendte relativt få store dyre bud i markedet for FCR nedregulering i DK1 i 2017. Der var en balanceansvarlig aktør, en aggregator, som indsendte få, store dyre bud i markedet for ad hoc mFRR opregulering i DK2 i 2017.

Markederne for FCR i DK1 og mFRR i DK1 og DK2 adskiller sig fra de øvrige markeder derved, at Energinet må springe bud over, som er over henholdsvis 5 MW og 25 MW, såfremt accept af disse bud giver anledning til overindkøb. Det er samtidig de markeder, som har et betydeligt omfang af store overindkøb (på når for mFRR i DK1). Markedsdesignet for disse markeder kan give et incitament til at sammensætte bud op til hhv. 5 MW og 25 MW

Analysen viser, at det ikke kan afvises, at aggregatorerne udøver en kontrol over deres kunders bud, hvilket ikke i alle tilfælde sikrer mere effektive markeder. Analysen viser imidlertid også, at analysen er relativ følsom over for, hvordan relativt "få store dyre bud" bliver defineret.

Da de balanceansvarlige aktører får en endnu større rolle i energisystemet bl.a. med henblik på at opsamle produktion og forbrug fra nye teknologier også i distributionsnettet, er det vigtigt at sikre, at de balanceansvarlige aktører og særligt aggregatorerne bidrager til mere effektive markeder; og at der er tilstrækkeligt klarhed over, hvilke udfordringer fx en blandet portefølje af egne og kunders anlæg.

Der kan som nævnt være gode grunde til, at en balanceansvarlig aktør, som udelukkende repræsenterer sig selv, indsender få store dyre bud. At det også vil forholde sig sådan for aggregatorerne er dog mere tvivlsomt, imidlertid vil nogle teknologier muligvis kunne give anledning til bestemte former for budgivning, som vil kunne minde om en budgivning svarende til få store dyre bud.

Definitionerne af "få" og "dyre" bud er relative, og der vil derfor per konstruktion altid være nogle aktører, som leverer henholdsvis få og mange bud samt dyre og billige bud, jf. også den bagvedliggende portefølje.

Halveres definitionen af "få bud", vil der kun være to aktører, som indsender få store bud i FCR nedregulering. Fordobles definitionen af "dyre bud", vil der kun være én aktør, som indsender få store bud i FCR nedregulering samt én i ad hoc mFRR i DK2, jf. Tabel 13.

Resultaterne er som tidligere nævnt meget afhængig af definitionen af "få store dyre" bud. En følsomhedsanalyse viser, hvor robuste resultaterne er overfor ændringer i definitionerne, jf. Tabel 13.

TABEL 13 | FØLSOMHEDSTEST AF ANTALLET AF BALANCEANSVARLIGE AKTØRER, MED FÅ, STORE OG DYRE BUD, 2017

	Marked	FCR-N	FCR-D	FCR nedreg	FCR opreg	mFRR DK1	mFRR DK2
Antal, følsomheds- ændring af "store bud"	5 pct.	2	1	3	0	0	1
	10 pct.	2	0	3	0	0	1
	15 pct.	1	0	3	0	0	1
	20 pct.	0	0	3	0	0	1
	25 pct.	0	0	3	0	0	0
	35 pct.	0	0	2	0	0	0
	40 pct.	0	0	1	0	0	0
	Markedsgns.	1	0	2	0	0	0
Antal, følsom- hedsændring af "mange	Markedsgns.	0	0	3	0	0	1
	Halvering	0	0	2	0	0	0
	Fordobling	0	0	3	0	0	2
Antal, følsom- hedsændring af "dyre bud"	Markedsgns.	0	0	3	0	0	1
	Halvering	0	0	3	1	0	1
	Fordobling	0	0	1	0	0	1

Kilde: Energinet.

Note: Tabellen tager udgangspunkt i følgende definitioner, hvor et stort bud er defineret som minimum 20 pct. af behovet, få bud som under markedsgennemsnittet og dyre bud som over markedsgennemsnittet. Udgangspunkterne er fremhævet med fed tekst og lyseblå baggrund.

Ved angivelsen af halvering og fordobling henvises der til, at definitionen af "mange bud" eller "dyre bud" henholdsvis halveres eller fordobles i forhold til udgangspunktet, som er markedsgennemsnittet. I 2017 har der deltaget seks balanceansvarlige aktører (fire aggregatorer og to som udelukkende ejer egne anlæg), hvoraf maksimalt fem af disse har deltaget i samme auktion til samme time.

Følsomhedstesten øger eller mindsker antallet af balanceansvarlige aktører, som har få, store og dyre bud i 2017. Følsomhedstesten påvirker alene antallet af aggregatorer, med undtagelse af fordoblingen af prisen i forhold til markedsgennemsnittet for FCR nedregulering, hvor både en aggregator, men også en balanceansvarlig aktør (som udelukkende ejer egne enheder) fjernes.

6.6 POTENTIELLE FORBEDRINGER

Med udgangspunkt i undersøgelsen af konkurrencen er der identificeret tre anbefalinger til forbedringer af markedernes funktionsmåde. Fokus har været på de to største reservemarkeder i Danmark (her ses der bort fra eventuelle lange kontrakter), som er ad hoc mFRR i DK2 på 42 mio. kr. i 2017 og FCR-N på 40 mio. kr. i 2017.

ET UUDNYTTET POTENTIALE UNDER MINIMUMSBUDDENE FOR AD HOC MFRR I DK2

Den 9. december 2017 godkendte det daværende Energitilsyn en ændring af minimumsgrænsen for størrelsen af bud i regulerkraftmarkedet og markedet for manuelle reserver i DK1 og DK2. Den nye minimumsgrænse for bud er på 5 MW (i stedet for den tidligere minimumsgrænse på 10 MW).

Nogle aktører indsender bud til Energinet, uanset om Energinet efterspørger disse eller ej – dette gælder også for bud over og under henholdsvis maksimums- og minimumsgrænsen. Andelen af bud som er lig med minimumsgrænsen er 5,8 pct., mens der er yderligere 3,2 pct. mellem 5 og 10 MW for 2017, i alt udgør det nye budinterval altså ca. 9 pct. af alle bud for 2017. De 9 pct. er alt andet lige en minimumsbetragtning, da den nye minimumsgrænse kun har været gældende fra 9. december 2017, dvs. at det først fra 9. december 2017 har været "muligt" at afgive mindre bud.

Derudover kan det konstateres, at der er balanceansvarlige aktører, som indsender bud under minimumsgrænsen. Disse bud har karakter af at være "rester" fra de balanceansvarlige aktørers interne merit-order-liste, som ikke har kunnet puljes med andre bud for at opnå en volumen større end minimumsgrænsen. Budvolumen under minimumsgrænsen udgør 4,2 pct. af den samlede budvolumen. De balanceansvarlige aktører ville formentlig have budt endnu flere bud ind under 5 MW, såfremt dette havde været en mulighed, derfor må de 4,2 pct. alt andet lige anses som en minimumsbetragtning, jf. Tabel 14.

Der er derfor potentielt set et betragteligt antal bud med en volumen under minimumsgrænsen. Reduktion af minimumsgrænsen vil derfor potentielt øge udbudsvolumen med et par procent.

En yderligere reduktion af minimumsgrænsen vil desuden fremme mere omkostningsægte markedspriser. Det skyldes, at de balanceansvarlige aktører tilbyder en service, hvor de puljer to eller flere af deres kunders bud, således at de tilsammen lever op til reglen om minimumsgrænsen på 5 MW. Når de balanceansvarlige aktører puljer bud, som ikke har samme pris pr. MWh, er der flere valgmuligheder for at bestemme pris og samtidig som minimum at få dækket aktørernes omkostninger.

Da markedet for reserveenergi for mFRR, det såkaldte regulerkraftmarkedet (og i fremtiden også markedet for mFRR kapacitetsreserve, jf. kapitel 4.3) er et nordisk marked, skal der en nordisk koordinering til for at reducere størrelsen af minimumsbuddene yderligere.

TABEL 14 | INTERVAL OVER VOLUMEN AF BUD FOR AD HOC MFRR I DK2, 2017

Interval	mFRR DK2
<5MW	4,2 pct.
5 MW	5,8 pct.
]5 MW:10 MW[3,2 pct.
10 MW	37,7 pct.
]10 MW:25 MW[44,6 pct.
25 MW	4,0 pct.
]25 MW: 30 MW[0,4 pct.
50 MW	0,1 pct.

Kilde: Energinet

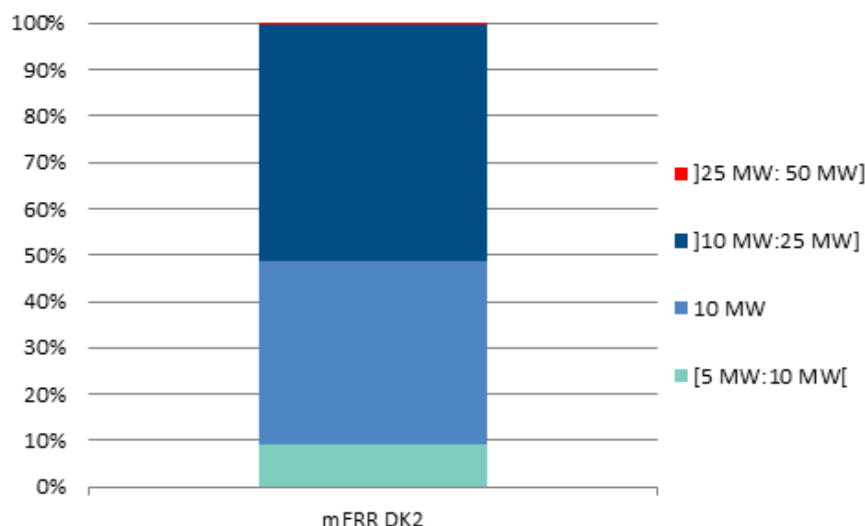
MINDSKE DE STORE OVERINDKØB I AD HOC MFRR I DK2

Der har været "store" overindkøb (altså over 20 pct. af behovet) i mFRR i DK2 i 55 pct. af tiden i 2017, jf. Tabel 12, hvilket må siges at være en relativ stor andel af tiden.

Energinet må springe bud over i ad hoc mFRR i DK2, hvor accept af et bud over 25 MW giver anledning til et overindkøb. Stort set alle bud (99,5 pct.) er mindre end eller lige med 25 MW. Andelen af bud på den tidligere minimumsgrænse på 10 MW er 39 pct., mens bud over 10 MW og til og med 25 MW udgør 51 pct. Tilsammen udgør bud fra og med 10 MW til og med 25 MW 91 pct. af alle bud, jf. Figur 17.

En mulig forklaring på hvorfor der er så mange bud på 10 MW kan være, at den tidligere minimumsgrænse på 10 MW først blev erstattet med den nye på 5 MW pr. d. 9. december 2017.

FIGUR 17 | FORDELINGEN AF STØRRELSEN AF BUD FOR AD HOC MFRR I DK2, 2017 (PCT. AF ANTAL BUD)



Kilde: Energinet.

En forklaring på den store andel af bud over 10 MW kan være, at det er mere effektivt at byde store bud ind, jf. afsnit 6.5 for en forklaring af fordele ved at byde stort ind. Men da det hovedsagelig er allerede kørende værker fra spot- og intradaymarkedet, som byder ind i mFRR markedet for reservekapacitet, betyder det, at startomkostningerne er blevet betalt, hvilket ellers kunne være et argument for at indsende store budvolumener for at fordele startomkostningen på en større volumen.

Alt andet lige vil det være sværere for Energinet at indkøbe en mængde svarende til behovet - uden store overindkøb, når aktørerne indsender store bud. Omvendt vil Energinet have nemmere ved at indkøbe i overensstemmelse med deres behov, såfremt aktørerne indsender flere små bud.

En forklaring på, hvorfor aktørerne indsender større bud end minimumsgrænsen kan være, at aktørerne indsender store bud for at få en større volumen accepteret, jf. at Energinet ifølge udbudsbetingelserne ikke må springe bud over, som er lige med eller under 25 MW. Det er derfor risikofrit for aktørerne at afgive store bud til og med 25 MW – såfremt prisen kan accepteres. Markedsdesignet kan dermed give aktørerne incitament til at indsende større bud end nødvendigt.

Bud over 25 MW grænsen udgør blot 0,5 pct. af alle bud, jf. Figur 17, hvilket kan forklares med, at aktørerne risikerer at blive sprunget over, såfremt deres bud ikke passer ind i Energinets "indkøbspuslespil".

For at modvirke de store overindkøb kunne tærskelværdien for, hvornår Energinet kan springe bud over, ændres til at angå en mindre budstørrelse. Eller det kunne fastsættes som et generelt princip, at Energinet må springe bud over, som giver anledning til overindkøb, under den forudsætning, at Energinet foretager indkøbet billigst muligt.

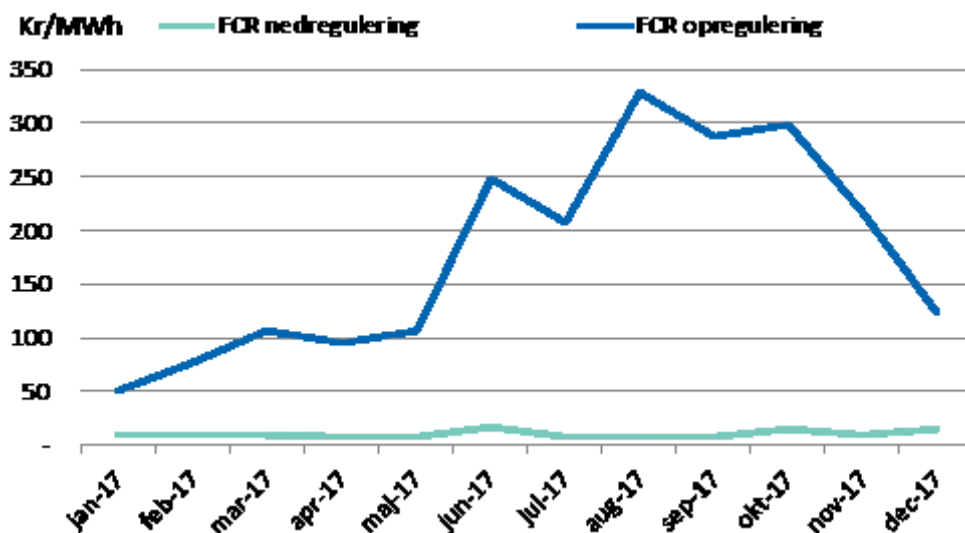
Lignende tiltag kunne implementeres i FCR op- og nedreguleringsmarkederne i DK1, som ligeledes har store overindkøb på henholdsvis 31 og 28 pct., jf. Tabel 12 og som ligeledes har en markedsregel om, at Energinet kun må springe bud over, som er over 5 MW, såfremt disse giver anledning til overindkøb.

MULIGT POTENTIALE I AT TILLADE ASYMMETRISKE PRODUKTER I FCR-N

FCR-N reserven i DK2 indkøbes som et symmetrisk produkt. Markedsdesignet for FCR markedet i DK1 er mere eller mindre identisk med FCR-N markedsdesignet, dog med den forskel, at der indkøbes asymmetrisk. Det betyder, at FCR op- og nedreguleringspriserne kan afvige fra hinanden. Markedspriserne vil derfor sende et mere omkostningsægte signal.

FCR nedreguleringsprisen var i 2017 i gennemsnit 11 kr./MWh, mens opreguleringsprisen var 179 kr./MWh, jf. Figur 18. At priserne varierer skyldes, at der er andre produktionsteknologier, bl.a. elkedler, som kan levere FCR nedregulering billigere end de produktionsteknologier, som kan levere en tilsvarende mængde opregulering.

FIGUR 18 | PRIS FOR KAPACITETSRESERVE FOR PRIMÆR RESERVE (FCR) I DK1, 2017



Kilde: Energinet.

Overgår FCR-N indkøbet fra et symmetrisk til et asymmetrisk indkøb, vil de balanceansvarlige aktører ikke behøve at sammensætte symmetriske op- og nedreguleringsbud.

Det er forventningen, at asymmetriske bud vil bidrage til en mere omkostningsægte markedspris, jf. den tidligere omtalte problemstilling angående prisen for et sammensat bud af op- og nedreguleringsbud i afsnit 6.5. Forventningen bygger på de afvigende

priser for FCR op- og nedregulering i DK1 samt at sammensætningen af op- og nedreguleringsbud i større grad vil være overflødig. Desuden er der ifølge Energinet minimum 35 MW elkedel kapacitet i DK2, som er godkendt til at levere FCR-N reserver. Et asymmetrisk FCR-N marked vil mindske markedsbarriererne for ovenstående elkedler.

Der er imidlertid også argumenter for at tillade en form for symmetrisk budgivning. Værker, som deltager i FCR, FCR-N og FCR-D reservemarkederne, skal ligge et bestemt sted i lasten for at kunne levere de primære reserver hurtigt nok. Omkostningen ved at ligge et bestemt sted i lasten bliver tillagt både op- og nedreguleringsbud. Hvis det udelukkende er muligt at byde asymmetrisk, vil værket ikke vide med sikkerhed, om det vil blive accepteret til op- eller nedregulering. Det betyder, at aktøren kan se sig tvunget til at lægge alle sine omkostninger til på det enkelte opreguleringsbud og det enkelte nedreguleringsbud, såfremt aktøren vil være sikker på at dække sine omkostninger. Er det derimod muligt at byde symmetrisk, kan aktøren sprede sine omkostninger for at ligge det bestemte sted i lasten ud på både op- og nedreguleringsbuddene, hvilket sænker den gennemsnitlige pris pr. MW. At muliggøre både asymmetrisk og symmetrisk budgivning åbner altså op for, at flere teknologier kan deltage mere effektivt.

De identificerede tre forbedringspunkter kan med fordel tænkes ind i markedsdesign diskussionen angående de kommende anmeldelser for samtlige af de nordiske reservemarkeder.

6.7 SAMMENFATNING OG ANBEFALINGER

SAMMENFATNING

Forsyningstilsynet har analyseret konkurrencen på markedet for reservekapacitet for primære reserver (FCR) og manuelle reserver (mFRR) i Vestdanmark og primære reserver (FCR-N og FCR-D) og ad hoc manuelle reserver (mFRR) i Østdanmark for 2017. Analysen beskriver og vurderer konkurrencen i 2017 med udgangspunkt i de daglige indkøb af reservekapacitet.

På enkelte markeder indkøbes der kapacitetsreserver på længere kontrakter, automatiske reserver (aFRR) og primære reserver (FCR) i DK1 og manuelle reserver (mFRR) i DK2. For primære reserver (FCR) i DK1 og for manuelle reserver (mFRR) i DK2 beskrives og vurderes konkurrencen alene for de daglige indkøb af kapacitetsreserver, som Energinet foretager ud over de kapacitetsreserver, der allerede er indkøbt på længerevarende aftaler. For manuelle reserver (mFRR) i DK2 vil det helt konkret omfatte ad hoc markedet for manuelle reserver (mFRR) i DK2, hvor Energinet indkøber manuelle reserver (mFRR), når en af aktørerne i de 5-årige kontrakter for manuelle reserver (mFRR) i DK2 ikke er i stand til at levere, pga. planlagt revision eller anden udetid.

Konkurrenceanalysen bygger på buddata fra seks forskellige balanceansvarlige aktører. Analysen ser således bort fra, at de balanceansvarlige aktører repræsenterer mange individuelle konkurrerende kunder, som hver især ejer deres egne produktionsanlæg. Analysen bygger med andre ord på en antagelse om, at de balanceansvarlige aktører hver især agerer som én aktør, også når de repræsenterer mange individuelle konkurrerende kunder. Dette er et forsimplet analytisk udgangspunkt, og den anvendte tilgang vil have en tendens til at overvurdere konkurrenceudfordringerne på markedet for kapacitetsreserver.

Under forudsætningen af at de balanceansvarlige aktører hver især agerer som én aktør, viser analysen, at udbudssiden generelt er karakteriseret ved høje koncentrationer af indsendte bud og få deltagende aktører. Resultaterne af markedsclearingen er præget af én aktør, som får tilsagn til over 40 pct. af udbuddet i de respektive reservekapa-

citetsmarkeder (på nær opregulering af primære reserver (FCR). Analysen viser ydermere, at de nationale reservekapacitetsmarkeder (på nær manuelle reserver (mFRR) i DK1) er præget af en betydelig grad af "store" overindkøb (dvs. over 20 pct. af behovet). Resultaterne giver dog ikke umiddelbart anledning til betænkeligheder i forhold til konkurrence på markedet for reservekapacitet.

Analysen viser, at reservekapacitetsmarkederne for opregulering af primære reserver (FCR) i DK1 og for ad hoc manuelle reserver (mFRR) i DK2 (sidstnævnte indkøbes på dagsbasis, når en af de fem aktører i de 5-årige kontrakter for manuelle reserver (mFRR) i DK2 ikke er i stand til at levere) er af relativ stor værdi, med forholdsvis høje priser i forhold til andre relevante markeder. Derudover har der på begge markeder været et relativt højt antal timer med maksimalt tre deltagende aktører, en høj koncentration og ofte store overindkøb. I 2017 indkøbte Energinet opregulering af primære reserver (FCR) i DK1 for 22 mio. kr. og ad hoc manuelle reserver (mFRR) i DK2 for 42 mio. kr.

Markedet for reservekapacitet har en række karaktertræk, bl.a. at udbuds- og efterspørgselsbetingelserne er relativt stabile, at der er få aktører, at der kun er relativt få produkter at konkurrere imellem, og at det er muligt at gribe ind ved afvigelser fra koordinering fx via en priskrig eller at øge produktionen væsentlig. Dette øger sandsynligheden for koordination på markedet. Disse forhold bevirker, at Forsyningstilsynet finder, at der kan være grund til at være særligt opmærksom på udviklingen i konkurrencen på enkelte reservemarkeder.

Forsyningstilsynet konstaterer, at Energinet har konkrete regionale udviklingsplaner for de fleste af reservemarkederne, som dermed forventes at blive mere velfungerende frem mod 2021.

Den anvendte tilgang i konkurrenceanalysen gør det vanskeligt at bestemme, hvor velfungerende konkurrencen på markederne er, da det i vidt omfang beror på en vurdering af de balanceansvarlige aktørers ageren på markedet. Konkret vil en vurdering af konkurrencen i høj grad afhænge af, hvorvidt aggregatorerne, dvs. de balanceansvarlige aktører, som ikke selv ejer hele deres portefølje, udøver kontrol over deres kunders bud udover, hvad der bidrager til et mere velfungerende marked. Med andre ord om det er rimeligt at anse en balanceansvarlig aktører som én budgiver eller blot som en videreformidler af bud.

Oplysninger fra Energinet viser, at der har deltaget seks balanceansvarlige aktører i reservemarkedet i 2017. Fire var aggregatorer, mens to udelukkende bød ind med egne anlæg.

Aggregatorne tilbyder deres kunder serviceydelser, som bidrager til at øge markedsdeltagelsen og dermed volumen på udbudssiden i de forskellige reservemarkeder. Herunder tilbydes bl.a. en sammensætning af forskellige kunders bud mht. størrelse og reguleringsretning, så kunderne kan få adgang til reservemarkederne. Derudover udarbejder de balanceansvarlige aktører prisprognoser (eksempelvis på spot-, intraday-, reserve- og regulerkraftmarkedet) til deres kunder for bl.a. at øge deltagelsen i pay-as-bid reservemarkederne.

Forsyningstilsynets analyse viser, at der var tre balanceansvarlige aktører heraf to aggregatorer og en som udelukkende repræsenterer sig selv, som indsendte "få store dyre bud" i markedet for reservekapacitet for FCR nedregulering i DK1 og en balanceansvarlig aktør, som er aggregator, i markedet for ad hoc mFRR i DK2. Det kan således ikke afvises, at aggregatorerne udøver en kontrol over deres kunders bud, hvilket ikke i alle tilfælde sikrer mere effektive markeder. Analysen viser imidlertid også, at analysen er relativ følsom over for, hvordan relativt "få store dyre bud" bliver defineret.

Hertil kommer, at forskellige budstrategier også kan tilskrives sammensætningen af produktionsteknologier hos de enkelte balanceansvarlige.

Forsyningstilsynet finder, at der er behov for en bedre forståelse af, hvilken rolle de balanceansvarlige aktører udfylder i forhold til konkurrencen på markedet for kapacitetsreserver. De balanceansvarlige aktører vil fremover få en endnu større rolle i energisystemet bl.a. med henblik på at opsamle produktion og forbrug fra nye teknologier også i distributionsnettet. Det er derfor vigtigt at sikre, at de balanceansvarlige aktører og særligt aggregatorerne bidrager til mere effektive markeder, og at der er tilstrækkeligt klarhed over, hvilke udfordringer fx en blandet ejerskabsportefølje kan medføre.

Forsyningstilsynet finder, at der er et potentiale i at videreudvikle det eksisterende markedsdesign i forhold til at sikre et mere velfungerende marked for mFRR. Det handler om at sænke minimumsgrænsen for mFRR reservekapacitet og reserveenergi; om at muliggøre et mindre overindkøb af mFRR ved at give Energinet bedre mulighed for at springe bud over samt ved at introducere asymmetriske bud og samtidig fastholde muligheden for symmetriske bud for FCR i DK2.

ANBEFALINGER

De balanceansvarlige aktører vil fremover få en endnu større rolle i energisystemet bl.a. med henblik på at opsamle produktion og forbrug fra nye teknologier også i distributionsnettet. Det er derfor vigtigt at sikre, at de balanceansvarlige aktører og særligt aggregatorerne, dvs. de balanceansvarlige aktører, som ikke selv ejer hele deres portefølje, bidrager til mere effektive markeder. På baggrund af konkurrenceanalysen kan Forsyningstilsynet ikke afvise, at aggregatorerne udøver kontrol over deres kunders bud, hvilket ikke i alle tilfælde sikrer mere effektive markeder. Forsyningstilsynet vurderer, at der er et behov for, at Energinet og tilsynet får en bedre forståelse af, hvordan de balanceansvarlige aktører kan bidrage til mere velfungerende markeder og derved bidrage til en vurdering af, om der er behov for en tilpasning af vilkårene for de balanceansvarlige aktører.

- Forsyningstilsynet vil indlede en dialog med Energinet for at afklare, hvorvidt og i givet fald hvordan Energinet kan få et bedre indblik i de balanceansvarlige aktørers budgivning med henblik på en redegørelse til Forsyningstilsynet og evt. en præcisering af vilkårene for de balanceansvarlige aktører inden udgangen af 2019. Dette arbejde skal ske under hensyntagen til, at en analyse af de balanceansvarlige aktørers budgivning kan skabe usikkerhed om deres indtjeningsgrundlag og aktivitet i systemydelsesmarkedet.

Konkurrenceanalysen viser, at der er et potentiale i at sænke grænserne for minimumsbud for mFRR, bl.a. for at sænke adgangsbarriererne til dette marked. Analysen viser også, at stort set alle bud størrelsesmæssigt ligger mellem minimumsgrænsen og det niveau, hvor Energinet må springe bud over for at undgå overindkøb. Store bud gør det sværere for Energinet at undgå overindkøb. Herudover viser analysen, at asymmetriske indkøb kan bidrage til at presse prisen ned, hvilket kan være relevant at overveje som et supplement i de tilfælde, hvor Energinet fortsat indkøber symmetrisk og som led i etableringen af nordiske markeder for reserver (kapacitet og energi).

- Forsyningstilsynet vil anmode Energinet om senest i 1. kvartal 2019 at offentliggøre en rapport om potentialet ved at kunne gøre brug af muligheden for både asymmetriske og symmetriske bud, for at minimere overindkøb og for at sænke grænserne for minimumsbud i forbindelse med forhandlingerne om det intensiverede nordiske samarbejde om reserver og for samarbejdet om et marked for automatiske frekvensstyrede reserver (FCR)

med de deltagende lande (Belgien, Frankrig, Nederlandene, Schweiz, Tyskland og Østrig).

7 EUROPÆISK REGULERING AF RESERVEMARKEDET

Dette kapitel indeholder en redegørelse for de to netværksretningslinjer, der er af størst betydning for markedet for reserver i elsystemet: Forordningen for balancering af elektricitetsnettet (Electricity Balancing Guideline, EBGL)⁹¹ og forordningen for drift af elektricitetstransmissionssystemer (System Operations Guideline, SOGL)⁹². Formålet med beskrivelsen i dette kapitel er at redegøre nærmere for udmøntningsprocessen, og for hvilke af de kommende ændringer, der vurderes særligt relevante for markedet for reserver i Danmark.

I skrivende stund er den centrale overordnede EU-lovgivning af betydning for balance- og reservemarkederne elmarkedsdirektivet⁹³ og forordningen om betingelser for netadgang⁹⁴.

Det følger af elmarkedsdirektivets artikel 15, stk. 7, at de regler for balancering af elektricitetssystemet, som transmissionssystemoperatørerne fastlægger, skal være objektive, gennemsigtige og ikke-diskriminerende, og at det samme gælder reglerne for systembrugernes betaling for brug af deres net i forbindelse med energiubalance.

Videre fremgår det af bestemmelsen, at vilkår og betingelser for transmissionssystemoperatørers ydelse af de pågældende tjenester fastsættes på en ikke-diskriminerende måde, der afspejler omkostningerne og offentliggøres. Endvidere skal vilkårene og betingelserne fastsættes efter en metode, der er forenelig med direktivets artikel 37, stk. 6. Ifølge bestemmelsen har de regulerende myndigheder ansvaret for at fastsætte eller godkende i det mindste de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår for bl.a. tilvejebringelse af balanceringsydelser, som leveres på den mest økonomiske måde og giver passende incitamenter til netværksbrugere, så de kan balancere deres input og resultater. Balanceringsydelserne skal leveres på en rimelig og ikke-diskriminerende måde og være baseret på objektive kriterier.

Kommissionen har vedtaget EBGL og SOGL med hjemmel i forordningen om betingelser for netadgang⁹⁵. EBGL og SOGL indeholder regler for sammenkobling af de nationale europæiske balancemarkeder. Forordningerne skal således ses i sammenhæng med de øvrige netværksregler eller -retningslinjer, som bl.a. omhandler forward-, day-ahead og intraday-markederne, jf. kapitel 2.

I en rapport fra oktober 2018 anslår ACER, at den samfundsøkonomiske gevinst ved en integration af balancemarkederne udgør ca. 1,2 mia. € årligt, hvoraf størstedelen endnu ikke er indhøstet⁹⁶.

⁹¹ Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017.

⁹² Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017.

⁹³ Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/72/EF af 13. juli 2009 om fælles regler for det indre marked for elektricitet og om ophævelse af direktiv 2003/54/EF

⁹⁴ Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) Nr. 714/2009 af 13. juli 2009, om betingelserne for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende elektricitetsudveksling og om ophævelse af forordning (EF) nr. 1228/2003.

⁹⁵ Kommissionens forordninger er udstedt med hjemmel i artikel 18, stk. 3, litra b, og stk. 5 i forordning 714/2009.

⁹⁶ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/MMR%202017%20-%20SUMMARY.pdf

Udmøntningen af EBGL og SOGL vil føre til en række væsentlige ændringer i indretningen af reserve- og balancemarkederne i Danmark, Norden og (det øvrige) EU.

Helt groft kan man beskrive forholdet mellem EBGL, SOGL og elforsyningsloven, når det gælder markedet for reserver: EBGL regulerer reserveenergi, SOGL regulerer dimensioneringen, mens elforsyningsloven regulerer køb af reservekapacitet.

El-engrosmarkedet i Norden, herunder det nordiske marked for reserver, er en vigtig inspirationskilde ved etableringen af det fælleseuropæiske marked. Dermed er etableringen af det fælleseuropæiske marked en mindre udfordring for landene i Norden end for en række øvrige EU-lande.

7.1 PROCEDURERNE FOR ANMELDELSE OG GODKENDELSE AF VILKÅR OG METODER EFTER ELECTRICITY BALANCING GUIDELINE OG SYSTEM OPERATIONS GUIDELINE⁹⁷

EBGL har til formål at harmonisere reglerne for balancering af elnettene, så de nationale markeder på sigt kan integreres til en fælles markedsplads. Denne markedsintegrering hænger tæt sammen med EU-reguleringen af systemdriften af elnettet, der følger af SOGL. SOGL indeholder en række krav til TSO'ernes drift af elnettet.

SOGL og EBGL trådte i kraft hhv. den 14. september og den 18. december 2017 og er under udmøntning gennem fastlæggelse af en række vilkår i medfør af de to forordninger. Der er mange lighedspunkter mellem procedureerne fastlagt i de to forordninger.

SOGL og EBGL indeholder en række bestemmelser, hvorefter transmissionssystemoperatørerne (TSO) skal sende forslag om fastsættelse af metoder og vilkår i interessenthøring eller en offentlig høring samt i høring hos de relevante myndigheder i medlemsstaterne⁹⁸. Når der er tale om høringer over vilkår og metoder, som Energinet som dansk TSO har været involveret i udarbejdelsen af, offentliggøres høringen på Energinets hjemmeside.

TSO'erne skal tage behørigt hensyn til de synspunkter, der fremkommer ved disse høringer forud for en anmeldelse af metoderne eller vilkårene til godkendelse hos de nationale regulerende myndigheder (i Danmark Forsyningstilsynet). Anmeldelsen skal endvidere indeholde en holdbar begrundelse for enten at indarbejde høringssvarene i forslaget eller det modsatte⁹⁹.

Regulatorernes godkendelse kan ske på tre niveauer¹⁰⁰:

- 1) Alle regulatorer skal godkende metoder og vilkår anmeldt af grundlæggende betydning for en fælleseuropæisk integrering af reservemarkederne.
- 2) Regulatorerne i den berørte region skal godkende metoder og vilkår anmeldt af TSO'erne i den berørte region af betydning for regionen.
- 3) Regulatorerne skal godkende regler og vilkår nationalt, når reglerne og vilkårene alene har betydning i den enkelte medlemsstat.

⁹⁷ Der henvises til boksen i kapitel 2.1. med en oversigt over de involverede institutioner

⁹⁸ SOGL artikel 11 og EBGL artikel 10.

⁹⁹ SOGL artikel 11, stk. 3, og EBGL artikel 10, stk. 6

¹⁰⁰ SOGL artikel 6 og EBGL artikel 5.

Som nævnt ovenfor i kapitel 3, er det danske elsystem en del af såvel Norden som kontinental-Europa, hvilket har betydning for anmeldelsen og godkendelsen af vilkår og metoder af relevans regionalt og på EU-plan. For de afgørelser, hvor Forsyningstilsynet skal træffe afgørelse i samarbejde med andre regulatorer, gælder det således, at Danmark er en del af såvel kapacitetsberegningssregionerne (CCR) Nordic og Hansa.

CCR Nordic består af transmissionsforbindelserne for el mellem:

- Jylland/Fyn (DK1) og Sjælland (DK2)
- Jylland/Fyn (DK1) og Sverige (SE3)
- Sjælland (DK2) og Sverige (SE4)
- Interne svenske budområder
- Finland og Sverige

CCR HANSA består af transmissionsforbindelserne for el mellem:

- Danmark (DK1) og Tyskland (DE)
- Danmark (DK2) og Tyskland (DE)
- Sverige (SE4) og Polen (PO)

Fastlæggelsen af CCR Nordic, CCR Hansa og de øvrige CCR'er er sket ved ACER beslutning nr. 06/2016 af 17. november 2016¹⁰¹.

Anmeldelsen af vilkår og metoder, der skal gælde i hele EU eller regionalt, sker efter en udarbejdelse af et enslydende sæt vilkår og metoder, udarbejdet af de berørte TSO'er i fællesskab, og efterfølgende godkendt af de berørte energireguleringsmyndigheder i fællesskab, hvorefter de enkelte energireguleringsmyndigheder hver især træffer en national afgørelse om godkendelse af det forslag, de har fået anmeldt af deres respektive TSO. Det er således Forsyningstilsynets afgørelse om godkendelse, som vil give retskraft til Energinets anmeldelse af metoder og vilkår i Danmark.

Afgørelsen om godkendelsen vil ske i medfør af SOGL hhv. EBGL, der begge som forordninger er bindende i alle enkeltheder og gælder umiddelbart i Danmark, jf. Traktaten om Den Europæiske Unions Funktionsmåde artikel 288, 2. pkt. Afgørelse om godkendelse vil således ikke ske i medfør af elforsyningslovens § 73 a.

SOGL og EBGL indeholder frister for, hvornår TSO'erne skal anmelde vilkår eller metoder til regulatorernes godkendelse, og for hvornår godkendelse skal foreligge. EBGL indeholder tillige bestemmelser om regulatorernes mulighed for fristudsættelse enten på eget initiativ eller efter anmodning fra en TSO¹⁰².

Herudover regulerer SOGL og EBGL de situationer, hvor TSO'ernes anmeldelse eller regulatorernes godkendelse ikke foreligger inden for de fastsatte frister. Dette kan fx ske pga. et blokerende mindretal blandt TSO'erne, der stemmer imod et forslag, eller pga. manglende enighed mellem de regulatorer, som skal godkende forslaget. Boks 9 umiddelbart nedenfor om det nordiske forslag om en fælles LFC-blok aftale er et eksempel herpå.

I situationer hvor TSO'erne ikke har anmeldt vilkår eller betingelser til tiden, skal TSO'erne orientere de berørte energireguleringsmyndigheder og ACER derom. ACER

¹⁰¹https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/ANNEXES_CCR_DECISION/Annex%20I.pdf

¹⁰² EBGL artikel 62.

skal orientere Kommissionen om forholdet og redegøre for de bagvedliggende årsager, hvorefter Kommissionen skal træffe passende foranstaltninger for at muliggøre en godkendelse af vilkårene eller metoderne¹⁰³.

Regulatorerne kan anmode TSO'erne om ændringer i anmeldte vilkår og metoder som en betingelse for en godkendelse¹⁰⁴.

Hvis de berørte regulatorer ikke har kunnet nå til enighed på baggrund af anmeldte vilkår eller metoder inden for den fastsatte frist, eller hvis regulatorerne sender en fælles anmodning derom til ACER, træffer ACER afgørelse om de anmeldte metoder eller vilkår inden for 6 måneder¹⁰⁵. ACERs beslutning træffes af ACERs direktør, efter ACERs repræsentantskab, hvori alle de regulerende myndigheder er repræsenteret, har afgivet en positiv udtalelse med 2/3 flertal¹⁰⁶.

BOKS 8 | DET NORDISKE FORSLAG OM EN FÆLLES LFC-BLOK

I praksis er den situation opstået, hvor TSO'erne ikke har overholdt fristerne i SOGL.

Problemstillingen var den, at de nordiske TSO'er i første omgang ikke overholdt fristerne i SOGL til at indsende et forslag om en fælles systemblok for lastfrekvensregulering, en LFC-blok. De nordiske TSO'er måtte meddele dette til ACER, der orienterede Kommissionen. Herefter fandt Kommissionen, at passende foranstaltninger i denne sammenhæng var at lade TSO'erne fortsætte deres forhandlinger. Den 8. marts 2018 indgik de nordiske TSO'er imidlertid en samarbejdsaftale, som blev sendt til orientering til de nordiske energireguleringsmyndigheder den 16. marts 2018. De nordiske TSO'er sendte i medfør af aftalen sendt et forslag til en fælles LFC-blok i offentlig høring den 9. marts 2018. Energinet anmeldte et forslag til etablering af en fælles systemblok for lastfrekvensregulering i Norden til Energitilsynet (nu Forsyningstilsynet) den 20. april 2018. Forsyningstilsynet traf afgørelse om godkendelse den 7. september 2018¹⁰⁷.

Udarbejdelsen af anmeldelser og metoder og de efterfølgende godkendelser deraf sker således i en dialog mellem markedsaktører, TSO'er og regulatorer. Det gælder både i perioden op til TSO'ernes udsendelse af et sæt vilkår og betingelser i offentlig høring, i høringsperioden og i perioden, hvor regulatorerne vurderer et sæt anmeldte metoder og vilkår forud for en godkendelse, som led i enten en anmodning om æn-

¹⁰³ SOGL artikel 5, stk. 9, og EBGL artikel 4, stk. 7.

¹⁰⁴ SOGL artikel 7 og EBGL artikel 6.

¹⁰⁵ SOGL artikel 6, stk. 8, og EBGL artikel 5, stk. 7.

¹⁰⁶ Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) nr. 713/2009 af 13. juli 2009 om oprettelse af et agentur for samarbejde mellem energireguleringsmyndigheder artikel 17, stk. 3, jf. artikel 14, stk. 3, jf. artikel 15, stk. 1 og 2, jf. artikel 8, stk. 1.

¹⁰⁷ <http://forsyningstilsynet.dk/el/afgoerelser/sekretariatsafgoerelser/oevrige-afgoerelser-og-udmeldinger-fra-sekretariatet/afgoerelse-om-godkendelse-af-energinets-anmeldelse-af-aendret-faelles-for-slag-til-fastlaeggelse-af-lfc-kontrolblokke-i-norden/#c10367582>

dring eller en fremsendelse af en ændringsanmodning til ACER. For de nordiske regulatorers vedkommende sker denne indbyrdes dialog i regi af NordREG (Nordic Energy Regulators), der er en sammenslutning af de fem nordiske energiregulatorer fra Danmark, Finland, Island, Norge og Sverige¹⁰⁸ med en formel godkendelse i The Nordic Regional Regulatory Forum (ERRF).

Samarbejdet i NordREG og ERRF omhandler bl.a. de særlige udfordringer i Norden med hensyn til udmøntningen af SOGL og EBGL og mulighederne for en koordineret tilgang forud for drøftelser i regi af ACER. Dette sker bl.a. i ACERs uformelle task forces vedrørende SOGL og EBGL, hvor den fælleseuropæiske udmøntning af de to retsakter drøftes inden en afrapportering eller en eventuel forelæggelse af sager for formelle fora under ACER eller for det såkaldte Energy Regulators Forum (ERF).

Der er således påbegyndt et omfattende arbejde i forskellige fora og på forskellige niveauer med udmøntningen af EBGL og SOGL. Det er som markedsaktør, TSO eller energireguleringsmyndighed væsentligt at være opmærksom på en række forhold. Det gælder bl.a.

- betydningen af et sæt metoder og vilkår;
- hvorvidt et sæt vilkår og betingelser vil skulle anmeldes af og godkendes af henholdsvis alle TSO'er og alle energireguleringsmyndigheder i EU, af alle TSO'er og alle energireguleringsmyndigheder i en region eller blot af én TSO og én energireguleringsmyndighed i en enkelt medlemsstat;
- hvornår TSO'erne sender forslag i høring, med hvilken frist, og hvordan indkomne høringssvar er indgået i de vilkår og metoder, der anmeldes til regulatorerne;
- hvilke frister EBGL eller SOGL indeholder med hensyn til anmeldelser og godkendelser, og om der er mulighed for, at TSO'en eller energireguleringsmyndigheden at udsætte fristerne og under hvilke betingelser;
- om spørgsmålet om anmeldelse eller godkendelse af vilkår eller betingelser er overdraget til ACER eller evt. Kommissionen pga. en anmodning fra eller manglende enighed mellem TSO'erne eller energireguleringsmyndighederne.

7.2 BALANCERING AF ELEKTRICITETSNETTET (EBGL)

FORMÅLET MED BALANCERINGSFORORDNINGEN

Det følger af præamblen¹⁰⁹ til EBGL, at det er en forudsætning for et fuldt integreret elektricitetsmarked og for driftssikkerheden, at der udvikles effektive balanceringsregler, så markedsdeltagerne tilskyndes til at bidrage til at afhjælpe de systemknapheder, som de er ansvarlige for.

Videre fremgår det, at formålet med EBGL er at sikre en optimal forvaltning og koordineret drift af det europæiske elektricitetstransmissionssystem, bidrage til opfyldelsen af EU's mål om udbredelse af produktionen af vedvarende energi og skabe fordele for kunderne. Herudover hedder det, at TSO'er, eventuelt i et samarbejde med distributionsoperatører (DSO'er), bør være ansvarlige for at tilrettelægge de europæiske balanceringsmarkeder og bør bestræbe sig på, at de integreres, samtidig med at systembalancen bevares på den mest effektive måde. Desuden anføres det, at TSO'er bør arbejde tæt sammen indbyrdes og med DSO'er og koordinere deres aktiviteter så meget

¹⁰⁸ Se: www.nordicenergyregulators.org/. I praksis deltager den islandske energireguleringsmyndighed ikke i arbejdet med SOGL og EBGL, da Island ikke er forbundet med det øvrige Norden og EU via en eller flere interkonnektorer og dermed heller ikke deltager i det fælles energimarked. Til gengæld deltager Norge, der i lighed med Island er medlem af EØS, men ikke af EU.

¹⁰⁹ Betragtning 3, 5 og 6.

som muligt for at levere et effektivt elsystem i alle regioner og på alle spændingsniveauer, uden at det inddrænker konkurrencelovgivningen.

Endvidere anføres det, at der med EBGL indføres markedsregler for hele EU. Reglerne skal styre funktionen af balancemarkederne for elektricitet og vil øge likviditeten på korttidsmarkeder ved at tilskynde til mere grænseoverskridende handel og en mere effektiv udnyttelse af det eksisterende net med henblik på balancering af energi. Herudover anføres, at der ligeledes vil opnås en positiv indvirkning på konkurrencen, idet bud på balanceringsenergi vil konkurrere på balanceringsplatforme på EU-plan.

OVERSIGT OVER ANMELDELSER OG GODKENDELSER AF VILKÅR OG METODER

Det følger af forordningen, at TSOerne skal udarbejde forslag til betingelser og vilkår for de europæiske balancemarkeder. Betingelserne og vilkårene omfatter blandt andet udvikling af en række europæiske standardprodukter til brug for de systemansvarlige virksomheder og regler for udregning- og allokering af kapacitet til brug for balancering.

Forslagene og betingelserne vil skulle godkendes enten af alle energireguleringsmyndigheder, af alle energireguleringsmyndighederne i en region eller nationalt, afhængigt af deres grænseoverskridende betydning.

Tabellerne nedenfor viser de vilkår og metoder, der vil skulle anmeldes af TSO'erne og godkendes af energireguleringsmyndighederne med angivelse af frister, opdelt på de tre beslutningsniveauer.

TABEL 15 | VILKÅR OG METODER, DER SKAL GODKENDES AF ALLE REGULATORTERNE I EU SOM LED I UDMØNTNINGEN AF EBGL

Emne	Artikel i EBGL	Frist for anmeldelse	Frist for godkendelse ¹¹⁰
Etablering af europæiske platforme			
Rammerne for platforme til udveksling af mFRR og aFRR og senere ændringer deraf	20, stk. 1, og 21, stk. 1	<i>Er anmeldt</i>	18.06.19
Rammerne for udligning af modsatrettede ubalancer mellem TSOerne	22, stk. 1	Er anmeldt Regulatorerne har anmodet om et ændret forslag	To måneder efter anmeldelse af ændret forslag, dvs. godkendelse i 1. kvartal 2019
Standardprodukter til brug for balancering	25, stk. 2	18.12.19	18.06.20
Metoder til at klassificere aktiveringsformål af balanceringsenergi, herunder beskrivelse af alle mulige (possible) formål med aktivering af bud	29, stk. 3	<i>Er anmeldt</i>	18.06.19
Vurdering af, hvorvidt den minimale mængde budmængde, der skal meldes ind til europæiske platforme, skal ændres	29, stk. 11	Mindst hvert andet år fra beslutningsdato om begrænsning af bud	Afhænger af TSO vurdering
Regler for udveksling af kapacitet og energi på tværs af landegrænser			
Metoder til brug for prissætningen af balanceringsenergi og kapacitet på tværs af budzoner til brug for udveksling af balanceringsenergi eller udligningen af modsatrettede ubalancer på tværs af budzoner.	30, stk. 1	<i>Er anmeldt</i>	18.06.19
Harmoniseringen af metoder til brug for allokeringen af kapacitet til brug for udveksling af balanceringskapacitet og reserver	38, stk. 3	18.12.22	18.06.23
Metoderne til brug for udviklingen af en fællesoptimeret allokering af kapacitet på tværs af budzoner ¹¹¹	40, stk. 1	18.12.19	18.06.20
Afregningsreglerne for udveksling af balanceringsenergi			
Reglerne for afregningen af den planlagte udveksling af energi TSOerne imellem	50, stk. 1	<i>Er anmeldt</i>	18.06.19
Harmoniseringen af de væsentligste dele af ubalanceafregningsreglerne	52, stk.2	<i>Er anmeldt</i>	18.06.19

Kilde: EBGL.

¹¹⁰ De regulerende myndigheder har 6 måneder til at træffe beslutning. 6 måneders fristen løber efter at den sidste berørte regulerende myndighed har modtaget den respektive anmeldelse.

¹¹¹ Fællesoptimeret allokering af kapacitet, er en fordelingsnøgle, der skal sikre at den tilgængelige kapacitet på en overførselsforbindelse gives til det marked, fri handel eller balance, hvor den har størst værdi.

TABEL 16 | VILKÅR OG METODER, DER SKAL GODKENDES REGIONALT AF REGULATORMERNE SOM LED I UDMØNTNINGEN AF EBGL

Emne	Artikel i EBGL	Frist for anmeldelse	Frist for godkendelse
Etablering af en europæisk platform			
Rammevilkår for etableringen af en europæisk platform for "replacement reserves".	19, stk. 1	Er anmeldt	18.12.18
Reglerne for udveksling og indkøb af balanceringskapacitet			
Etableringen af fælles og ens regler og processer for udveksling og indkøb af balanceringskapacitet, imellem TSO'er, der udveksler balanceringskapacitet.	33, stk. 1	Frivilligt. Ventes anmeldt i 1. kvartal 2019	6 måneder fra modtagelse af forslag
Metoderne, der skal benyttes til at udregne sandsynligheden for tilgængelig overførselskapacitet mellem budzonerne efter intraday-markedet er lukket for TSO'er, der udveksler balanceringskapacitet	33, stk. 6	Frivilligt at udvikle	6 måneder fra modtagelse af forslaget
Undtagelser fra reglen om at ikke-balanceringsansvarlige parter tillades at overføre deres balanceringsforpligtelse til anden aktør.	34, stk. 1	Frivilligt at anmode om undtagelse	6 måneder fra modtagelse af forslaget
Anvendelse af en TSO-BSP (Balancing Service Provider) model i et geografisk område bestående af to eller flere TSO'er.	35, stk. 1	Frivilligt for TSO, NRA kan anmode om udvikling	6 måneder fra modtagelse af forslaget
Metoden til udregning af kapacitet på tværs af zonerne i den pågældende kapacitetsberegningregion	37, stk. 3	18.12.22	18.06.23
Metoden for allokering af kapacitet til udveksling af balanceringskapacitet eller deling af reserver for et område bestående af to eller flere TSO'er	38, stk. 1	Frivilligt. Ventes anmeldt i 1. kvartal 2019	6 måneder fra modtagelse af forslag
Metoderne for anvendelse af markedsbaseret allokering af kapacitet på tværs af zoner.	41, stk. 1	18.12.19	18.06.20
Metoderne til brug for allokering af kapacitet på baggrund af en "økonomisk-effektivitets-analyse" samt listen af hver enkelt allokering baseret på denne metode inden for kapacitetsberegningregionen	42, stk. 1	18.12.19	18.06.20
Afregningsreglerne for reserveenergi			
Afregningsregler for den planlagte udveksling af reserveenergi inden for et synkronområde TSO'erne imellem	50, stk. 3	18.06.19	18.12.19
Afregningsregler for den planlagte udveksling af reserveenergi imellem TSO'er, der er forbundne men ikke i fælles synkronområde	50, stk. 4	18.06.19	18.12.19
Afregningsregler for den ikke-planlagte udveksling af energi inden for synkronområdet TSO'erne imellem	51, stk. 1	18.06.19	18.12.19
Afregningsregler for den ikke-planlagte udveksling af energi imellem TSO'er, der er forbundne, men ikke i fælles synkronområde	51, stk. 2	18.06.19	18.12.19
Den eventuelle fravigelse af hovedreglen fastlagt i art. 53 om en 15 minutters afregning af effektbalancer inden for et synkronområde	53, stk. 2	Frivilligt at anmode om fravigelse.	6 måneder efter modtagelse af anmodning.
Øvrigt			
Principperne for algoritmerne, der skal regulere det regionale køb af reserver	58, stk. 3	Ad hoc i forbindelse med forslag efter art. 33, stk. 1	6 måneder fra modtagelse af forslag

Kilde: EBGL.

TABEL 17 | VILKÅR OG METODER, DER SKAL GODKENDES AF HVER ENKELT REGULATØR SOM LED I UDMØNTNINGEN AF EBGL

Emne	Artikel i EBGL	Frist for anmeldelse	Frist for godkendelse
Undtagelser fra hovedreglen om at tilbudte priser på balanceringsenergi- eller kapacitet skal offentliggøres, begrundet med en bekymring om at informationen kan misbruges	12, stk. 4	Ingen	Ingen i EBGL
Metoderne for placeringen af omkostninger, der stammer fra distributionssystemoperatørernes (DSOers) arbejde med at sikre reserver	15, stk. 3	Ingen	Ingen i EBGL
Vilkår og betingelser for udbydere af balanceringsydelse og balanceansvarlige parter	18, stk. 1	Er anmeldt	Ingen i EBGL
Definitionen og brugen af specifikke produkter til balancering (forskellige fra de standardprodukter til balancering der skal godkendes af alle regulatorer)	26, stk. 1	Ingen	Ingen i EBGL
Begrænsninger af den mængde bud, der fremsendes til de europæiske platforme for balanceringsenergi	29, stk. 10	Ingen	Ingen i EBGL
Undtagelser fra hovedreglen om at op- og nedregulering skal købes hver for sig	32, stk. 3	Ingen	Ingen i EBGL
En eventuel afregningsmekanisme til afregning af omkostninger ved anskaffelse af balanceringskapacitet, der adskiller sig fra ubalanceafregningsmekanismen	44, stk. 3	Ingen	Ingen i EBGL
Afviigelser fra en række nærmere angivne krav i EBGL, bl.a. den harmoniserede ubalanceafregningsperiode	62, stk. 2	Ingen	6 måneder fra modtagelse af anmeldingen, med mulighed for yderligere 3 måneder. 62, stk. 6
Hvilke omkostninger fra forpligtelser efter EBGL der må pålægges systemoperatører eller tredjemand	8, stk. 1	Ingen	Ingen

Kilde: EBGL.

Som det ses af tabellerne, er der påbegyndt en forholdsvis omfattende proces med anmeldelse og godkendelse af en række vilkår og metoder i de kommende fem år. Processen giver markedsaktører og andre interessenter en række muligheder for at påvirke processen, jf. afsnit 6.1.

BALANCERINGSFILOSOFIER OG PRODUKTIONSTEKNOLOGI

Ud over de omlægninger i de nationale markeder, som vil ske som led i udmøntningen af EBGL, udfordrer den igangværende udmøntning af EBGL medlemslandets balanceringsfilosofi, jf. nærmere herom i kapitel 4.2.

Der er således forskellige tilgange, traditioner og praksis til balanceringen af elsystemer, ligesom produktionsmikset er forskelligt i de forskellige elsystemer, hvilket vil kunne give anledning til diskussioner i forbindelse med udmøntningen af SOGL og EBGL.

FORSYNINGSTILSYNETS OVERORDNEDE TILGANG TIL UDMØNTNING AF EBGL OG TIDSPERSPEKTIV FOR UDMØNTNING

Forsyningstilsynet vil lægge særligt vægt på en øget og snarlig markedsintegration ved udviklingen og godkendelsen af vilkår og metoder for dels det nationale, dels det nordiske, dels det fælleseuropæiske marked for reserver. Fokus er således snarere på en hastig harmonisering end en udvikling af optimerede balanceringsprodukter.

Markedsintegrationen skal efter Forsyningstilsynets vurdering bl.a. ske ved bedst mulig udnyttelse af interkonnektorer til udveksling af reserver. I den sammenhæng spiller det en central rolle, at Danmark er godt forbundet med de øvrige nordiske lande og med kontinental-Europa.

Dette ligger i tråd med de tilbagemeldinger, Energinet har fået på en workshop for markedsaktører og andre interessenter den 17. november 2017. Her gav de danske markedsaktører udtryk for, at det er vigtigt at få adgang til udlandet gennem en pragmatisk udmøntningsproces, og at volumen på de kommende markeder er vigtigere end prisen, ligesom det i højere grad handler om samspillet mellem de forskellige standardprodukter end om det enkelte standardprodukts karakteristika¹².

Forsyningstilsynet agter i tilgangen til godkendelsen af anmeldte vilkår og metoder at indtage en forholdsvis fleksibel tilgang med fokus på at understøtte en øget markedsintegration, hvor velfungerende elementer fra det nordiske samarbejde om markedet for reserver så vidt muligt kan tjene som inspiration i resten af EU. Ved at indtage en fleksibel tilgang med prioritering af en øget markedstilgang kan Forsyningstilsynet spille en konstruktiv rolle med henblik på at finde og understøtte løsninger og nødvendige kompromiser som led i udmøntningen af EBGL under hensyntagen til dens formål og for at indhøste de størst mulige gevinster ved etableringen af fælleseuropæiske platforme for udveksling af balanceringsenergi, jf. herom nedenfor.

Markedsaktører har over for Sekretariatet for det daværende Energitilsyn meddelt, at de ønsker harmonisering, og at hastighed prioriteres, hvilket taler imod en benyttelse af muligheden for udsættelse.

Forsyningstilsynet vil i overensstemmelse med de ovennævnte betragtninger arbejde for en hastig harmonisering og implementering af EBGL, dvs. at undtagelsesbestemmelserne i EBGL ikke aktiveres unødigt.

Forsyningstilsynet har for nuværende ikke konstateret et behov for at gøre brug af fristudsættelsesmuligheden i EBGL artikel 62, men er opmærksom på, at der kan komme anmodninger fra markedsaktører eller TSO'er om, at tilsynet bør gøre brug af anmodningen. Eksempelvist deltager Forsyningstilsynet i drøftelserne i nordisk regi med TSO'er og regulatorer om overgangen til 15 minutters ubalanceafregningsperiode, se herom nedenfor.

FÆLLESEUROPEISKE PLATFORME FOR UDVEKSLING AF BALANCERINGS-ENERGI

Efter EBGL skal der etableres fælleseuropæiske platforme for udveksling af balanceringsenergi. En platform for aFRR, en platform mFRR og en platform for udligning af modsatrettede ubalancer på tværs af kontrolområder.

¹² Energinet: Prioriteringsplan for systemydelse 2018-2020, side 5.

Energinet leder arbejdet blandt TSO'er med at udvikle platformen for mFRR, da det også er den type af reserver, der har størst økonomisk betydning i en dansk kontekst. Hertil kommer, at platformen vurderes mest relevant i lyset af den proaktive balance-ringstilgang i Norden.

Endvidere skal der efter EBGL etableres en europæisk platform for udveksling af replacement reserves (RR), men til forskel fra mFRR og aFRR skal denne platform kun godkendes i de medlemsstater, der ønsker at benytte den. Energinet planlægger for nuværende ikke at benytte RR. Energinet har prioriteret deltagelse i MARI (mFRR) og PICASSO (aFRR) arbejdet, fordi disse ydelser kommer til at spille en hovedrolle i Danmark. Energinet er observator i RR-samarbejdet, og reserven vil kunne blive relevant. Den er anvendelig til at håndtere vindubalancer og modhandel, da man ofte kender behovet i god tid inden driftstimen starter og dermed kan gøre brug af de mere langsomme reserver.

Hvis Danmark eller et andet land, der ikke deltager, efterfølgende ønsker at deltage i markedet, og det teknisk er muligt med deltagelse, vil der derfor være tale om at slutte sig til et allerede eksisterende marked og ikke en genforhandling af vilkår og betingelser for deltagelse.

Markedet for RR er et marked, der har potentiale til at blive fælleseuropæisk, som ikke kræver godkendelse af alle regulatorer, og hvor man som TSO eller energireguleringsmyndighed kan gå glip af indflydelse ved ikke at deltage i udviklingen af regler og betingelser for markedet. For alle andre regionale godkendelser gælder, at de kun har faktisk og potentiel virkning i den berørte region.

Nordisk deltagelse i RR-markedet vil dog kunne blive relevant, idet Norden via interkonnektorer til Polen og Storbritannien på sigt vil kunne komme til at grænse op til lande, der er tilknyttet RR-platformen. Et år efter at RR-markedsplatformen er blevet godkendt, skal alle TSO'er som har forbindelse til en nabo TSO, som anvender RR-platformen, implementere RR-markedet og facilitere deltagelse i RR-markedet.

Endvidere kan FCR-markedet nævnes. EU-lovgivningen kræver ikke etablering af en platform for udveksling af FCR, men det fremgår af EBGL artikel 33, at TSO'er, der ønsker at udveksle balanceringskapacitet, skal udforme et forslag til fastsættelse af fælles og harmoniserede regler og processer for udveksling og anskaffelse af balanceringskapacitet. Det anmeldte markedsdesign skal godkendes af samtlige regulatorer i de deltagende lande, jf. EBGL artikel 5, nr. 3, litra b.

Danmark deltager ikke pt. i udveksling af FCR, men der arbejdes hen imod dansk deltagelse i samarbejdet snarest muligt. Samarbejdet omfatter pt. de belgiske, franske, nederlandske schweiziske¹¹³, tyske og østrigske TSO'er.

OVERGANGEN TIL 15 MINUTTERS UBALANCEAFREGNINGSPERIODE

Det følger af EBGL artikel 53, stk. 1, at alle TSO'er skal overgå til en ubalanceafregning på 15 minutter senest den 18. december 2020. Fristen kan udsættes indtil senest den 1. januar 2025, jf. EBGL artikel 62, stk. 9, jf. stk. 1 og stk. 2, litra d.

Regulatorer og TSO'er i Norden er ved at underøge, hvad overgangen nærmere vil indebære, om der vil være behov for at gøre brug af udsættelsesmuligheden, og hvad konsekvenserne vil være, hvis der ikke er en koordineret tilgang til brug af muligheden. Således vil der i nogle lande (fortsat) vil være en 60 minutters afregning, mens der i

¹¹³ Der pågår drøftelser mellem Schweiz, ACER, Schweiz og EU-kommissionen om Schweiz' deltagelse i balancemarkederne i EU.

andre vil være en 15 minutters afregning. Der kan være konsekvenser for de lande, der ikke gør brug af udsættelsesmuligheden, bl.a. med hensyn til IT- udvikling og markedstilrettelæggelse.

Et konkret eksempel er det nordiske system for balanceafregning, der pt. er fælles mellem Finland, Norge og Sverige, og hvor Danmark også overvejer deltagelse. Afregningen understøttes af en IT-løsning leveret af firmaet eSett, som de deltagende TSO'er ejer i fællesskab. Hvis der opstår den situation, at der ikke benyttes en koordineret tilgang til overgangen til 15 minutters ubalanceafregning, vil IT-systemet – og markedet – skulle håndtere både 15- og 60-minutters ubalanceafregning.

Her vil hensynet til en koordineret tilgang kunne føre til, at man (også) fra Forsynings-tilsynets side gør brug af udsættelsesmuligheden i artikel 62.

RESERVATION AF KAPACITET PÅ OVERFØRSELSFORBINDELSER IMELLEM LANDENE

Efter EBGL artikel 38, stk. 1, må der benyttes én af tre metoder for reservation af kapacitet: 1) den fællesoptimerende tildelingsproces i henhold til artikel 40, 2) den markedsbaserede tildelingsproces i henhold til artikel 41 eller 3) tildelingsprocessen på baggrund af en økonomisk effektivitetsanalyse i henhold til artikel 42. Hvilken man vælger at benytte skal aftales imellem de lande, der udveksler balanceringskapacitet.

Den maksimale mængde kapacitet, der kan allokeres, afhænger af allokeringsens indgriben i det frie marked. Jo tættere allokeringen ligger på driftsøjeblikket, og jo kortere en periode der allokeres kapacitet for, jo mere kapacitet må der afsættes til balanceringsydelse. Benytter TSO'erne den fællesoptimerende tildelingsproces, er der ingen grænser for, hvor stor en del af forbindelsen som må allokeres til balanceringsydelse. Der skal foretages en sammenligning af de faktiske værdier for henholdsvis balanceringsydelse og markedets pris for energi. Kontraktperioden må ikke overstige én dag, og kontrakten må ikke indgås tidligere end én dag før levering. Benyttes i stedet markedsbaseret allokering, må der maksimalt allokeres 10 procent af kapaciteten. Når det gælder tildelingsprocessen på baggrund af en økonomisk effektivitetsanalyse, må der maksimalt allokeres 5 pct. af kapaciteten, dog 10 pct. for nye samkørlingslinjers samlede installerede tekniske kapacitet.

For et land som Danmark, der har udlandsforbindelser til flere lande og med yderligere i vente, kan der potentielt blive tale om at benytte flere forskellige metoder for allokering af kapacitet, og reglerne herom er væsentlige.

For Forsyningstilsynet vil fastlæggelsen af metoderne for allokering af kapacitet til brug for udveksling af balanceringskapacitet og reserver på tværs af budzoner være særlig relevant, herunder udviklingen af den fællesoptimerede allokering, hvorved det sikres, at den tilgængelige kapacitet på en overførselsforbindelse gives til det marked, fri handel eller balance, hvor den har størst værdi. Det er disse hensyn, som det daværende Energitalstilsyn inddrog i den såkaldte SK4-sag, som tilsynet dog afgjorde som en sag efter elforsyningsloven før ikrafttrædelsen af EBGL.

BOKS 9 | SAG OM RESERVATION PÅ SKAGERAK 4 FORBINDELSEN

Den såkaldte SK4-sag vedrørte en aftale indgået mellem Energinet og den norske TSO, Statnett, om reservation på 100 MW til udveksling af aFRR på den fjerde transmissionsforbindelse mellem Danmark og Norge over Skagerak (SK4).

Det daværende Energitilsyn ophævede den 28. marts 2017 reservationen med virkning fra 1. januar 2018, idet Energinet fandt, at der var en begrænset samfundsmæssig gevinst ved reservationen i forhold til det forventede i forbindelse med beslutningen om at etablere reservationen.

De to TSO'er påklagede afgørelsen den 4. maj 2017.

Energiklagenævnet stadfæstede tilsynets afgørelse den 5. juli 2018, dog således at ophævelsen først skal ske pr. 1. januar 2020. Nævnet fandt ikke grundlag for at tilsidesætte tilsynets samfundsmæssige vurdering af reservationen, hvorefter der var grundlag for at ophæve reservationen.

I relation til spørgsmålet om reservation på overførselsforbindelser er sagen endvidere relevant derved, at nævnet ved afgørelsen om først at ophæve reservationen pr. 1. januar 2020 lagde vægt på, at reservationen er til gavn for de danske forbrugere, idet Energinets omkostninger ved at købe aFRR i Norge er mindre end i Danmark. Hertil kom, at Energinets omkostninger ved ophævelse af reservationen som følge af bodsbetaling til Statnett vil blive væltet over på forbrugerne via tarifferne. Det hedder således i afgørelsen på side 31, at nævnet *"navnlig [har] lagt vægt på, at værdien af reservationen begrænsede kapacitet på 100 MW ved anvendelse i spotmarkedet ikke står mål med de betydelige meromkostninger, der vil blive pålagt de danske elforbrugere, såfremt reservationen ophæves med virkning fra et tidligere tidspunkt end den 1. januar 2020."*

7.3 SYSTEM OPERATIONS GUIDELINE

Systemdriften er reguleret af Kommissionens forordning 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer (System Operation Guideline, SOGL).

SOGL fastsætter en lang række krav til TSO'ens drift af elnettet.

Af særlig interesse for systemydelsesmarkedet er følgende:

- Harmonisering af dataudveksling om systemet, fra strukturelle oplysninger om elnettets opbygning til realtidsdata om bl.a. frekvens og udveksling af aktiv effekt
- Krav til TSO'erne om kontrol og overvågning af systemets tilgængelighed og tilstrækkelighed samt systemtilstanden
- Krav til organiseringen af elnettet
- Regler om systemydelser, det være sig både systembærende egenskaber og reserver
- Krav til dimensionering af reserver samt prækvalifikation og tekniske indgangskrav til reserver
- Grundlag for grænseoverskridende udveksling og deling samt aktivering af reserver

Fristerne for anmeldelse og godkendelse af vilkårene og metoderne, der knytter sig til disse krav, fremgår af tabellen nedenfor.

TABEL 18 | VILKÅR OG METODER, DER SKAL GODKENDES AF REGULATORERNE I EU SOM LED I UDMØNTNINGEN AF SOGL

Emne	Artikel i SOGL	Frist for anmeldelse	Frist for godkendelse ¹¹⁴
Struktur for dataudveksling	40, stk. 6	14.03.18 <i>Er anmeldt</i>	14.09.18 (alle regulatorer skal godkende)
Organisering af el-nettet i LFC-blokke	141, stk. 2	14.01.18 <i>Er anmeldt</i>	14.07.18 (regional godkendelse)
Dimensionering af FCR-reserver	153, jf. 118, ark. 1, litra a	14.09.18 <i>Er anmeldt</i>	14.03.19 (regional godkendelse)
Aktiveringstid for FCR-reserver med begrænset energilag	156, stk. 11	14.09.18 <i>Er anmeldt</i>	14.03.19 (regional godkendelse)
Dimensionering af FRR-reserver	157, stk. 1	14.09.18 <i>Er anmeldt</i>	14.03.19 (regional godkendelse)
Rampingbegrænsninger på HVDC-samkørlinjer	137, stk. 3	14.09.18 <i>Er anmeldt</i>	14.03.19 (regional godkendelse)
Grænseoverskridende deling og aktivering af reserver for Norden	163, stk. 2, 177, stk. 1	14.09.18 <i>Er anmeldt</i>	14.03.19 (regional godkendelse)

Kilde: SOGL.

STRUKTUR FOR DATAUDVEKSLING OG OFFENTLIGGØRELSE

SOGL indeholder regler for dataudveksling mellem de enkelte TSO'er, mellem TSO'er og DSO'er¹¹⁵, mellem DSO/TSO'er og betydningsfulde netbrugere¹¹⁶ (BNB'er). Der er tale om dataudveksling af såvel strukturelle oplysninger om elnettet, prognosedata og realtidsdata om bl.a. frekvens og udveksling af aktiv effekt.

Dataudvekslingen skal bl.a. gøre TSO'en i stand til at udfærdige en individuel netmodel af den enkelte TSO's observationsområde¹¹⁷. Netmodellen skal udfærdiges for tidsrammerne Year-ahead (Y-1), Day-ahead (D-1) og Intraday (ID).

De regionale sikkerhedskoordinatorer (RSC – se herom nedenfor) skal sammensætte den individuelle netmodel til en fælles netmodel¹¹⁸.

¹¹⁴ De regulerende myndigheder har 6 måneder til at træffe beslutning. 6 måneders fristen løber efter at den sidste berørte regulerende myndighed har modtaget den respektive anmeldelse

¹¹⁵ DSO: Distribution System Operators, distributionsselskaber, netselskaber

¹¹⁶ Betydningsfulde netbrugere dækker over anlæg, der netop i funktion og størrelse er betydningsfulde for elnettet. Der er tale om både produktionsanlæg, og HVDC-linjer, men også forbrug som er tilsluttet transmissionsnettet (typisk større industrielle produktionsanlæg) eller forbrug, som leverer fleksibilitet til TSO'en.

¹¹⁷ Et observationsområde er sammensat af TSO'ens systemområde samt netelementer/anlæg af sikkerhedsmæssig relevans, som er beliggende i tilstødende TSO'ers systemområde.

¹¹⁸ TSO'erne fastsætter med hjemmel i SOGL art. 67 og 70 bestemmelser for de fælles netmodeller for Year-ahead, Day-ahead og Intraday.

Formålet med bestemmelserne om dataudveksling er dels at gøre den enkelte TSO i bedre i stand til at overvåge og kontrollere sit eget systemområde dels at harmonisere og dermed øge præcisionen og detaljegraden af de data, der ligger til grund for den grænseoverskridende systemsikkerhed¹¹⁹.

Med fastsættelsen af en struktur for dataudveksling af bl.a. tilgængeligheden af anlæg og realtidsudveksling af systemtilstand er der med SOGL mulighed for at styrke handlen med balanceydelse på tværs af landegrænser. Dette fordi en bedre informationsdeling både vil forbedre udligningen af modsatrettede ubalancer i realtid og også generelt gøre systemets energibehov i både op- og nedadgående retning mere synligt¹²⁰ og dermed mere forudsigeligt. Herved har markedsaktørerne mulighed for at handle sig i balance tættere på driftstimen og med en større præcision, hvilket også medfører en samfundsøkonomisk gevinst. Det afgørende i den sammenhæng er, hvornår disse data offentliggøres, samt hvor tæt på driftstidspunktet, markederne lukker

Reglerne om dataudveksling og offentliggørelse er for nuværende det sæt af regler, der giver de største udfordringer mellem TSO'er, DSO'er og de regulerende myndigheder. Kravene til dataudveksling gælder for både eksisterende og nye anlæg. Dette betyder, at en opgradering af eksisterende anlæg kan komme på tale. Herudover skal der etableres en ansvarsfordeling af kommunikationslinjerne. TSO'erne har lagt op til, at denne ansvarsfordeling indgår som en del af den anmeldte metode for dataudveksling¹²¹.

SYSTEMETS TILGÆNDELIGHED OG TILSTRÆKKELIGHED

Med tilgængelighed menes, hvilke produktions- og forbrugsanlæg der står til rådighed til at balancere systemet¹²². SOGL indeholder bestemmelser, hvorefter TSO'en indsamler oplysninger om elnettet på både transmissionsniveau, distributionsniveau og fra anlægsejere/operatører. Disse oplysninger gemmes på ENTSO-Es datamiljø for driftsplanlægning¹²³.

De indsamlede data benyttes til både realtidsovervågning og planlægning med hensyn til bl.a. systemets tilgængelighed og tilstrækkelighed. Planer for tilgængelighed skal udarbejdes op til et år frem i tid (Y-1), på day-ahead basis (D-1) og ned til en time før driftstimen (ID).

Hvilke anlæg der er til rådighed samt import og eksportmuligheder mellem de forskellige systemområder har en afgørende indvirkning på systemsikkerheden og dermed på TSO'en og de øvrige markedsaktørers indkøb på de forskellige markedspladser.

¹¹⁹ SOGL indeholder bl.a. regler om grænseoverskridende deling og udveksling af reserver og bestemmelser om regional koordinering af afbrydelser af anlæg og netelementer, der er relevante for systemsikkerheden.

¹²⁰ Hvilket alt andet lige burde mindske behovet for at en TSO indkøber ydelser i regulerkraftmarkedet (mFRR reserveenergi), fordi disse ydelser allerede er indkøbt af de balance ansvarlige aktører på en af de øvrige markedspladser.

¹²¹ Udarbejdet og anmeldt efter SOGL art. 40, stk. 6, til godkendelse senest den 14. september 2018.

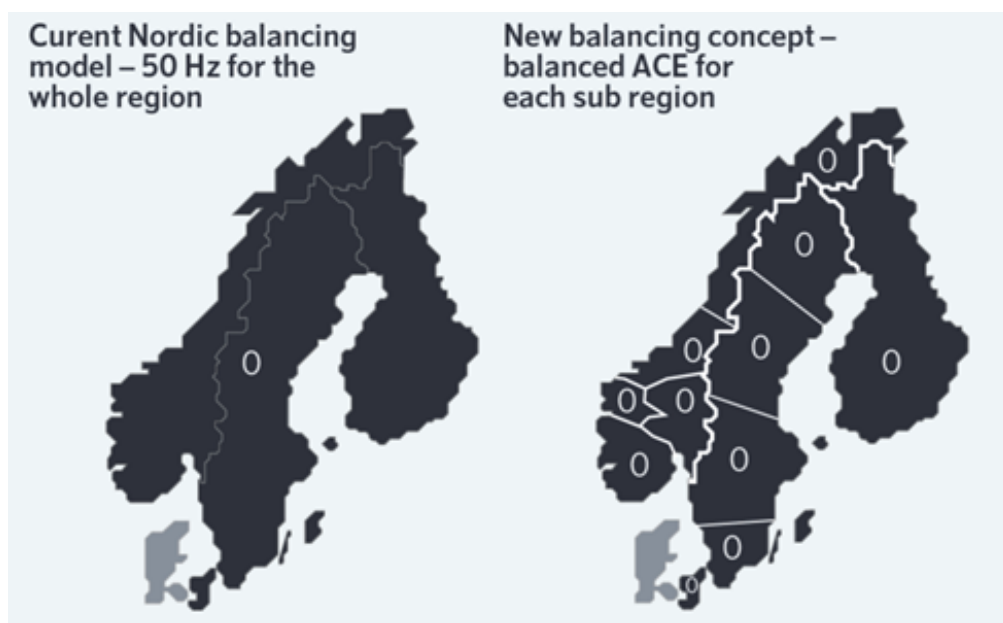
¹²² SO GL fastsætter ikke krav til selve anlæggenes tekniske kapacitet. Disse krav fastsættes i forordning 2016/631 (RfG) om fastsættelse af netregler om krav til nettilslutning for produktionsanlæg og forordning 2016/1388 (DCC) vedrørende forbrugsanlæg.

¹²³ Alle TSO'er i EU skal fastlægge det dataformat til dataudveksling, som skal være en integreret del af driftsplanlægningsdatamiljøet.

ORGANISERINGEN AF ELNETTET

SOGL indeholder bestemmelser om, hvorledes kontrollen med systemsikkerheden varetages på flere niveauer. Systemsikkerheden varetages overordnet på synkronområdeniveau. Synkronområdet inddeles i geografisk afgrænsede områder kaldet systemblokke for last-frekvensregulering (forkortet LFC-kontrolblokke)¹²⁴. Et synkronområde kan opdeles i flere LFC-kontrolblokke, der igen kan opdeles i flere LFC-kontrolområder, som alle skal indeholde mindst et overvågningsområde.

FIGUR 19 | ILLUSTRATION AF DET NUVÆRENDE OG DET FORESLÅEDE METODE TIL BALANCERING I DET NORDISKE SYNKRONOMRÅDE¹²⁵



Kilde: Energinet, Fingrid, Statnett, Svenska Kraftnät: "The way forward. Solutions for a changing Nordic power system" 2018.

Figuren ovenfor viser til venstre den nuværende model for balancering i det nordiske synkronområde. Til højre vises det planlagte balanceringskoncept "MACE" (Modern Area Control Error), der er omtalt ovenfor i afsnit 4.5

Oprettelsen af LFC-kontrolblokke aftales mellem alle TSO'er inden for hvert synkronområde. Vilkårene fastlægges i en såkaldt driftsaftale for synkronområdet, som indeholder last-frekvensreguleringsstrukturen. Strukturen for last-frekvensregulering er afgørende for markedets udvikling og design, da det er inden for de enkelte synkronområder, LFC-kontrolblokke og LFC-kontrolområder, at TSO'erne skal dimensionere reserver, fastsætte frekvenskvaliteten og sikre balancering af produktion og forbrug og

¹²⁴ På engelsk hedder disse områder "load-frequency control blocks". Områderne vedrører belastningen af elnettet, der kan få frekvensen til at afvige fra de nominelle 50Hz. Det er overvågningen og håndteringen af en sådan afvigelse, der sker på såvel synkronområdeniveau som de underliggende LFC-niveauer.

¹²⁵ Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska Kraftnät (2018): The Way forward - Solutions for a changing Nordic power system.

dermed frekvensen. For at opnå balance i den enkelte LFC-kontrolblok, kan TSO'erne indføre rampingbegrænsninger på HVDC-linjer i medfør af SO GL artikel 137, stk. 3. Disse begrænsninger – om end relevante for systemsikkerheden – udgør begrænsninger for markedet, ved at begrænse det frie flow af elektricitet. Begrænsningerne kan dog ikke indføres for balancering af modsatrettede ubalancer, samt (grænseoverskridende) aktivering af FRR og RR.

Hvordan TSO'erne i de forskellige synkronområder har valgt at tilrettelægge LFC-kontrolblokke med tilhørende underinddelinger kan således være afgørende for en reserveleverandørs sandsynlighed for at blive aktiveret, både mht. reservekapacitet (MW) og den faktiske aktiverede energimængde, dvs. reserveenergi (MWh).

Vestdanmark er en del af synkronområdet "kontinental-Europa" (herefter CE), og Østdanmark er en del af synkronområdet Norden. Energinet indgår således i samarbejder om inddeling af de to synkronområder i den ovenfor beskrevne last-frekvensreguleringsstruktur.

Energinet har for Vestdanmark (DK1) anmeldt en LFC-kontrolblokstruktur, hvorefter DK1 indgår i LFC-kontrolblok sammen med Tyskland og Luxembourg. Østdanmark (DK2) indgår i én samlet LFC-kontrolblok der dækker hele det nordiske synkronområde.

I driftsaftalen for et synkronområde fastsættes endvidere parametrene for frekvenskvalitet. Disse parametre er fastsættelsen af den nominelle frekvens (på 50Hz) samt standardfrekvensintervallet for det synkronområde, herunder forhold som maksimal øjeblikkelig frekvensafvigelse og frekvensgenoprettelsestiden.

Disse parametre suppleres af de såkaldte målparametre for reguleringsfejl ved frekvensgenoprettelse. Reguleringsfejl ved frekvensgenoprettelse er den til enhver tid værende afvigelse fra den nominelle frekvens (50 Hz).

Målene for frekvenskvalitet har betydning for dimensionering af reserverne. SOGL tillader større frekvensafvigelser i DK2 end i DK1¹²⁶.

Energinet skal medvirke til at udarbejde synkronområde- og LFC-blokdriftsaftaler for henholdsvis DK1 og DK2. Dele af disse aftaler er anmeldt og skal være godkendt 6 måneder efter anmeldelsen, dvs. senest den 14. marts 2019.

Fastsættelsen af parametrene for frekvenskvalitet¹²⁷ har en afgørende indvirkning på, hvilke reserver der efterspørges, og dermed hvordan handlerne på de forskellige markedspladser vil være.

DIMENSIONERING OG TEKNISKE INDGANGSKRAV TIL RESERVER¹²⁸

TSO'erne indgår driftsaftaler for de forskellige niveauer i last-frekvensreguleringsstrukturen (synkronområdet, LFC-kontrolblokken, LFC-kontrolområdet og overvågningsområdet).

¹²⁶ I DK1 skal den primære reserve være fuldt aktiveret ved en frekvensafvigelse på 0,2 Hz, mens dette for DK2 er tilfældet ved en afvigelse på 0,5 Hz.

¹²⁷ Bilag III i SOGL viser frekvenskvalitetsparametrene i de forskellige synkronområder

¹²⁸ Se endvidere afsnit 4.2. om de forskellige reservetyper

I driftsaftalerne for synkronområdet og LFC-kontrolblokken fastsætter TSO'erne bl.a. regler for dimensionering af reserverne. Desuden fastsættes selve lastfrekvens-reguleringsstrukturen samt parametrene for frekvenskvaliteten i driftsaftalen for synkronområdet.

FCR dimensioneres og aftales i driftsaftalen for synkronområder, mens aFRR og mFRR dimensioneres og aftales i driftsaftalen for LFC-kontrolblokken.

Dimensioneringen af FCR fastsættes en gang om året af alle TSO'erne i synkronområdet på baggrund af dimensioneringsregler fastsat i driftsaftalen for synkronområdet. Dimensioneringen skal dække den såkaldte referencehændelse. Hermed menes den maksimale positive eller negative effektafgivelse, der kan opstå øjeblikkeligt mellem produktion og forbrug i et synkront område. Referencehændelsen vil således dække det øjeblikkelige udfald af det største anlæg af produktion, forbrug eller HVDC-samkørlingslinjer der er tilgængeligt i synkronområdet. Referencehændelsen omtales også ofte som N-1-situationen (normal operation minus one)¹²⁹.

For det synkrone område CE er dimensioneringen af FCR på 3.000 MW i både op- og nedadgående retning. For synkronområdet Norden bliver der lagt op til at fastholde FCR-D op-reguleringsreserven på 1.450 MW, mens FCR-D ned-reguleringsreserven vil blive fastlagt afhængig af det maksimale udfald af HVDC til eksport. Derudover er der en FCR-N reserve i Norden på +/- 600 MW, der også er frekvensstyret. Denne reserve er en balanceringsreserve, der vil blive reduceret, når aFRR platformen er etableret. Herudover kan referencehændelsen for synkronområderne CE og Norden blive suppleret af en sandsynlighedsbaseret metode, der bygger på hensyntagen til mønstre for forbrug og produktion med det formål at nedbringe sandsynligheden for utilstrækkelig FCR til højst én gang hver 20. år.

FCR (dog ikke FCR-N, der skal være aktiveret inden 3 minutter) skal som udgangspunkt have en fuld aktiveringstid på højst 30 sekunder¹³⁰. Denne responstid må ses i sammenhæng med, at FCR er en automatisk reserve.

Af hensyn til forsyningssikkerheden af FCR kan hver enhed, der indgår i en leverandørs portefølje af FCR, højst levere 5 pct. af det samlede behov i synkronområderne CE og Norden. Af driftssikkerhedsmæssige årsager kan det anlæg, der ligger til grund for referencehændelsen (N-1 situationen), ikke få lov til at levere FCR.

Af (også) markedsmæssig relevans er den tid, hvori FCR skal kunne forblive aktiv. Den aktiverede tid har en afgørende indvirkning på, hvilke anlæg der er relevante for levering af FCR.

SOGL fastsætter en minimumstid på 15 minutter og en maksimumstid på 30 minutter. TSO'erne i de synkrone områder CE og Norden fastsætter en metode for en cost-benefit-analyse, der skal udføres med henblik på at fastsætte den nødvendige aktiverede periode for FCR-enheder med et begrænset energilager.

En kortere aktiveringsperiode giver flere anlæg mulighed for at byde ind på markedet, da kravet til kapaciteten hos det enkelte anlæg sænkes. Det har derfor også en væsentlig markedsmæssig relevans, hvilken aktiveringsperiode der fastsættes for FCR-enheder med et begrænset energilager.

¹²⁹ Se endvidere ENTSO-E håndbog vedrørende Operational Security: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_3_final.pdf

¹³⁰ Den fulde aktivering skal i synkronområdet CE ske ved en frekvensafvigelse på 0,2 Hz, og i synkronområdet Norden ske ved en frekvensafvigelse på 0,5 Hz.

Energinet har den 14. marts 2018 anmeldt metoden for cost-benefit-analysen til godkendelse hos det daværende Energitilsyn. Alle regulatorer i den berørte region er den 30. juli 2018 blevet enige om at fremsætte en ændringsanmodning. Energinet har den 28. november 2018 fremsendt ændret forslag til metoden for cost-benefit-analysen. De regulerende myndigheder har herefter to måneder til at tage stilling til det ændrede forslag. Fristen regnes fra det tidspunkt, hvor den sidste regulerende myndighed modtog det ændrede forslag fra den respektive nationale TSO. Den sidste regulerende myndighed modtog det ændrede forslag den 28. november 2018. De regulerende myndigheder skal herefter træffe afgørelse senest 28. januar 2019. TSO'erne har herefter 12 måneder til at gennemføre analysen og komme med et forslag til den aktiverede periode¹³¹. Dette forslag skal godkendes af de regionale myndigheder i det respektive synkronområde inden for seks måneder.

Fastsættelsen af det endelige krav til den aktiverede periode for FCR kan derfor vare op til to et halvt år efter ikrafttræden af SOGL, dvs. indtil den 14. marts 2020.

Samlet opstiller SOGL regler for fastsættelse af den samlede kapacitet for FCR i synkronområdet¹³², opstartshastighederne for reserven; den tid, hvormed reserven skal kunne forblive aktiv samt gendannelsestiden. Disse krav sætter en teknisk ramme om de anlæg, der fremadrettet vil være relevante for levering af FCR.

SOGL fastsætter da også en prækvalifikationsproces for netop at verificere, at det enkelte anlægs tekniske formåen lever op til de fastsatte vilkår. Prækvalifikationsprocessen er ikke begrænset til anlæg, der skal levere FCR, men skal også foretages på anlæg, der ønsker at levere FRR og RR.

Dimensioneringen af FRR sker ved aftale mellem alle TSO'erne inden for en LFC-kontrolblok. I synkronområderne CE og Norden fastsættes reglerne for dimensionering på grundlag af analyser af effektubalancer samt de enkelte LFC-kontrolområders udfald af største enhed. Data skal være repræsentative og omfatte en periode på mindst et år.

Herudover skal alle TSO'erne i en LFC-kontrolblok sikre, at kapaciteten er tilstrækkelig til at overholde målparametrene for reguleringsfejl ved frekvensgenoprettelse. Dette skal ske på baggrund af en sandsynlighedsbaseret metode.

Under alle omstændigheder må reservekapaciteten – i både op- og nedadgående retning – af den samlede FRR ikke være mindre end størrelsen af referencehændelsen.

Det tilkommer alle TSO'erne i LFC-kontrolblokken at bestemme forholdet mellem den automatiske- og den manuelle reserve. Aktiveringstiden må ikke være længere end frekvensgenoprettelsestiden, der for synkronområderne CE og Norden er fastsat til 15 minutter¹³³.

FRR skal (kunne) overtage efter FCR for at undgå et tidsrum, hvor ingen reserver er aktive¹³⁴.

¹³¹ Analysen skal bl.a. indeholde erfaringer opnået med forskellige tidsrammer.

¹³² Selve fordelingen af reservekapaciteten til de enkelte TSO'er i synkronområdet sker efter en fordelingsnøgle af nettoproduktion og -forbrug i den enkelte TSO's systemområde divideret med hele synkronområdets nettoproduktion og -forbrug, set over en periode på et år.

¹³³ Den automatiske reserve må ikke have en forsinket opstart på mere end 30 sekunder. Den primære reserve (FCR) er global og sikrer, at fx udfald af elproduktion hurtigt bliver erstattet. Dette sikrer frekvensen. Den sekundære reserve (automatisk FRR) sikrer, at elproduktion sker i det område, hvor udfaldet skete. Denne reserve er således lokal.

¹³⁴ Her forstået som både produktion og forbrug – altså energi i både op- og nedadgående retning.

Det er bl.a. tekniske forhold som opstartstid og aktiveringstiden, som en reserveleverandør skal holde sig for øje, når denne byder ind i markedet for reserveydelse. Hvor hurtigt et anlæg kan levere en efterspurgt ydelse, kan også være afgørende for, i hvilket marked en reserveleverandør ønsker at afsætte sin ydelse. Typisk leveres reserver af anlæg, som allerede producerer eller forbruger. Dog kan fx nødstrømsanlæg og el-leder aktiveres på kort tid.

Ved fordeling af kapaciteten mellem den automatiske FRR og den manuelle FRR inden for en LFC-kontrolblok vil en række forhold såsom pris på reserverne og fleksibilitet blive inkluderet. Generelt vil kapacitetsprisen på en automatisk reserve være højere end på en manuel, fordi den automatiske reserve skal leveres fra et rullende anlæg, mens den manuelle kan leveres fra anlæg, der skal starte. Den automatiske FRR (aFRR) skal bydes ind som et symmetrisk bud, det vil sige som både op og nedregulering. Den manuelle FRR (mFRR) kan bydes ind asymmetrisk. En hurtigere responstid sætter alt andet lige højere tekniske krav til det anlæg der skal levere reserven. Omvendt er det lettere at aktivere automatisk end manuelt, så for de enkelte teknologier er det billigere at levere automatisk reguleret effekt (energi).

RR er i SOGL beskrevet som en udskiftningsreserve, og dimensioneringen af RR sker da også på baggrund af, at RR skal kunne genoprette FRR i både op- og nedadgående retning.

ANSVARSFORDELING MELLEM TSO'ER

Det følger af SOGL, at hvert reserveleverende anlæg er tilsluttet én TSO, "den tilsluttende TSO". Hvis andet ikke aftales, er den tilsluttende TSO også den reserveinstruerende TSO. Det er denne TSO's ansvar, at de tilsluttede anlæg opfylder de tekniske krav til reservelevering. Det er da også den tilsluttende TSO, der har ansvaret for prækvalifikationsprocessen.

Det er den tilsluttende TSO, der vedtager de tekniske krav vedrørende tilslutning, og den reserveinstruerende TSO, der overvåger status for og tilgængeligheden af de tilsluttede reserver. Sker der ændringer på et anlæg, skal leverandøren give besked herom til den tilsluttende TSO.

Det er den tilsluttende TSO, som kontrollerer, at reserverne er tilstrækkelige, og som aktiverer reserverne, når dette er nødvendigt.

GRÆNSEOVERSKRIDENDE DELING OG AKTIVERING AF RESERVER

Når SOGL fastsætter bestemmelser for deling- og udveksling af reserver mellem TSO'er, er der ikke tale om oprettelsen af et nyt marked, men om en (væsentlig) udvidelse af det allerede eksisterende marked.

I øjeblikket sikres FCR-N og FCR-D reserverne for DK2 ved aftale med Sverige. Med den foreslåede LFC-kontrolblokstruktur er der lagt op til, at dette samarbejde skal fortsætte. For DK2 vil Energinet således skulle indkøbe FCR-N og FCR-D reserver og indgå aftaler om deling og udveksling af reserver efter bestemmelserne i SOGL.

For DK1 dimensioneres reserverne inden for synkronområdet CE og kontrolblokken med Luxembourg og Tyskland. Energinet vil (fortsat) skulle indgå aftale om deling og udveksling af reserver for DK1. DK1 udveksler i dag energi med Norge, Sverige, Tyskland og DK2, hvortil vil komme det såkaldte Cobra kabel til Nederlandene og Viking Link til Storbritannien.

SOGL vedrører ikke direkte en leverandørs adgang til markedet, men vedrører forholdet hos de driftsansvarlige enheder (TSO'er og DSO'er). SOGL har dermed en tæt

sammenhæng med EBGL's bestemmelser om markedspladser ved at fastsætte bestemmelser for, hvordan deling og udveksling af reserver mellem TSO'erne skal ske.

Aftaler om deling og udveksling af reserver har en indvirkning på markedet. Et tættere samarbejde mellem TSO'erne om deling og udveksling vil kunne medføre en bedre udnyttelse af de tilstedeværende ressourcer. Men det er ikke givet, at en reserveleverandør, der kan levere til én TSO, kan levere den samme ydelse til en anden TSO. Her tænkes bl.a. på den situation, at der opstår flaskehalse i ledningsnettet, der umuliggør levering til den respektive TSO. Ved deling stiller den TSO, der er i besiddelse af reservekapaciteten, en del af denne kapacitet til rådighed for andre TSO'er. Ved udveksling af en reserve sker der en overførsel af en reserveforpligtelse fra den TSO, der modtager reserven til den TSO, der tilslutter reserver for den tilsvarende reservekapacitet.

Udveksling og deling af reserver kan ske for alle tre typer af reserver. Både inden for et synkronområde og mellem synkronområder har TSO'erne ret til at indgå aftaler om deling og udveksling af reserver. Det vil sige, at der ikke i de enkelte driftsaftaler eller andet sted kan ske en begrænsning i TSO'ernes ret til at forhandle sig på plads med hensyn til deling og udveksling af reserver med andre TSO'er i samme synkronområde. Selve udnyttelsen af aftalen er begrænset af kapaciteten i ledningsnettet samt den generelle systemsikkerhed¹³⁵.

Ved delingen af kapacitet er det (fortsat) den modtagende TSO, der er ansvarlig for håndtering af hændelser og ubalancer, hvis reservekapaciteten ikke er tilgængelig som følge af driftssikkerhedsmæssige begrænsninger.

Det påhviler den tilsluttende TSO at sikre, at der er den aftalte reservekapacitet til stede. Dette gælder også ved deling og udveksling af reserver. Det er centralt for en aftale om deling af FCR, at bevæggrunden for aftalen ikke er en samlet reduktion af reserven. Da RR er en udskiftningsreserve, kan den samlede kapacitet reduceres ved aftaler om deling af denne reserve. Dog skal reserven stadig være tilstrækkelig til at kunne sikre systemdriften, herunder opfylde målparametrene for reguleringsfejl ved frekvensgenoprettelse.

Indgåelsen af aftaler om deling og udveksling af reserver indgås på baggrund af de roller og ansvarsfordelinger, der er fastlagt i driftsaftalerne for synkronområdet henholdsvis LFC-kontrolblokken.

Når det kommer til deling og udveksling af reserver mellem synkronområder, er der det særlige aspekt, at synkronområder er sammenkoblede med HVDC-linjer¹³⁶. Deling og udveksling af reserver forudsætter derfor, at HVDC-linjen har den fornødne kapacitet samt de fornødne tekniske installationer. Er disse forudsætninger opfyldt, er en HVDC-operatør pligtig at levere kapacitet til deling og udveksling af reserver, jf. SOGL artikel 171, stk. 1.

Deling og udveksling af FCR må ikke have til formål at begrænse den samlede kapacitet af FCR i et synkronområde, jf. SOGL artikel 164.

¹³⁵ Ved udveksling af FCR skal hver berørt TSO bekræfte, at sikkerhedsmargenen, fastsat i henhold til forordning 2015/1222 (CACM) artikel 22, er tilstrækkelig til at håndtere de flow der følger af en aktivering af FCR.

¹³⁶ Jævnstrømsforbindelser (HVDC), som det fx kendes mellem Vestdanmark og Norge og Sverige, mellem Øst- og Vestdanmark og mellem Østdanmark og Tyskland. Jævnstrømsforbindelser har særligt attraktive tekniske egenskaber, idet de frit kan styres. Dette er i modsætning til vekselstrømsforbindelser, hvor flowet er bestemt af de fysiske forhold (Kirchhoffs lov).

UDLIGNING AF MODSATRETTEDE UBALANCER

Bestemmelserne i SOGL om udligning af modsatrettede ubalancer knytter sig tæt til den netop beskrevne proces for deling og udveksling af reserver. Udligning af modsatrettede ubalancer adskiller sig fra udveksling af reserver på den måde, at der ved udligningen er tale om udligning af energi, der allerede er i systemet – og ikke tilføres/af-tages som en reservekapacitet. Herved opnås en bedre udnyttelse af den allerede til-stede-værende energi.

SOGL indeholder bestemmelser om udveksling af strukturelle data om el-nettet samt om fastsættelsen af LFC-kontrolblokstrukturen. LFC-kontrolblokstrukturen har bl.a. til formål at inddele el-nettet i områder, hvor parametre som frekvenskvalitet og aktiv ef-fekt kan overvåges.

I det omfang ubalancer kan udlignes, vil behovet for aktivering af aFRR blive tilsva-rende mindre. Det er derfor af betydning for markederne, i hvilket omfang TSO'erne kan benytte udligningen af modsatrettede ubalancer.

REGIONALE SIKKERHEDSKOORDINATORER

SOGL indeholder bestemmelser om "regionale sikkerhedskoordinatorer" (RSC, Regio-nal security coordinator). En RSC opererer inden for en kapacitetsberegning-region, dvs. fx CCR Nordic. En kapacitetsberegning-region fastsættes efter et samlet forslag fra TSO'erne i overensstemmelse med artikel 15 i forordning 2015/1222 (CACM).

Det er de TSO'er, der opererer inden for hver kapacitetsberegning-region, der udnæv-ner RSC'en. Det er muligt, at en kapacitetsberegning-region dækkes af mere end én RSC. Dette kræver dog en vurdering, der viser, at den foreslåede struktur og fordeling af opgaver mellem RSC'erne er effektiv og i overensstemmelse med bestemmelserne i den koordinerende regionale kapacitetsberegning fastsat i CACM. Under alle omstæn-digheder sikrer alle TSO'er i EU i fællesskab, at der højst er seks RSC'ere.

En regional sikkerhedskoordinator har til formål at foretage en række selvstændige sik-kerhedsvurderinger.

Det er TSO'erne, der forsyner RSC'en med de data og oplysninger, som RSC'en vur-derer/analyserer. RSC fungerer således som et ekstra sæt øjne på driftssikkerheden. RSC'en fører bl.a. tilsyn med driftssikkerheden og kontrol med de afhjælpende tiltag, som TSO'en på forhånd har identificeret og fastlagt. I denne proces hjælper RSC'en med at koordinere de afhjælpende tiltag med og mellem flere TSO'er, når en sådan ko-ordinering er nødvendig for at aktivere de afhjælpende tiltag i realtid. Tilsvarende ved en tilsigtet afbrydelse af anlæg, hvor en sådan afbrydelse kræver koordinering – de så-kaldte koordinerede afbrydelser¹³⁷. Her vil RSC have en koordinerende rolle.

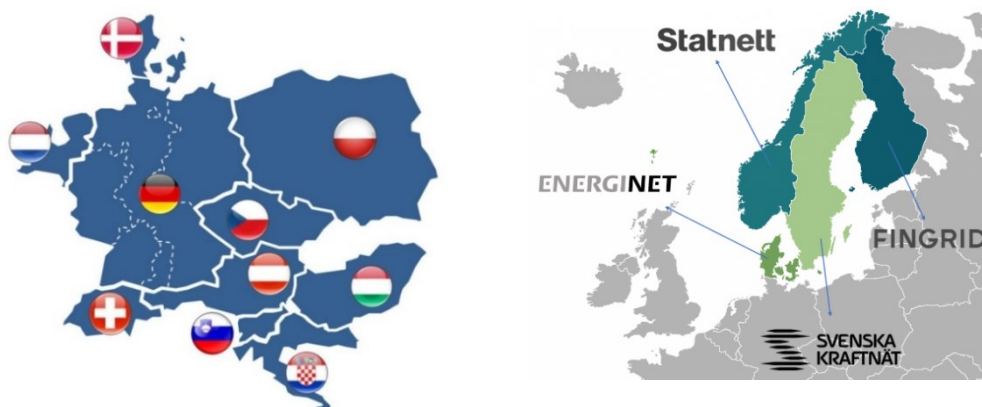
RSC har også en mere administrativ funktion, ved bl.a. at skulle sammenstille data fra de enkelte TSO'er til en samlet, fælles netmodel, der således indeholder data om TSO'ernes observationsområder (transmissions- og distributionsnet). I denne sam-menstillingsproces kontrollerer RSC'en kvaliteten af de leverede data.

En RSC er en juridisk person. For synkronområdet Norden er en RSC en ny aktør. I Norden har TSO'erne i 2016 oprettet en RSC ved navn *Nordic RSC*, der har kontor i København og leverer ydelser til alle TSO'erne i de nordiske lande. Der er tale om et

¹³⁷ Efter SOGL artikel 84 fastsætter TSO'erne en metode til vurdering af, hvilke anlæg der har en sådan indflydelse på flere systemområder, at en afbrydelse af dette anlæg kræver koordinering mellem flere TSO'er med hjælp fra RSC.

samarbejde mellem de nordiske TSO'er, hvis medarbejdere udstationeres i RSC'en. Tilsvarende har Energinet for DK1 indgået samarbejde med den centraleuropæiske RSC *Transmission System Operator Security Cooperation*, TSC, som omfatter 13 TSO'er i 10 lande og har kontor i München.

FIGUR 20 | DE TO RSC'ER, SOM ENERGINET DELTAGER I. TIL VENSTRE: TSC OG TIL HØJRE NORDIC RSC



Kilde: Energinet.

7.4 SAMMENFATNING OG ANBEFALINGER

SAMMENFATNING

Etableringen af det indre marked for energi i EU er under udmøntning, på elområdet bl.a. med fastlæggelse af vilkår og metoder efter netværksreglerne om forward- day-ahead-, intraday- og balancemarkedet samt systemdrift.

I en rapport fra oktober 2018 anslår ACER, at den samfundsøkonomiske gevinst ved en integration af balancemarkederne udgør ca. 1,2 mia. € årligt, hvoraf størstedelen endnu ikke er indhøstet¹³⁸.

Som led i etableringen af et fælles marked for reserveenergi i EU pågår et omfattende og komplekst arbejde i forskellige fora og niveauer med udmøntningen af elektricitetsbalanceringsforordningen (EBGL) og forordningen om systemdrift (SOGL).

SOGL fastlægger behovet for systemydelser, EBGL sætter rammerne for indkøb af reserveenergi via platformene, mens rammerne for indkøb af reservekapacitet er nationale og indkøbes på frivillig basis mellem nabolande.

Der er en tæt sammenhæng mellem EBGL og SOGL. Både EBGL og SOGL udmøntes gennem metoder, der anmodes af TSO'erne til regulatorernes godkendelse. Afhængig af metodernes betydning sker dette nationalt, regionalt eller fælleuropæisk. Arbejdet vil kunne strække sig frem til 2025.

¹³⁸ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/MMR%202017%20-%20SUMMARY.pdf

I takt med at flere og flere metoder således anmeldes i medfør af EB GL og SO GL, der begge som EU-forordninger finder direkte anvendelse i Danmark og har forrang frem for national ret, vil færre og færre metoder alt andet lige skulle anmeldes og godkendes efter elforsyningsloven.

Samtidig pågår der forhandlinger mellem Rådet og Europaparlamentet om de sidste elementer i Kommissionens forslag til en fjerde energiliberaliseringspakke – den såkaldte Vinterpakke.

Efter EBGL skal der etableres fælleseuropæiske platforme for udveksling af balanceeringsenergi. Platformen for udvekslingen af aFRR-energi og mFRR-energi vil få størst økonomisk betydning i en dansk kontekst, hvortil kommer, at platformen vurderes mest relevant i lyset af den proaktive balanceringsstilgang i Norden. Energinet påtænker for nuværende ikke at gøre brug af den såkaldte udskiftningsreserve (RR), idet Danmark ikke er koblet op på de markeder på Kontinentaleuropa, hvor denne reserve anvendes. RR er den langsomste af reserverne, hvilket giver sig udslag i prisen. Samtidig vil reserven kunne blive relevant, da den er anvendelig til at håndtere vindubalancer og modhandel, da man ofte kender behovet i god tid inden driftstimen starter og derfor kan nå at opretholde balancen ved indsættelse af en mere langsom reserve

Efter EBGL skal der desuden fastlægges metoder for reservation af kapacitet på overførselsforbindelser imellem EU-landene. Disse metoder vil blive væsentlige i en dansk optik i lyset af det danske elsystems tætte og tiltagende opkobling til udenlandske systemer via overførselsforbindelser. Når der er tale om metoder anmeldt efter EBGL, vil Forsyningstilsynet skulle vurdere, om de kan godkendes i medfør af reglerne i EBGL.

SOGL indeholder bestemmelser om systemydelse, krav til dimensionering af reserver samt prækvalifikation og tekniske indgangskrav til reserver og om betingelser for deling og udveksling af reserver mellem TSO'er. Udmøntningen af SOGL vil fastsætte rammerne for den udvidelse af markedet for reserver, som sker med udmøntningen af EBGL.

Der er forskellige tilgange, traditioner og praksis til balanceringen af elsystemer, ligesom produktionsmikset er forskelligt i de forskellige elsystemer. Disse forhold vil kunne give anledning til diskussioner i forbindelse med udmøntningen af SOGL og EBGL.

Forsyningstilsynet lægger vægt på, at de velfungerende elementer fra det nordiske samarbejde om markedet for reserver kan tjene som inspiration ved integrationen af de europæiske balancemarkeder.

Forsyningstilsynet vil lægge særligt vægt på en øget og snarlig markedsintegration ved udviklingen og godkendelsen af vilkår og metoder for dels det nationale, dels det nordiske, dels det fælleseuropæiske marked for reserver.

OPFØLGNING

Udmøntningen af elektricitetsbalanceringsforordningen (EBGL) kan potentielt strække sig helt frem til 2025, hvilket betyder, at fordelene ved en øget europæisk markedsintegration først vil kunne indhøstes om forholdsvis lang tid. Samtidig vil udmøntningen kunne blive karakteriseret af forholdsvis omfattende drøftelser af stor kompleksitet med afsæt bl.a. i de forskellige tilgange til, hvordan man bør balancere elsystemet.

- Forsyningstilsynet vil i sin tilgang til godkendelsen af anmeldte vilkår og metoder i medfør af EBGL generelt understøtte en øget markedsintegration snarest muligt. Forsyningstilsynets fokus er således snarere på en hastig harmonisering end en udvikling af optimerede balanceringsprodukter.

BILAG 1: FORKORTELSER OG ORDFORKLARINGER

ACE	Area Control Error. Forskellen mellem planlagt og faktisk udveksling med naboømråder (SOGL)
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators, Agenturet for samarbejde mellem energireguleringsmyndigheder
aFRR	Automated Frequency Restoration Reserves (sekundær reserve)
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management Guideline (EU-forordning 2015/1222)
DSO	Distribution System Operator, netselskab
DCC	Demand Connection Code (EU-forordning 2016/1388)
DK1	Prisområde for Vestdanmark
DK2	Prisområde for Østdanmark
EBGL	Energy Balancing Guideline (EU-forordning 2017/2195)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators - Electricity
FCA	Forward Capacity Allocation Guideline (EU-forordning 2016/1719)
FCR	Primær reserve. Automatisk frekvensstyret reserve
FCR-N	Normaldriftreserve. Automatisk frekvensstyret reserve. Anvendes i det nordiske synkronområde inden for normalområder for frekvensen (49,9-50,1 Hz)
FCR-D	Driftsforstyrrelsesreserve. Automatisk frekvensstyret reserve. Anvendes i det nordiske synkronområde (uden 49,9 Hz)
JAO	Joint Allocation Office (FCA)
LFC	Load Frequency Control
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserves (tertiær reserve, regulerkraft)
NEMO	Nominated Electricity Market Operator (CACM)
PPAT	Persons professionally arranging transactions (REMIT)
RfG	Network code on requirements for grid connection of generators. Netregler om krav til nettilslutning for produktionsanlæg
RR	Replacement reserve. Reserve med aktivering tid op til 1 time. Anvendes ikke i Norden pt..
RSC	Regional security coordinator (SOGL)
REMIT	EU-forordning 1227/2011 om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkederne
SOGL	System Operation Guideline (EU-forordning 2017/1485)
TEUF	Traktaten om Den Europæiske Unions funktionsmåde
TSO	Transmissionssystemoperatør

BILAG 2: LOVGIVNING

Dansk lovgivning

- Elforsyningsloven. (Lovbekendtgørelse nr. 1009 af 27. juni 2018)
- Lov om Energinet (Lovbekendtgørelse nr 997 af 27. juni 2018).
- Lov om Forsyningstilsynet (lov nr. 690 af 8. juni 2018)
- Konkurrenceloven (Lovbekendtgørelse nr. 155 af 1. marts 2018)
- Metodebekendtgørelsen (Bekendtgørelse nr. 1085 af 20. september 2010 om netvirksomheders, regionale transmissionsvirksomheders og Energinets metoder for fastsættelse af tariffer m.v)
- Overvågningsbekendtgørelsen (Bekendtgørelse nr. 1002 af 20. oktober 2011 om Energitilsynets overvågning af det indre marked for el og naturgas m.v.).
- Systemansvarsbekendtgørelsen (Bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2011) med senere ændringer.

EU-lovgivning

- ACER-forordningen (Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) nr. 713/2009 af 13. juli 2009 om oprettelse af etagentur for samarbejde mellem energireguleringsmyndigheder)
- CACM (Kommissionens forordning (EU) 2015/1222 af 24. juli 2015 om fastsættelse af retningslinjer for kapacitetstildeling og håndtering af kapacitetsbegrænsninger)
- DCC (Kommissionens forordning (EU) 2016/1388 af 17. august 2016 om fastsættelse af netregler om nettilslutning af forbrugs- og distributionssystemer)
- EBGL (Kommissionens forordning (EU) 2017/2195 af 23. november 2017 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet)
- Elmarkedsdirektivet (Europa-Parlamentets og Rådets direktiv 2009/72/EF af 13. juli 2009 om fælles regler for det indre marked for elektricitet og om ophævelse af direktiv 2003/54/EF)
- FCA (Kommissionens forordning (EU) 2016/1719 af 26. september 2016 om fastsættelse af retningslinjer for langsigtet kapacitetstildeling)
- Forordningen om betingelser for netadgang (Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) Nr. 714/2009 af 13. juli 2009, om betingelserne for netadgang i forbindelse med grænseoverskridende elektricitetsudveksling og om ophævelse af forordning (EF) nr. 1228/2003)
- Gennemførelsesforordningen (Kommissionens forordning (EU) Nr. 1348/2014 af 17. december 2014 om dataindberetning til gennemførelse af artikel 8, stk. 2, og artikel 8, stk. 6, i REMIT)
- REMIT-forordningen (Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EU) nr. 1227/2011 af 25. oktober 2011 om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkederne)

- SOGL (Kommissionens forordning (EU) 2017/1485 af 2. august 2017 om fastsættelse af retningslinjer for drift af elektricitetstransmissionssystemer)
- TEUF (Traktaten om den Europæiske Unions Funktionsmåde)
- Transparensforordningen (Kommissionens forordning (EU) Nr. 543/2013 af 14. juni 2013 om indsendelse og offentliggørelse af data på elektricitetsmarkederne og om ændring af bilag I til Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) nr. 714/2009)

BILAG 3: REMIT-, GENNEMFØRELSES- OG TRANSPARENSFORORDNINGEN

Der er en række europæiske regelsæt, der danner ramme for Energinets indkøb af reserver, og som følger er relevante for de aktører, der er aktive på reservemarkederne. Det drejer sig særligt om REMIT, transparensforordningen og konkurrencereglerne, ligesom statsstøtteaspekter også kan få betydning for indkøbene. I det følgende gives en indføring i disse rammer med fokus på Energinets og markedsaktørernes forpligtelser samt regulators rolle.

REMIT

Europa-Parlamentets og Rådets forordning om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkederne (REMIT) sikrer en lovgivningsmæssig ramme skræddersyet til energisektoren, der indeholder:

- Definitioner på markedsmisbrug (markedsmanipulation, forsøg på markedsmanipulation og intern viden), jf. artikel 2, nr. 1-3
- Eksplicite forbud mod markedsmisbrug og insiderhandel, jf. artikel 3 og 5
- Et krav om effektiv og rettidig offentliggørelse af intern viden fra markedsaktører, jf. artikel 4
- En forpligtelse for enhver person, der som led i sit erhverv gennemfører transaktioner med engrosenergiprodukter, til at rapportere transaktioner under mistanke for at være i strid med REMIT, jf. artikel 15

Forordningen skal bidrage til at sikre, at forbrugerne og andre markedsdeltagere har tillid til elektricitets- og gasmarkedernes integritet; at de priser, der fastsættes på engrosenergimarkederne, afspejler et rimeligt og konkurrencepræget samspil mellem udbud og efterspørgsel; og at der ikke kan opnås fortjenester på grundlag af markedsmisbrug.

REMIT skal forebygge og forhindre markedsmisbrug på engrosenergimarkederne og indeholder derfor et forbud mod insiderhandel og et forbud mod markedsmanipulation. Sammen med forpligtelsen til at offentliggøre intern viden i artikel 4 udgør disse forbud forordningens kerne¹³⁹.

Markedsmisbrug kan have store konsekvenser for gennemførelsen af et velfungerende, sammenhængende og integreret indre energimarked, hvilket afspejles i sanktionerne for udøvelsen heraf. Overtrædelse af forbuddene mod markedsmanipulation og insiderhandel straffes således med bøde eller fængsel indtil 1 år og 6 måneder. Under særligt skærpene omstændigheder kan overtrædelse straffes med fængsel indtil 6 år. Juridiske personer kan pålægges strafansvar efter reglerne i straffelovens kapitel 5.

REMIT finder anvendelse på al handel med engrosenergiprodukter – og på alle engrosenergimarkeder¹⁴⁰. Der påhviler både markedsdeltagere, myndigheder og andre

¹³⁹ EU forordning nr. 1227/2011 af 25. oktober 2011. REMIT er gennemført i danske ret ved lov nr. 642 af 12. juni 2013 om ændring af lov om elforsyning, lov om naturgasforsyning, straffeloven og retsplejeloven (Gennemførelse af bestemmelser i forordning om integritet og gennemsigtighed på engrosenergimarkederne (REMIT-forordningen) om beføjelser, sanktioner og offentliggørelse m.v.) for så vidt som forordningens bestemmelser ikke finder direkte anvendelse her i landet.

¹⁴⁰ REMIT artikel 2, stk. 4 og stk. 6. Ved *engrosenergiprodukter* forstås følgende kontrakter og derivater, uanset hvor og hvordan de handles, jf. REMIT artikel 2, stk.:

- a) kontrakter om levering af elektricitet eller naturgas, når levering sker i Unionen
- b) derivater vedrørende elektricitet eller naturgas produceret, handlet eller leveret i Unionen
- c) kontrakter vedrørende transport af elektricitet eller naturgas i Unionen

personer, der agerer på engrosmarkederne for elektricitet og naturgas, en række forpligtelser i medfør af forordningen.

Markedsdeltagere på engrosmarkederne for både elektricitet og naturgas har en række forpligtelser i henhold til REMIT:

- Forpligtelsen til at registrere sig hos Forsyningstilsynet,
- Forpligtelsen til at indrapportere data og
- Forpligtelsen til at offentliggøre intern viden.

Forståelsen af begrebet "markedsdeltager" er afgørende for, om en person er underlagt ovenstående forpligtelser. I henhold til REMIT, er en markedsdeltager "enhver person, herunder transmissionssystemoperatører, som indgår i transaktioner, herunder afgivelse af handelsordrer, på et eller flere engrosenergimarkeder". Det vil sige, at bl.a. energiselskaber, producenter, balanceansvarlige enheder og transmissionssystemoperatører anses for at være markedsdeltagere i det omfang, de indgår i transaktioner på et eller flere engrosenergimarkeder.

Alle danske markedsdeltagere, der indgår transaktioner på engrosmarkederne for elektricitet og naturgas, skal således lade sig registrere hos Forsyningstilsynet, der er forpligtet til at oprette et nationalt register over markedsdeltagere. Forsyningstilsynet videregiver oplysningerne i det nationale register til ACER, der på grundlag af alle nationale registre har etableret et europæisk register over markedsdeltagere. Forsyningstilsynet har adgang til dette register, som ACER kan beslutte at gøre helt eller delvist offentligt tilgængeligt.

Registreringen skal være afsluttet inden indgåelsen i en transaktion, der skal rapporteres til ACER. Det er markedsdeltagernes ansvar at holde oplysningerne i registeret opdaterede.

Det er alene markedsdeltagere, *der indgår transaktioner*, der skal indberettes til ACER i overensstemmelse med REMIT artikel 8, stk. 1, der skal lade sig registrere. Markedsdeltagerne forsyner efter denne bestemmelse ACER med en oversigt over transaktioner på engrosenergimarkederne, herunder handelsordrer. Det er muligt at lade en tredjepart, der handler på vegne af markedsdeltageren, et handelsindberetningssystem eller et organiseret marked indberette oplysningerne på vegne af markedsdeltageren.

Forpligtelsen til at offentliggøre intern viden indebærer, at markedsdeltagerne – på effektiv og rettidig vis – skal offentliggøre viden om virksomheder eller faciliteter, som den pågældende markedsdeltager enten helt eller delvist ejer eller kontrollerer, eller hvis driftsforhold den pågældende markedsdeltager eller det pågældende selskab enten helt eller delvist er ansvarlig for. De oplysninger, der skal offentliggøres, omfatter bl.a. oplysninger om kapaciteten og anvendelsen af faciliteter til produktion, oplagring, forbrug eller transmission af elektricitet, herunder planlagte eller uforudsete driftsstop.

-
- d) derivater vedrørende transport af elektricitet eller naturgas i Unionen.

Et *engrosenergimarked* defineres i REMIT artikel 2, stk. 6, som "*ethvert marked inden for Unionen, hvor der handles med engrosenergiprodukter*". I overensstemmelse med præambelbetragtning 5 omfatter engrosenergimarkeder både råvaremarkeder og derivatmarkeder, som er af afgørende betydning for energimarkederne og de finansielle markeder, og prisdannelsen i de to sektorer er indbyrdes forbundet. De omfatter bl.a. regulerede markeder, multilaterale handelsfaciliteter og over the counter-transaktioner og bilaterale kontrakter, direkte eller gennem mæglere.

I overensstemmelse med REMIT forstås ved intern viden specifik viden, som ikke er blevet offentliggjort, som direkte eller indirekte vedrører et eller flere engrosenergiprodukter, og som, hvis den blev offentliggjort, sandsynligvis mærkbart ville påvirke prisen på disse engrosenergiprodukter.

Oplysninger, der skal offentliggøres, omfatter på den ene side oplysninger, der skal offentliggøres efter den såkaldte gennemførelsesforordning¹⁴¹. På den anden side omfatter begrebet *intern viden* også oplysninger, som en markedsdeltager sandsynligvis vil bruge som led i sin beslutning om at indgå i en transaktion, herunder udstede en handelsordre, i det omfang disse oplysninger sandsynligvis mærkbart ville påvirke prisen herpå, hvis de blev offentliggjort.

PERSONER, DER GENNEMFØRER TRANSAKTIONER MED ENGROSENERGI-PRODUKTER¹⁴²

Af REMIT artikel 15 fremgår: *”Enhver person, der som led i sit erhverv gennemfører transaktioner med engrosenergiprodukter, underretter straks den nationale regulerende myndighed, hvis vedkommende har en begrundet mistanke om, at en transaktion er i strid med artikel 3 eller 5.*

Personer, der som led i deres erhverv gennemfører transaktioner med engrosenergi- produkter, etablerer og opretholder effektive ordninger og procedurer til at identificere overtrædelser af artikel 3 eller 5.”

Et stort antal handler på engrosenergimarkedene formidles af personer, der som led i deres erhverv gennemfører transaktioner med engrosenergiprodukter (Persons professionally arranging transactions, PPATs). Gennem rollen som formidler besidder PPATs en eksklusiv viden om det eller de markeder, de opererer på – og om deres kunder. Derfor vurderes PPATs at være bedst placeret til at overvåge handelsaktiviteterne på deres markeder, herunder til at identificere potentielle overtrædelser af REMIT.

Derfor pålægger REMIT PPATs et ansvar for at overvåge handelsaktiviteter på deres markeder og på denne vis bidrage til at øge integriteten, gennemsigtigheden og funktionen af engrosenergimarkedene i EU.

En enhed, der omfattes af definitionen på en PPAT, er alene forpligtet til at overvåge handelsaktiviteter på det eller de markeder, hvor enheden betragtes som en PPAT.

Organiserede markedspladser og handelssystemer falder inden for definitionen af en PPAT. Endvidere er andre enheder, der er involveret i lignende aktiviteter, at betragte som PPAT'er¹⁴³.

¹⁴¹ Kommissionens forordning (EU) Nr. 1348/2014 af 17. december 2014 om dataindsberetning til gennemførelse af artikel 8, stk. 2, og artikel 8, stk. 6, i REMIT

¹⁴² Gennemgangen bygger på afsnit 9 i ACER's Guidance on the application of REMIT, 4th edition: www.acer.europa.eu/Official_documents/Other%20documents/4th%20Edition%20ACER%20Guidance%20REMIT.pdf

¹⁴³ Jf. REMIT artikel 8, stk. 4, litra d

En organiseret markedsplads – et organiseret marked – defineres i gennemførelsesforordningen som:

- et multilateralt system, der samler eller faciliterer samlingen af flere tredjeparters købs- og salgsinteresser i engrosenergiprodukter på en måde, der fører til indgåelse af en kontrakt
- ethvert andet system eller enhver anden facilitet, hvor flere købs- og salgsinteresser i engrosenergiprodukter tilhørende tredjeparter kan interagere på en måde, der fører til indgåelse af en kontrakt.

Dette omfatter elektricitets- og gasbørser, mæglere og andre personer, der erhvervs-mæssigt arrangerer transaktioner.

Da PPATs ikke herudover er defineret i lovgivningen, er det nødvendigt yderligere at præcisere de tre elementer, hvis tilstedeværelse forlanges, før en enhed underlægges forpligtelserne i artikel 15. Med udgangspunkt i den konkrete enhed må denne vurdering foretages fra sag til sag. En enhed skal betragtes som en PPAT, hvis der er tale om en fysisk eller juridisk person, der som del i sit erhverv, dvs. som led i enhedens normale og regelmæssige erhvervs-mæssige aktiviteter, gennemfører transaktioner med engrosenergiprodukter, dvs.:

- som gør det muligt for tredjepart på en måde, der medfører, at der indgås en transaktion, eller
- som tilvejebringer en facilitet, der faciliterer tredjeparters indgåelse i transaktioner med engrosenergiprodukter, dvs. som tillader placering af ordrer, matcher ordrer og/eller gennemfører transaktioner.

En PPAT karakteriseres således særligt ved at indtage en formidlende eller mellemværende rolle, dvs. ved at gennemføre transaktioner med engrosenergiprodukter.

Der er ikke noget til hinder for, at enheden alene er involveret i dele af gennemførelsen af transaktionerne, før den kan kaldes en PPAT. Nogle transaktioner involverer deltagelse fra flere PPATs, mens andre ikke involverer en eneste PPAT.

Det er vigtigt at skelne mellem *markedsdeltagere* og *PPATs*, idet der påhviler disse aktører forskellige forpligtelser. En markedsdeltager indgår i transaktioner med engrosenergiprodukter, hvor en PPAT gør det muligt at indgå transaktioner med engrosenergiprodukter. Ikke desto mindre kan samme enhed sagtens optræde som en PPAT i én transaktion og som en markedsdeltager i en anden. Der kan også ses situationer, hvor en enhed både optræder som markedsdeltager og PPAT i samme transaktion.

Desuagtet, at vurderingen af, hvorvidt en enhed skal klassificeres som PPAT, altid skal foretages fra sag til sag, har ACER vurderet en række enheder i forhold til, om disse opfylder de tre betingelser for klassificeringen. Det drejer sig heriblandt om TSO'er, der, i det omfang de organiserer handel med energi, balancering af energi eller kapacitetshandel, må betragtes som PPAT'er på de markeder, hvorpå de opererer.

Hvis en enhed udgør en PPAT, er denne forpligtet til at etablere og opretholde effektive ordninger og procedurer til at identificere overtrædelser af artikel 3 eller 5. Det vil sige, at PPATs er forpligtede til at overvåge handelsaktiviteterne på det eller de markeder, hvorpå enheden udgør en PPAT.

Taget i betragtning, at PPATs varierer i såvel størrelse som organisatoriske aspekter – og desuden opererer på forskellige markeder – er der intet *one size fits all*-arrangement, der skal imødekommes. Som et resultat heraf må implementeringen af forpligtelserne i artikel 15 nødvendigvis tage hensyn til de forhold og omstændigheder, der gør sig gældende for hver enkelt PPAT.

Det er op til den enkelte PPAT at etablere og implementere de procedurer mv., den vurderer nødvendige for at kunne imødekomme sine forpligtelser i REMIT. ACER har dog offentliggjort en række vejledende anvisninger, som anses for *best practice* i forbindelse med opfyldelsen af PPAT-forpligtelserne¹⁴⁴. I forlængelse heraf bemærkes, at etablering af passende procedurer til at opdage mulige overtrædelser af artikel 3 eller 5 er afgørende for at sikre, at PPAT'er opfylder deres forpligtelser i henhold til artikel 15. Disse procedurer bør dokumenteres, herunder også eventuelle ændringer og opdatering af disse.

Foruden at etablere og opretholde effektive procedurer til at identificere overtrædelser af forbuddene mod hhv. insiderhandel og markedsmanipulation skal PPATs straks underrette den nationale regulator, hvis vedkommende har en begrundet mistanke om, at en transaktion er i strid med artikel 3 eller 5¹⁴⁵.

Det er den eller de myndigheder i den eller de medlemsstater, hvor levering af engrosenergi produktet er sket, der bør rapporteres til – foruden den tilsynsmyndighed i den medlemsstat, hvor markedsaktøren er registreret.

En PPAT skal have en begrundet mistanke om, at en transaktion er i strid med REMIT, før der er pligt til at anmelde denne til den relevante myndighed. Det er derfor nødvendigt, at PPAT'er foretager regelmæssig markedsovervågning. Opdages en uregelmæssig hændelse, forventes det, at der foretages den nødvendige analyse for at kunne vurdere episoden, herunder indsamler beviser og eventuelt indhenter yderligere oplysninger eller en forklaring fra den markedsaktør, der muligvis har brudt REMIT. Analysen skal gøre det muligt for PPAT'erne at vurdere, om der er en rimelig begrundelse for en mistanke om, at der er sket et brud på REMIT, og at levere en notifikation af god kvalitet til den relevante myndighed.

TRANSPARENSFORORDNINGEN

Transparensforordningen¹⁴⁶ fastsætter mindstekrav til det fælles datasæt vedrørende produktion, transport og forbrug af elektricitet, der skal stilles til rådighed for markedsdeltagerne. Forordningen stiller ligeledes krav om central indsamling og offentliggørelse af disse data.

Det følger af transparensforordningen, at tilgængelighed af data er afgørende for markedsdeltagernes mulighed for at træffe effektive beslutninger vedrørende produktion, forbrug og handel, ligesom (rettidig) tilgængelighed af fuldstændige sæt af fundamentale data om udbud og efterspørgsel øger energiforsyningssikkerheden.

Som TSO er Energinet således forpligtet til at indsamle en række "utilgængelighedsdata" og indsende disse til transparensplatformen. Utilgængelighedsdata, dvs. oplysninger om planlagt manglende tilgængelighed og ændringer i faktisk tilgængelighed, skal indsamles for forbrugs- og produktionsenheder samt for transmissionsnettet, hvis

¹⁴⁴ Se i det hele sektion 9 i ACER's Guidance on the application of REMIT, 4th edition: acer.europa.eu/Official_documents/Other%20documents/4th%20Edition%20ACER%20Guidance%20REMIT.pdf

¹⁴⁵ I overensstemmelse med ACERs vejledning om anvendelsen af REMIT indebærer denne forpligtelse, at en PPAT "hurtigst muligt" skal underrette myndigheden, når der er begrundet mistanke om, der er foregået en aktivitet i strid med artikel 3 eller 5 i REMIT. Dette bør under normale omstændigheder ske inden for fire uger fra konstateringen af hændelsen

¹⁴⁶ Kommissionens forordning (EU) Nr. 543/2013 af 14. juni 2013 om indsendelse og offentliggørelse af data på elektricitetsmarkederne og om ændring af bilag I til Europa-Parlamentets og Rådets forordning (EF) nr. 714/2009

ændringen 100 MW eller mere. Markedsdeltagerne indsender oplysninger herom som såkaldte *Urgent Market Messages* (UMM'er). Nord Pool tilbyder således, at deres markedsdeltagere kan få deres interne viden offentliggjort (og sendt til ACER) via Nord Pools UMM-system. På denne måde kan aktørerne overholde deres forpligtelser under hhv. REMIT og transparensforordningen – forudsat, at de er opmærksomme på, at REMIT potentielt kræver flere oplysninger offentliggjort, end transparensforordningen stiller krav om, jf. nedenstående.

TRANSPARENSFORORDNINGEN OG REMIT

I overensstemmelse med REMIT udgør pligtmæssig offentliggørelse af intern viden i henhold til bestemmelserne i forordningen om betingelser for netadgang (eller retningslinjer og netregler vedtaget i henhold til denne forordning) samtidig, fuldstændig og effektiv offentliggørelse. Data refereret til i denne bestemmelse inkluderer oplysninger, til hvilke der henvises i transparensforordningen.

Selvom REMIT fastsætter, at offentliggørelse af intern viden overensstemmelse med den ovennævnte forordning udgør samtidig, fuldstændig og effektiv offentliggørelse, er der ikke nødvendigvis tale om, at oplysningerne er offentliggjort *rettidigt*, hvilket er et krav efter REMIT.

Transparensforordningen stiller krav om, at oplysninger om manglende tilgængelighed offentliggøres så hurtigt som muligt og *senest en time* efter, a) at beslutningen om den planlagte utilgængelighed er truffet, eller b) en time efter ændringen af den faktiske tilgængelighed.

REMIT indeholder alene et krav om, at markedsdeltagerne skal offentliggøre intern viden på effektiv og *rettidig* vis. Det betyder, at en time potentielt kan vurderes ikke at udgøre rettidig offentliggørelse.

Offentliggørelse af oplysninger i overensstemmelse med REMIT artikel 4 inkluderer utilgængelighedsdata. Det er imidlertid væsentligt at bemærke, at REMIT *ikke* stiller krav om en effekt på 100 MW eller mere, før der skal ske offentliggørelse. REMIT artikel 4 inkluderer således – potentielt – yderligere oplysninger end de oplysninger, der kræves indhentet under transparensforordningen. I praksis kan det få den betydning, at aktørerne i nogle situationer kan være forpligtede til at offentliggøre oplysninger under REMIT, selvom samme oplysninger ikke kræves offentliggjort efter transparensforordningen. ACER har dog hidtil haft den opfattelse, at hvis oplysningerne ikke kræves offentliggjort efter transparensforordningen, så bør oplysningerne normalt offentliggøres snarest muligt og senest inden for en time, hvis ikke andet fremgår af gældende regler og forskrifter. På nuværende tidspunkt ser ACER således ikke grund til at anvende en tidsramme, der fraviger fra den, der opstilles i transparensforordningen. Under alle omstændigheder skal oplysningerne offentliggøres inden en handel med det eller de engrosenergi produkter, som oplysningerne vedrører.

BILAG 4: GENEREL BESKRIVELSE AF ELMARKEDET

GENERELT OM ELHANDEL

El har to særlige egenskaber, som adskiller sig fra de fleste andre varer. For det første kan el, selv om det er teknisk muligt, ikke i dag lagres på økonomisk rentabel vis. Derfor skal el forbruges, så snart den er produceret. For det andet har el ingen kvalitativ differentiering. I nettet kan man derfor ikke skelne mellem el produceret af forskellige kilder, eksempelvis el fra kulkraftværker og fra vindmøller. Når el fødes ind i transmissionsnettet, sammenblandes produktion fra alle kilder.

Disse egenskaber har flere konsekvenser for indretningen af elmarkedet. En er, at alle udbydere og aftagere gennem el-nettet er koblet til én, fælles pulje af el. En anden er, at når el-leverandøren køber en bestemt mængde el, forpligter leverandøren sig til at forbruge den mængde i leveringsøjeblikket. På samme måde sælger producenter ikke alene en bestemt mængde el, de forpligter sig også til at føde den ind i nettet på et bestemt tidspunkt (balanceansvar).

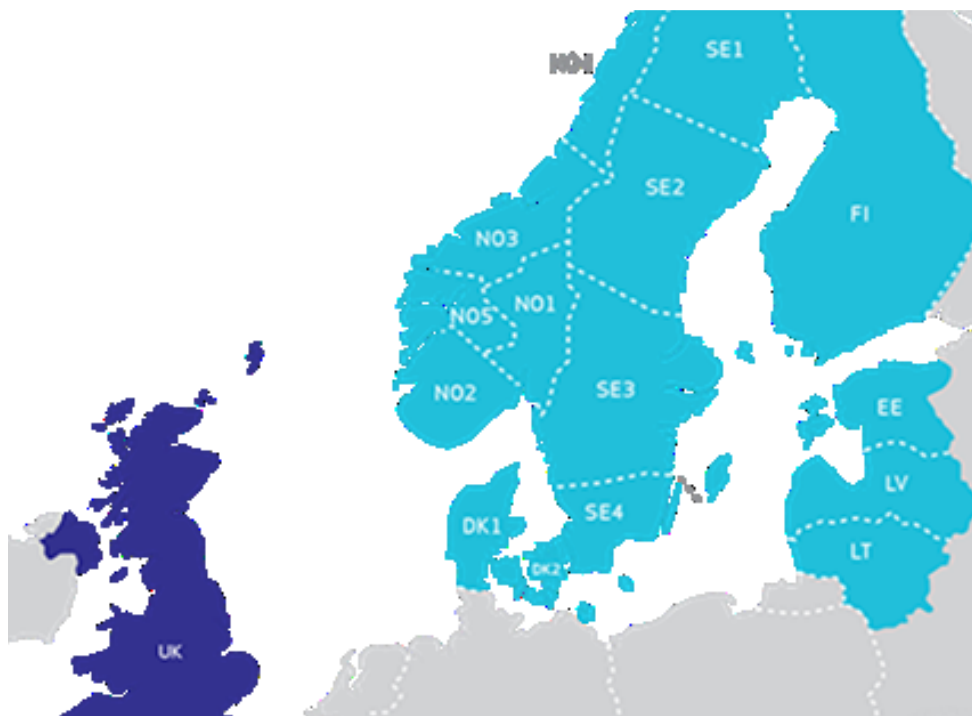
Det danske el-system består af to sammenkoblede såkaldte synkronområder, DK1 og DK2, adskilt af Storebælt. De to synkronområder er teknisk sammenpasset med henholdsvis Norden og Kontinentaleuropa.

Det nationale transmissionsnet i DK1 og DK2 er sammenkoblet gennem den såkaldt elektriske storebæltsforbindelse. Tilsvarende er det danske el-net fysisk integreret med nabolandene gennem forbindelser til udlandet. Forbindelserne, der går til Norge, Sverige og Tyskland, drives og ejes i fællesskab af den danske systemoperatør, Energinet, og de pågældende nabolandes systemoperatører.

Håndteringen af transmissionskapaciteten understøtter handlen på engrosmarkedet. På det nordiske og nordvesteuropæiske el-marked allokeres transmissionskapaciteten i hovedreglen implicit, det vil sige sammen med handlen med elektriciteten, så kapaciteten udnyttes bedst muligt.

Selvom det nordvesteuropæiske område udgør ét samlet elmarked med én fælles prisberegning, er elpriserne ofte forskellige i eksempelvis Norge og Danmark eller i DK2 og i Tyskland. Normalt udjævnes prisdifferencer i elmarkedet ved, at elektriciteten handles fra lavpris- til højprisområder. Men når der kun er begrænset kapacitet (en flaskehals) på forbindelsen mellem to områder – eksempelvis forbindelsen mellem Norge og DK1 – overføres der ikke nok el til, at markedet kan udligne priserne. For at håndtere disse flaskehalse er Norden opdelt i en række budområder på både day-ahead- og intraday-markedet, hvorom nærmere nedenfor.

ELMARKEDET OPDELT I BUDOMRÅDER



Kilde: Nordpool.

I hvert budområde matches udbud og efterspørgsel under hensyntagen til import og eksport til naboer. Dermed dannes forskellige priser i de forskellige områder. Flashes fører altså til geografisk betingede udbuds- og efterspørgselsvariationer, der på markedet omsættes i differentierede priser.

I Norden er der en fælles elbørs, Nord Pool, hvor handel på day-ahead markedet (Elspot) og intraday-markedet (Elbas) foregår.

ENGROSMARKEDETS FASER

Aktiviteten i engrosmarkedet kan opdeles i en række faser.

FREM TIL DAGEN FØR DRIFTSDØGNET

Fra måneder og år før driftsdøgnet og frem til dagen før driftsdøgnet er der aktivitet i forwardmarkedet. På NASDAQ OMX kan markedsaktørerne købe finansielle produkter, der prissikrer den fremtidige day-ahead-pris på el. Desuden handles fysisk transmissionskapacitet gennem års- og månedsauktioner.

DAGEN FØR DRIFTSDØGNET

På dagen før driftsdøgnet foregår handlen på Nordpools day-ahead marked (som også er et forwardmarked, men kun 1 dag frem). Senest kl. 12.00 indmelder el-leverandører og producenter købs- og salgsbud på mængde og pris til Nord Pool, og markedet lukker derefter for yderligere handel.

Nord Pool matcher alle købs- og salgsbud under hensyn til de begrænsninger, der er i el-nettet. I udgangspunktet gennemføres alle handler til samme markedspris, som svarer til det sidst aktiverede bud i markedet – marginalprisen for el på det samlede, nordvesteuropæiske marked. På grund af flaskehalse (begrænsninger af transmissionskapacitet) i det nordiske system opererer day-ahead-markedet med en række prisområder, mellem hvilke priserne kan variere.

FREM TIL DRIFTSØJEBLIKKET

I denne fase kan aktørerne handle sig i balance på Nord Pools intraday-marked. Intraday-markedet er åbent fra kl. 14.00 og frem til en time før driftstimen. Herefter ligger ansvaret for at balancere systemet alene hos Energinet, som gennem en række systemydelse kan tilpasse produktionen. Balancen opretholdes blandt andet ved, at Energinet køber el (opregulering) eller sælger el (nedregulering) på regulerkraftmarkedet. Samtidig stabiliseres frekvensen i nettet af de automatiske reserver i selve driftsøjeblikket.

DAGEN EFTER DRIFTSDØGNET

Efter driftsdøgnets afslutning indsamles målinger af reelt forbrug og produktion og sammenholdes med aktørplanerne. Herefter afregnes ubalancerne mellem planlagt produktion/forbrug og de reelle mængder i det, der kaldes balancemarkedet.

MARKEDSREGLER RESERVER I VESTDANMARK, 2017

Markedsregel	FCR (primær reserve)	aFRR/LFC (sekundær reserve)	mFRR (tertiær reserve)
Deltagende aktører	Forbrugs- og produktionsaktører	Forbrugs- og produktionsaktører	Forbrugs- og produktionsaktører
Indkøbs behov	+/- 20 MW, I 2017	Efter behov (anbefales +/- 90 MW)	+282 MW for indkøb (behov er 682 MW)
Rådighedsbetaling	pay-as-clear (marginalprissætning)	pay-as-bid	pay-as-clear (marginalprissætning)
Energibetaling	Afregnes til regulérkraftprisen	Opregulering: max[Spot+100kr/MWh; RK-pris] Nedregulering: min[Spot-100kr/MWh; RK-pris]	Afregnes til regulérkraftprisen
Budgivning			
Minimum budsstørrelse	0,3 MW	1 MW	5 MW
Maksimum budsstørrelse	-	50 MW	50 MW
Forbrugsenheder	Kan aggregeres	Kan aggregeres	Kan aggregeres
Produktionsenheder	Kan aggregeres	Kan aggregeres	Kan aggregeres
Forbrug- og produktionsenheder	Kan ikke aggregeres sammen	Kan aggregeres sammen.	Kan ikke aggregeres sammen
Op- og nedregulering	Ja	Ja	Ja (kun opregulering købes)
Asymmetrisk/symmetrisk indkøb	Asymmetrisk	Symmetrisk	Asymmetrisk
Auktion frekvens	Én gang dagligt (Blokud af 4 timer)	Når leverancen fra SK4 svigter	Én gang dagligt for hver time
Deadline for bud	Senest kl. 15 dagen før driftsdøgnet	Afhængig af om SK4 svigter eller er planlagt ude	Kl. 9:30 dagen før driftsdøgnet
Teknisk specifikation			
Levering	Indenfor 15-30 sekunder (50%, 15s – 100%, 30 s)	Inden for 15 minutter	Fuldt leveret efter 15 min
Opretholdelse af effekt	I minimum 15 minutter	Skal kunne opretholdes kontinuerlig	I hele bestillingsperioden
Retablering	Indenfor 15 minutter	Inden for 30 minutter	-
Energinets valg af bud			
Udvælgelse af bud	Vælger billigste pris pr. MW	Vælger billigste pris pr. MW	Vælger billigste pris pr. MW
Opdeling af bud	Bud accepteres i deres helhed eller slet ikke	Bud accepteres i deres helhed eller slet ikke	Bud accepteres i deres helhed eller slet ikke
Springe i merit-order-listen	Ved overopfyldelse af behovet med accept af bud på over 5 MW, er det tilladt at springe budet over.	Energinet udvælger buddene således, at det samlede behov dækkes med mindst mulige omkostninger.	Ved overopfyldelse af behovet med accept af bud på over 25 MW, er det tilladt at springe budet over.

Kilde: Energinet: "Systemydelser til levering i Danmark – Udbudsbetingelser".

MARKEDSREGLER RESERVER I ØSTDANMARK, 2017

Markedsregel	FCR-N (primær reserve)	FCR-D (primær reserve)	mFRR (tertiær reserve)
Deltagende aktører	Forbrugs- og produktionsaktører	Forbrugs- og produktionsaktører	Forbrugs- og produktionsaktører
Indkøbs behov	Energinet's andel i samarbejdet er 23 MW	Energinet's andel i samarbejdet er 150-180 MW	(Behov er 623 MW – kontrakter sikrer "kun" at der afgives bud på den kontraktlige bindende mængde)
Rådighedsbetaling	Efter leverandørens bud (pay-as-bid)	Efter leverandørens bud (pay-as-bid)	Marginal prisfastsættelse (pay-as-clear)
Energibetaling	Afregnes til regulérkraftprisen (ligesom ubalancer)	Afregnes til regulérkraftprisen	Afregnes til regulérkraftprisen
Budgivning			
Minimum budsstørrelse	0,3 MW	0,3 MW	5 MW
Maksimum budstørrelse	-	-	50 MW
Forbrugsenheder	Forbrugsenheder kan sammensættes	-	Forbrugsenheder kan sammensættes
Produktionsenheder	Produktionsenheder kan sammensættes	Produktionsenheder kan sammensættes	Produktionsenheder kan sammensættes
Forbrug- og produktionsenheder	Kan sammensættes blandet	Kan sammensættes blandet	Kan ikke sammensættes blandet
Op- og nedregulering	Ja	Kun opregulering	Ja (kun opregulering købes)
Asymmetrisk/symmetrisk indkøb	Symmetrisk indkøb	Opreguleringsreserve	Asymmetrisk indkøb
Auktion frekvens	To auktioner med én daglig auktion: Første auktion må blokud max være 6 timer Anden auktion må blokud max være 3 timer	To auktioner med én daglig auktion: Første auktion må blokud max være 6 timer Anden auktion må blokud max være 3 timer	Én gang dagligt for hver time
Deadline for bud	Første auktion senest kl. 15 to dage før driftsdøgnet Anden auktion senest kl. 18 dagen før driftsdøgnet	Første auktion senest kl. 15 to dage før driftsdøgnet Anden auktion senest kl. 18 dagen før driftsdøgnet	Kl. 9:30 dagen før driftsdøgnet
Teknisk specifikation			
Levering	Indenfor 150 sekunder	Levere 50 pct. af responsen indenfor 5 sekunder, levere resten indenfor yderligere 25 sekunder	Fuldt leveret 15 minutter efter aktivering
Opretholdelse af effekt	Kontinuerlig	-	I hele bestillingsperioden
Retablering	-	-	-
Energinet's valg af bud			
Udvælgelse af bud	Vælger som udgangspunkt billigste pris pr. MW	Vælger som udgangspunkt billigste pris pr. MW	Vælger billigste pris pr. MW (merit-order)
Opdeling af bud	Bud accepteres i deres helhed eller slet ikke	Bud accepteres i deres helhed eller slet ikke	Bud accepteres i deres helhed eller slet ikke
Springe i merit-order-listen	Ved overopfyldelse af behov er det tilladt at springe bud over.	Ved overopfyldelse af behovet er det tilladt at springe bud over.	Ved overopfyldelse af behovet med accept af bud på over 25 MW, er det tilladt at springe bud over.

Kilde: Energinet: "Systemydelse til levering i Danmark – Udbudsbetingselser".