

Tonne Kjærsvvej 65
7000 Fredericia
Tel. +45 70 10 22 44
Fax +45 76 24 51 80

info@energinet.dk
www.energinet.dk
cvr-nr. 28 98 06 71

**Konceptpapir for indkøb af strategiske reserver i Øst-
danmark**

4. september 2014
KTH/U LM/JKL

Indhold

| | | |
|-----------|---|----|
| 1..... | Indledning | 4 |
| 1.1 | Hovedelementer i modellen..... | 4 |
| 1.2 | Behov for strategiske reserver for at opretholde forsyningsikkerheden..... | 5 |
| 1.3 | Hjemmel til indkøb af strategiske reserver | 6 |
| 2..... | Indkøb af strategiske reserver (Udbud) | 7 |
| 2.1 | Model for indkøb af strategisk reserve | 7 |
| 2.2 | Sikring af additionalitet i indkøbet..... | 9 |
| 2.3 | Konfigurationer af anlæg | 11 |
| 2.4 | Udformning af bud | 12 |
| 2.5 | Anlæg på Grundbeløb..... | 12 |
| 2.6 | Ophør af leverance | 13 |
| 3..... | Aktivering af strategiske reserver (drift) | 13 |
| 3.1 | Model for aktivering af strategisk reserve | 13 |
| 3.2 | Bod ved manglende levering | 18 |
| 3.3 | Tilladte ubalancer og udetid | 20 |
| 3.4 | Prøvekørsler af produktionsanlæg og stikprøver | 21 |
| 3.5 | Brug af strategisk reserve i andre energi-og kapacitetsmarkeder | 22 |
| 4..... | Appendiks | 23 |
| 4.1 | Uddybning af tekniske definitioner | 23 |

Definitioner:

- Maksimalt mulige effekt fra en forsyningskæde: Den mængde el som maksimalt kan produceres i en periode på en time fra en bestemt forsyningskæde.
- Forsyningskæde: Den kæde som udgør indfyring af brændsel-turbine-generator (se appendiks for uddybning)
- Hændelse: Den situation hvor der sker initial afkortning af forbrug i forbindelse med beregning af priser og mængder i en given time i day ahead markedet

1. Indledning

Energinet.dk påtænker at indkøbe strategiske reserver på ca. 300 MW i Østdanmark via et offentligt udbud for perioden 1. januar 2016 til 31. december 2020. Hensigten er at udbuddet kan starte i slutningen af 2014, så der er mest mulig tid for vinderne af udbuddet til at komme på plads, inden leveringsperioden starter.

Dette notat er en anmeldelse til Energitilsynet. Anmeldelsen indeholder et forslag til model for indkøb og aktivering samt en konsekvensvurdering af forslag til model.

Forslaget til modellen for indkøb og aktivering af en strategisk reserve er udarbejdet under hensyntagen til både nordiske og europæiske guidelines. Konkret ligger Nordels "Guidelines for implementation of transitional peak load arrangements¹" og Europa-Kommissionens "Generation adequacy in the internal electricity market-guidance on public interventions²" til grund for mange af overvejelserne. En gennemgang af Europa-Kommissionens tjekliste kan ses i appendiks. Også den svensk/finske model har indgået i overvejelserne da denne netop fremhæves som omkostningseffektiv samtidig med at have minimal indflydelse på markederne³.

1.1 Hovedelementer i modellen

De strategiske reserver har til formål at friholde de manuelle reserver for aktivering i situationer, hvor der ikke kan opnås balance mellem udbud og efterspørgsel på elbørsen, Nord Pool Spot. I sådanne situationer vil forbrugere som afkortes ikke nødvendigvis undlade at forbruge, hvorfor en ubalance "skubbes" til regulerkraftmarkedet. Reserven anvendes kun i tilfælde af afkorting og bydes ind i spotmarkedet til den maksimale pris (pt. 3.000 €/MWh). Det sikrer minimal påvirkning af kommercielle dispositioner i markedet, dels fordi reserven kun anvendes når alle andre muligheder er udtømte, dels ikke forvrider incitamenter til investeringer i kraftværkskapacitet. Beregninger indikerer, at reserven vil blive taget i anvendelse i gennemsnitlig fem timer årligt.

For reelt at sikre mere kraftværkskapacitet i Østdanmark, og ikke blot en "overflytning" fra spotmarkedet til reserven, stiller Energinet.dk som krav at et tilbudt kraftværks samlede kapacitet skal indgå i reserven. Det betyder, at anlæg som er kommercielt rentable og alligevel ville være i elsystemet, skal opgive indtjening og derfor stilles konkurrencemæssigt dårligere sammenlignet med værker, som ikke oppebærer tilstrækkelig indtjening. Dette krav øger sandsynligheden for at tiltrække ny kapacitet eller fastholde kapacitet som alternativt ville være blevet taget ud af elsystemet.

Forbrugssiden kan indgå i reserven. Forbrugssiden deltager med krav om at den del af forbruget, som udgøres af den strategiske reserve, bydes prisfleksibelt ind i spotmarkedet til priser < 3.000 €/MWh (som alternativ til det nuværende pris-

¹ Dokumentet kan findes på følgende link:

http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/TSO/entsoe_nordic-guidelines-for-implementation-of-transitional-peak-load-arrangements.pdf

² Dokumentet kan findes på følgende link:

http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/com_2013_public_intervention_swd01_en.pdf

³ Generation adequacy in the internal electricity market – guidance on public interventions s. 22

ufleksible bud). Prisfleksibilitet byder, at dette forbrug automatisk afkobles hvis spotprisen når afkortningsniveauet på 3.000 €/MWh.

1.2 Behov for strategiske reserver for at opretholde forsynings-sikkerheden

Energinet.dk arbejder med konkrete mål, der operationaliserer den overordnede strategiske målsætning om at fastholde forsyningsikkerheden. For at sikre effektivtilstrækkeligheden planlægger Energinet.dk efter to kriterier, der udtrykker muligheden for at skabe balance mellem tilgængelig produktionskapacitet og forbrug:

- Forsyningsikkerhedsindekset skal minimum være på 2013 niveau (Øst-danmark), hvilket svarer til ca. 5 minutters afbrydelse, grundet transmissionsnettet, for en gennemsnitligt forbruger.
 - Evalueres på baggrund af en probabilistisk model (FSI)
- Begge landsdele må ikke være ensidigt afhængige af ét nabo-område
 - Evalueres på baggrund af en statisk metode (V72)

Der planlægges således, at begge mål sikres opretholdt med de billigst tilgængelige virkemidler. Målene er kommunikeret eksternt ved en række lejligheder, bl.a. i Systemplan 2013⁴.

Ifølge det andet kriteriet må hverken Øst- eller Vestdanmark være ensidigt afhængige af et enkelt nabo-område. For Østdanmark betyder det konkret, at det østdanske forbrug skal kunne dækkes gennem østdansk produktion og import fra to af de tre nabo-områder, Vestdanmark, Tyskland og Sverige. Mangel på effekt i ét nabo-område vil dermed ikke automatisk udløse effektmangel i Østdanmark i en time med spidsforbrug. Der ses dog situationer, hvor dette kriterie har været nødvendigt for at undgå effektbrist.

Kriterierne har været anvendt i forbindelse med business casen for den kombinerede løsning til Kriegers Flak. I denne business case blev det vurderet, at der ville mangle ca. 300 MW produktions- eller importkapacitet i 2020. Dette behov opstår løbende frem mod 2020 og skyldes bl.a. en udfasning af grundbeløbet for decentrale kraftvarmeværker, som ventes at medføre kraftværkslukninger i Østdanmark samt den generelle omstilling af energisystemet. Da den kombinerede løsning tidligst vil være klar med udgangen af 2018, og der ligeledes vil være behov for en testperiode, er der behov for at sikre effekten på anden vis.

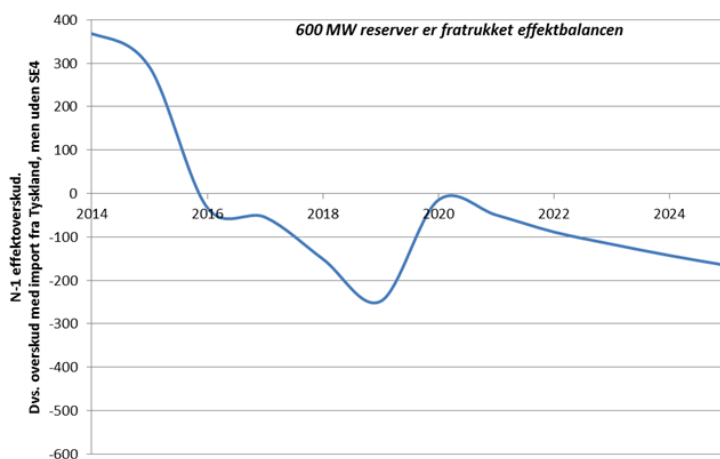
Mulighederne for at sikre den nødvendige effekt til Østdanmark har været undersøgt på basis af de alternativer, der blev kortlagt i forbindelse med den oprindelige business case for den kombinerede løsning til Kriegers Flak. Konkret blev tre løsninger identificeret:

1. Strategiske reserver
2. Ny kombineret løsning for Kriegers Flak med onshore-baseret udlandsforbindelse og havmølletilslutning
3. En ny ekstra forbindelse mellem Vest- og Østdanmark

⁴ Dokumentet kan findes på følgende link:

http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/Om%20os/Systemplan_2013.pdf

Løsningen med strategiske reserver er den eneste, der kan etableres inden for ca. to år, og det er således en meget fleksibel løsning. Den kombinerede løsning for Kriegers Flak forventes gennemført i etaper, hvor udlandsforbindelsen idriftsættes i 2018, men først bidrager med fuld kapacitet fra 2020, da en stor del af 2019 formodentligt vil være præget af en testperiode. Samme tidshorisont vil gøre sig gældende for en ny forbindelse mellem Øst- og Vestdanmark, og de to alternativer løser således ikke den kortsigtede effektudfordring. Uanset det langsigtede valg vil der således være behov for tiltag på kort sigt. Figur 1 viser, at behovet udgør op mod 300MW frem mod 2020.



Figur 1 Effektbalance for Østdanmark med idriftsættelse af Kriegers Flak udlandsforbindelse fra 2018 med fuld udnyttelsen af kapaciteten på 400MW i 2020.

Det bemærkes i øvrigt at de manuelle reserver i Østdanmark er indkøbt for samme periode som vil være gældende for de strategiske reserver. Det sikrer en åben konkurrencesituation på markedet for manuelle reserver for perioden efter 2020, da anlæg anvendt som strategisk reserve også kan byde på denne opgave.

1.3 Hjemmel til indkøb af strategiske reserver

Hjemmel til indkøb af strategiske reserver udgøres af to elementer; grundlag for at gennemføre udbud, og godkendelse af metode til udbud og efterfølgende aktivering.

Energinet.dk er i dialog med Energistyrelsen omkring det juridiske grundlag for at gennemføre et udbud med henblik på erhvervelse af strategiske reserver. Konkret giver Elforsyningslovens § 27d, stk. 2⁵ ministeren mulighed for at iværksætte foranstaltninger, som er nødvendige for at opretholde en tilstrækkelig forsyningssikkerhed. Lovbestemmelsen kræver imidlertid, at ministeren skal udstede nærmere regler herfor, hvilket endnu ikke er sket. Energinet.dk er i fortsat dialog med Energistyrelsen om at få udstedt den nødvendige bekendtgørelse i medfør af Elforsyningslovens § 27d, stk. 2i.

⁵ §27 d, stk. 2: "Klima-, energi- og bygningsministeren kan fastsætte regler om, at Energinet.dk skal iværksætte nærmere angivne foranstaltninger, hvis disse foranstaltninger anses for nødvendige for at opretholde en tilstrækkelig forsyningssikkerhed. Ministeren kan herunder fastsætte regler om, at foranstaltningerne skal iværksættes efter udbud eller anden gennemsigtig og ikkediskriminerende procedure."

Elforsyningslovens § 73a udgør rammerne for godkendelse af metode. Energinet.dk kan således fastsætte betingelser for indkøb af reserven, som skal godkendes af Energitilsynet. Dette notat udgør grundlaget for Energitilsynets godkendelse⁶.

2. Indkøb af strategiske reserver (Udbud)

I dette kapitel gennemgås forslag til model for indkøb af reserven og beskrivelse af metode til udvælgelse og afregning af aktører.

2.1 Model for indkøb af strategisk reserve

Der gennemføres et udbud hvor både produktions- og forbrugsenheder kan indgå. Der indkøbes ca. 300 MW. Den præcise mængde fastsættes på baggrund af de indkomne bud, således at mængden både kan være lavere, præcis eller større end 300MW.

Ud af den samlede strategiske reserve indkøbes maksimalt 20 MW på forbrugssiden. Årsagen til det begrænsede indkøb på forbrugssiden er at der ikke er fuld sikkerhed for at leverancer er til stede (udover driftsnedbrud), se afsnit 3.1. Den præcise mængde som Energinet.dk vælger at købe på forbrugssiden, afhænger af de tilbudte priser. Der købes kun ressourcer på forbrugssiden, såfremt der ikke findes bud på produktionssiden, som muliggør indkøb af den samlede reserve til lavere priser.

Energinet.dk ønsker bud på tre parametre, svarende til de tre omkostningsdrivere der typisk er for et kraftværk:

- Rådighedsbetaling, DKK pr. år for perioden 2016-20 for antal MW som tilbydes; en betaling som afholdes under alle omstændigheder.
- Afholdelse af start/stop omkostninger ved start, DKK; en betaling som kun afholdes ved opstart af reserven.
- Variabel produktionsomkostning, DKK/MWh; en betaling som afhænger af antal MWh leveret (produktion eller reduceret forbrug).

Udbuddet har til formål at fastsætte betaling på disse tre parametre for perioden 2016-20 på ca. 300 MW strategisk reserve. Bud i relation til rådighedsbetalingen indleveres som DKK pr. år for den samlede mængde tilbudte reserve, men gælder for hele perioden 2016-20.

Budprisen opgøres som forventede totale omkostning per år for en given aktør med udgangspunkt i følgende formel:

Budpris for aktør NN = årlig rådighedsbetaling + (én start/stop omk. + 5*var. omk.* x MW)

⁶ § 73 a. Priser og betingelser for anvendelse af transmissions- og distributionsnet fastsættes af de kollektive elforsyningsvirksomheder efter offentliggjorte metoder, som er godkendt af Energitilsynet.

Stk. 2. Energitilsynet kan godkende metoder for begrænsede købergrupper og for et begrænset tidsrum som led i kollektive elforsyningsvirksomheders metodeudvikling. Energitilsynet kan sætte vilkår for godkendelsen af sådanne metoder.

Stk. 3. Klima-, energi- og bygningsministeren kan fastsætte regler om indholdet af de metoder, der anvendes til at beregne eller fastsætte betingelser og vilkår, herunder tariffer.

Hvor:

- Årlig rådighedsbetaling er den faste omkostning per år, som er givet ved produktet af kapacitetsomkostningen i DKK/MW og anlæggets totale effekt.
- Leddet (én start/stop omk. + 5*var. omk.* x MW) er den årlige totale variable produktionsomkostning ved fuld aktivering af den tilbudte mængde på x MW i 5 timer.

For aktører på forbrugssiden er omkostningsdriveren "start/stop" som betegnelse muligvis ikke en rammende beskrivelse af omkostningsstrukturen. I fald der ikke findes en omkostningsdriver, der kan karakteriseres som en engangsomkostning hver gang reserven aktiveres, angives blot et 0 for denne.

Opgørelsen af den forventede årlige variable produktionsomkostning er baseret på Energinet.dks estimering af sandsynligheden for aktivering af reserven. Modelsimuleringer af elsystemet indikerer, at reserven forventes aktiveret gennemsnitligt 5 timer per år. Der kan imidlertid ikke siges noget om, hvorvidt disse timer er sammenhængende. Ovenstående formel benyttes dermed udelukkende som udvælgelsesmetode, mens afregningsmetoden beskrives i kapitel 3.

Udvælgelse af aktører sker med udgangspunkt i den sammensætning af bud som *samlet* set medfører laveste (samfundsøkonomiske) omkostninger til reserven. Udvælgelsen sker således ikke med udgangspunkt i en opgørelse i kr. pr. enhed; MW eller MWh, da det forudsætter muligheden for at indgå i reserven med en delmængde af den fulde kapacitet. For produktionsenheder vil dette ikke være tilladt grundet additionalitetsprincippet, se afsnit 2.2.

Det vil således ikke nødvendigvis være alle aktører med de laveste budpriser opgjort pr. enhed, der får tilslag, da tilslag for bud med små eller mindre mængder til relativt lave priser kan nødvendigøre, at bud til højere priser også skal have tilslag for at nå op på 300MW. Det kan betyde, at den samlede forventede omkostning bliver højere end ved at vælge mængdemæssigt større, men marginalt dyrere bud.

I Tabel 1 og Tabel 2 er udarbejdet et taleksempel som illustrerer beregning af budpris og udvælgelse af aktører. I eksemplet er der samlet set indkommet bud på 383 MW.

| Parameter | Produktionsenheder | | | | Forbrugsenheder | | | I alt, MW |
|---|--------------------|---------|---------|---------|-----------------|---------|---------|-----------|
| | Aktør A | Aktør B | Aktør C | Aktør D | Aktør E | Aktør F | Aktør G | |
| x Total effekt, MW | 250 | 50 | 40 | 25 | 8 | 6 | 4 | 383 |
| y Kapacitetsomkostning, DKK/MW per år | 250.000 | 200.000 | 100.000 | 140.000 | 27.000 | 30.000 | 42.000 | |
| z Start/stop omk., DKK per opstart | 300.000 | 50.000 | 30.000 | 25.000 | 15.000 | 10.000 | 4.000 | |
| p Variabel omk. DKK/MWh | 600 | 550 | 800 | 700 | 3.200 | 3.500 | 4.000 | |
| t Budpris, 1000 kr. ($y*x+(z+5*p*x)$) | 63.550 | 10.187 | 4.190 | 3.612 | 359 | 295 | 252 | |

Tabel 1: Fiktivt eksempel på beregning af totale forventede omkostninger for syv aktører.

Opstilles relevante kombinationer af bud, vil kombinationen A+C+F+G blive udvalgt, da denne kombination har den laveste årlige forventede omkostning ved 300 MW (66,3 mio. kr.), jf. Tabel 2.

| Kombination | MW totalt | Omkostning |
|-------------|-----------|---------------|
| A+B | 300 | 73,7 mio. kr. |
| A+C | 290 | 67,7 mio. kr. |
| A+C+D | 315 | 71,3 mio. kr. |
| A+C+E | 298 | 68,1 mio. kr. |
| A+C+F+G | 300 | 68,3 mio. kr. |

Tabel 2: Relevante kombinationer af bud.

Den kombination foretrækkes fordi omkostningen er 5,4 mio. kr. billigere end alternativet A+B, som også præcist udgør 300MW. I fald A+C+F+G ikke er en mulighed, vil A+B dog ikke udvælges, da A+C+D kan købes til en lavere pris på 71,3 mio. med en tilhørende større mængde på 315 MW eller A+C+E som (kun) udgør 298 MW, men er forholdsmæssigt billigere end A+B.

Af hensyn til transparens i udbudsprocessen vil bud som har fået tilslag, blive offentliggjort med budpriser og mængder.

Afregning af aktører

Aktører der får tilslag som leverandører, vil blive afregnet med udgangspunkt i pay-as-bid metoden for alle tre parametre. Pay-as-bid anvendes i dag til afregning af indkøb af sekundær reserve (månedsbasis) ligesom det også blev anvendt i det seneste udbud for manuelle reserver i Østdanmark. Pay-as-bid foretrækkes i denne sammenhæng fremfor den normalt foretrukne marginalprisafregning, da der er tale om et one-off udbud, hvor der gennemføres ét udbud for perioden 2016-20 i lighed med de manuelle reserver i Østdanmark.

Derfor er forventningen, at pay-as-bid kan sikre den lavest mulige betaling uden de normale ulemper, der karakteriserer denne afregningsmetode. Ulempen ved pay-as-bid optræder typisk, når udbuddet (auktionen) gentages ofte (fx som på Nord Pool Spot), idet aktørerne lærer spillet at kende og derfor vil der være en tendens til at agere strategisk ved at byde priser, der ikke afspejler de enkelte aktørers variable omkostninger, men forventningen til prisen på det marginale bud. Det betyder, at den samlede betaling potentielt bliver større, ligesom der er risiko for at producere elektriciteten med højere omkostninger end nødvendigt (manglende økonomisk efficiens), fordi aktørbud ikke er baseret på marginalomkostninger, men gæt på markedspris. Da aktører kan have forskellig forventning til markedspris, vil der forekomme forskellige gæt og dermed start af anlæg i ikke-omkostningsægte rækkefølge.

2.2 Sikring af additionalitet i indkøbet

Ved køb af strategiske reserver er der risiko for at betale for en ydelse som alligevel ville være til stede i markedet. I så fald er betalingen de facto en finansiel

transferering til bestemte aktører uden nogen reel effekt. Modellen for indkøb skal derfor sikre reel tilgang af nye ressourcer eller sikre fastholdelse af ressourcer, der ellers ville blive taget ud af markedet. Dette betegnes additionalitetsprincippet.

Additionalitetsprincippet dækker over, at udbuddet af strategisk reserve reelt skal tilføre flere ressourcer til spotmarkedet:

- Produktion: anlæg som ville være skrottet eller nye anlæg kommer til
- Forbrug: ressourcer som pt. indgiver prisufleksible bud

Princippet kan sikres ved at:

- Produktion skal levere bud svarende til den maksimalt mulige effekt fra en given forsyningskæde⁷ i kraftværksblokken på et givent tidspunkt
- Forbrug skal indgive købsbud på min. 1.000 €/MWh

Uddybning produktion

I udgangspunktet forventer Energinet.dk ikke, at værker som oppebærer en rimelig indtjening gennem el- og varmeproduktion vil være konkurrencedygtige i markedet for strategiske reserver, da værket er nødt til at opgive denne indtjening. Levering af strategiske reserver vil således medføre en relativ høj alternativomkostning for disse værker, hvorfor der er kun en lille sandsynlighed for at disse vil blive udvalgt som leverandører i en udbudsproces. Omvendt har værker som ikke tjener penge, og som står til at blive trukket ud, lave alternativomkostninger og er dermed konkurrencedygtige som strategisk reserve.

For en række værker kan imidlertid gælde, at kapaciteten ikke er udnyttet fuldt, dvs. værket kun meget sjældent kører ved fuld kapacitet. Værket bliver i markedet så længe den samlede indtjening fra el og varme mv. er tilfredsstillende. For dette værk er alternativomkostningen ved at levere strategisk reserve fra den del af kapaciteten, som ikke udnyttes, lav. Dette værk står derfor godt i konkurrencen om at levere strategisk reserve på den marginale kapacitet. Får dette værk tilslag, vil det imidlertid ikke tilføre flere ressourcer til elsystemet, da det alligevel ville være blevet i markedet.

Et krav om at bud skal omfatte den maksimalt mulige effekt sikrer derfor, at værker som ikke står til at blive trukket ud, men som har ledig kapacitet, står dårligere i konkurrencen om at levere strategisk reserve, fordi disse værker skal opgive indtjening fra spotmarkedet mv. for at levere strategisk reserve.

Leverandører på produktionssiden skal angive forsyningskædens maks. effekt. Maks. effekt skal imidlertid ikke forstås som den maksimale effekt en forsyningskæde teknisk set kan levere, men den maks. effekt som en leverandør ønsker at angive. Det betyder, at leverandøren har større frihedsgrad og kan angive en maksimal effekt som er lavere end den effekt som teknisk set kan leveres. Der er to årsager hertil:

- Uklarheder / uenigheder om størrelsen på maksimal (teknisk) effekt undgås
- En leverandør kan af forskellige kommercielle og tekniske årsager ønske at etablere en maks. effekt som med større sikkerhed kan leveres

⁷ Se afsnit 4.1 i appendiks i for definition af maksimalt mulige effekt

Dog er det således, at den maksimale elproduktion per time (MWh/h) fra en forsyningskæde aldrig kan/må overstige den angivne maksimale effekt. Jf. restriktioner på kommerciel anvendelse, kan evt. "restkapacitet" ikke anvendes til kommercielle leverancer i fx spotmarkedet. Se afsnit 3.5.

Uddybning forbrug

Energinet.dk ønsker at øge andelen af prisafhængige købsbud i spotmarkedet. Prisafhængige købsbud afstår netop fra at forbruge i tilfælde af spotpriser svarende til afkortningsniveauet (pt. 3.000 €/MWh). Leverandøren skal derfor købe mængden (MWh/h) af el på prisafhængige bud svarende til den leverede strategiske reserve. Købsbud skal indgives til min. +1.000 €/MWh, og hvor ønsket mængde ved +3.000€ er 0 MWh i mindst 5 timer indenfor samme driftsdøgn. Rådighedsbetalingen er således en betaling for at "lave" hældning på efterspørgselskurven i mindst 5 timer dagligt.

Energinet.dk kræver at købsbud, svarende til størrelse på den strategiske reserve, indgives til min. +1.000 €/MWh. Krav om minimumsbud, til forholdsvis høj pris, er nødvendigt, da ingen eksplicite krav blot kan betyde, at aktørerne indleverer meget lave købsbud, velvidende at købet aldrig får tilslag alligevel. I dette tilfælde er der risiko for at der kan indkøbes uændret mængde på prisafhængige bud og reserven på forbrugssiden er de facto ikke til rådighed.

2.3 Konfigurationer af anlæg

En leverandør har forskellige muligheder for at pulje og konfigurere en leverance. På produktionssiden kan en leverandør pulje to eller flere anlæg og benytte dem på forskellig vis. Porteføljen af anlæg kan godt være geografisk adskilt, blot at den er nettilsluttet i Østdanmark, Bornholm undtaget.

Mulighed 1:

En leverandør har råderet over - eller ejer - 2 eller flere forsyningslinjer og vil benytte alle linjer i leverancen af strategisk reserve. Leverandøren ønsker at minimere risikoen for at der ikke leveres ved en hændelse og udbyder derfor kun reserve svarende til kapaciteten fra den ene forsyningslinje.

Krav:

- Ingen af de enkelte forsyningslinjer må producere, uden at der er indtruffet en hændelse
- Ved en hændelse skal leverandøren levere op til den udbudte kapacitet, men hvilken linje som konkret producerer, er ikke relevant

Mulighed 2:

En leverandør har råderet over - eller ejer - 2 eller flere forsyningslinjer som står geografisk samme sted, deler målepunkt (således at kun den samlede produktion, men ikke bidraget fra den enkelte generator, kan måles) og vil benytte den ene i leverancen af strategisk reserve.

Krav:

- Porteføljen af anlæg kan ikke producere kommercielt mere end svarende til summen af den maksimale effekt for de forsyningslinjer som udgør den kommercielle del

- Af hensyn til mulighed for prøvekørsel skal reserven eksplicit placeres på en af forsyningslinjerne⁸ og der skal etableres et selvstændigt målepunkt for denne linje.
- I fald forsyningslinjerne deler generator, således at et selvstændigt målepunkt ikke kan etableres, skal den maksimale effekt på de enkelte forsyningslinjer kunne verificeres.

Mulighed 2 omfatter også leverandører som har råderet over et combined cycle anlæg som typisk har 2 eller 3 forsyningslinjer, se appendiks afsnit 4.1 for yderligere.

De to muligheder dækker over leverance fra et givent tidspunkt i tid. En tredje mulighed er, at overflytte reserven fra et anlæg til et andet på et tidspunkt i den samlede periode på fem år. Alle forpligtigelser og kontraktmæssige aftaler overføres til det nye anlæg.

På forbrugssiden kan en leverandør ligeledes pulje forbrugsenheder. Der er ingen krav til fysisk lokalisering af forbrugssted⁹, kun at det enkelte sted kan måles samt krav om udformning af bud til børsen, jf. nedenfor. I en forbrugsportefølge kan en nødstrømsgenerator, som er placeret bag en forbrugsmåler, indgå. Har generatoren en selvstændig måling, kan den indgå på produktionssiden.

2.4 Udformning af bud

Bud skal minimum have en størrelse på 0,1 MW, svarende til minimum budstørrelse på Nord Pool Spot.

For leverandører på produktionssiden betyder kravet om bud svarende til maks. effekt, at minimumsstørrelsen på et bud nødvendigvis må modsvare den maksimalt mulige effekt som tilbydes. Hvis bud for en forsyningslinje med eksempelvis en maks. effekt på 10 MW splittes op i to og således indleveres med to priser (Kr./MW), kan det medføre at den ene del bliver tildelt retten til leverance hvor den anden ikke gør. Dette er imidlertid ikke foreneligt med, at bud skal leveres (og evt. får retten til leverance) svarende til maks. effekt.

2.5 Anlæg på Grundbeløb

En række decentrale kraftvarme anlæg oppebærer Grundbeløb til og med 2018. Grundbeløb er kategoriseret som statsstøtte. Betaling for deltagelse i den strategiske reserve vil formentlig også blive kategoriseret som statsstøtte.

Den umiddelbare vurdering fra advokatselskabet Bech-Bruun er, at det vil være i overensstemmelse med statsstøttereglerne at give de decentrale kraftvarmeværker adgang til at levere strategiske reserver. Der er dog samtidig risiko for, at de decentrale kraftvarmeværker, som måtte blive tildelt opgaven med at levere strategiske reserver, samlet set overkompenseres, medmindre der ved fastsættelse af betalingen for de strategiske reserver tages højde for Grundbeløbet. Generelt formuleret kan der være tale om overkompensation, hvis meromkostningerne ved leverance af strategisk reserve ikke står mål med betalingen herfor (proportional).

⁸ Se afsnit 3.3 omkring prøvekørsler

⁹ Bortset fra at fysisk lokalisering kun omfatter Østdanmark minus Bornholm

Som følge heraf vil kontraktvilkårene for leverance af strategisk reserve indeholde en såkaldt tilbagebetalingsklausul. Klausulen indebærer en efterfølgende kontrol af, om betalingen for strategiske reserver og Grundbeløbet har resulteret i overkompensation af en leverandør af strategiske reserver, i hvilket tilfælde overkompensationen skal tilbagebetales.

I udbudsmaterialet vil tilbagebetalingsmekanismen blive udformet, så den præcist beskriver, hvordan det vil blive opgjort, om et decentralt kraftvarmeværk er blevet overkompenseret.

2.6 Ophør af leverance

En leverandør kan vælge at stoppe leverancen af strategisk reserve. Af hensyn til at Energinet.dk skal finde ny udbyder, skal stop af leverance varsles minimum 6 måneder før stop træder i kraft. Der gennemføres en ny auktion af en mængde svarende til den mængde som udgår. Ved udgang skal leverandøren betale en sum på 10% af et års rådighedsbetaling. Reglerne for ophør gælder for både forbrug og produktion, men en ny auktion vil kun blive gennemført for forbrug *eller* produktion afhængigt af hvilken type ressource der ophører. Denne adskillelse skyldes, at der kun købes op til 20 MW forbrug. Ophør af produktion kan således ikke erstattes af forbrug.

For leverandører som træder ud af ordningen gælder, at leverandøren efterfølgende er udelukket fra at deltage. Det sikrer, at der ikke er incitament til at udgå af ordningen for derved at gennemtvinge en ny auktion (og tilhørende højere pris). Er der tale om at leverandøren træder ud, men værket overdrages til en anden leverandør, kan værket fortsat deltage. Værket skal da deltage på samme leveringsbetingelser som var gældende for den forrige leverandør. I fald der er tale om at værket overdrages til en ny leverandør, vil der ikke blive gennemført en ny auktion.

3. Aktivering af strategiske reserver (drift)

I dette kapitel gennemgås forslag til model for aktivering af reserven samt afholdelse af aktørernes omkostninger i forbindelse hermed.

3.1 Model for aktivering af strategisk reserve

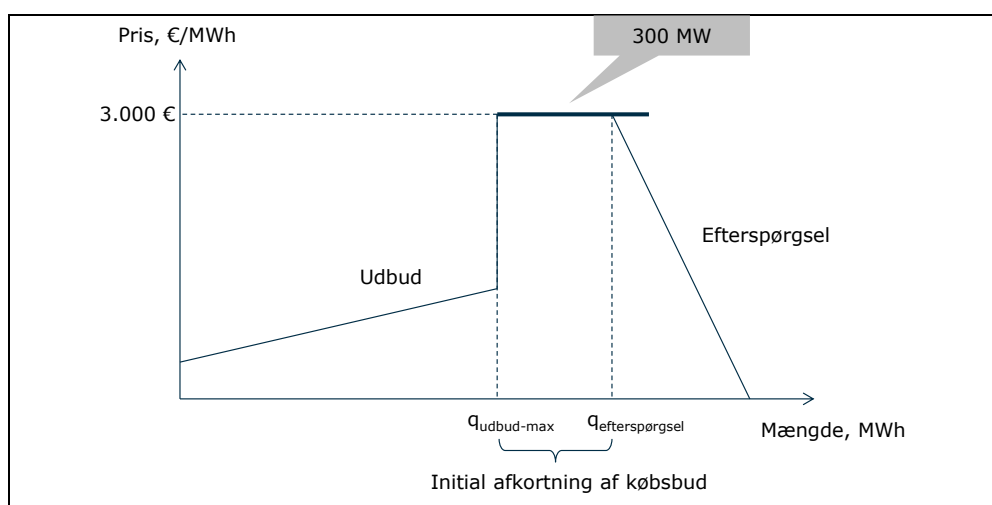
Strategiske reserver i Østdanmark anvendes i særlige situationer hvor der ikke kan opnås et priskryds på Nord Pool Spot, dvs. at der på trods af, at prisen fastsættes til det teknisk maksimale på 3.000 €/MWh¹⁰, eller ca. 22.500 DKK/MWh, ikke er muligt at dække efterspørgslen. I den situation vil der ske afkorting på Nord Pool Spot. Hvis efterspørgslen eksempelvis er 2.500 MWh ved afkortningsprisen, mens udbuddet (produktion og import) kun er 2.250 MWh, afkorter Nord Pool Spot alle købsordrer med 250 MWh/2.500 MWh, eller 10 %.

Forbruget reduceres imidlertid ikke af sig selv med 10 %, da elhandlerne ikke på nuværende tidspunkt i praksis kan reducere de enkelte kunders elforbrug. Resultatet bliver derfor, at der kommer en ubalance på forbruget (forbrug er større end produktionen og evt. import), som Energinet.dk vil skulle dække fysisk via de manuelle reserver i regulerkraftmarkedet. Dette betyder, at dele af reserver-

¹⁰ Det tekniske maksimum på 3000 €/MWh er en harmoniseret løsning på tværs af lande der indgår i den Nordvesteuropæiske markedskobling. En ændring af beløbet skal derfor ske simultant i hele det Nordvesteuropæiske marked.

ne allerede ville være anvendt i det daglige marked, og dermed ikke ville være til rådighed, såfremt der sker noget uforudset i driftstimen.

I tilfælde af at Nord Pool Spot i første gennemregning af priser og mængder identificerer et behov for afkorting (initial afkorting), inkluderes de strategiske reserver i næste gennemregning, således at gabet mellem udbud og efterspørgsel reduceres med op til 300 MW, jf. Figur 2. Det faktiske antal MW som aktiveres afhænger af størrelsen på dette gab, således at der kun aktiveres netop det antal MW, som der er behov for i den pågældende time.



Figur 2: En strategisk reserve modvirker afkorting af købsbud med op til 300MW

Reserven vil oppebære en rådighedsbetaling, jf. kapitel 2. Rådighedsbetalingen er således en betaling for, at Energinet.dk køber råderetten over reserven. Derfor bydes den strategiske reserve formelt set ind i spotmarkedet af Energinet.dk (i praksis vil det være en automatisk procedure Nord Pool Spot/elbørsen gennemfører). Det vil også være Energinet.dk, der modtager provenuet fra salget i spotmarkedet, mens aktøren kompenseres for de faktiske driftsudgifter, jf. tilbud afleveret af aktøren i forbindelse med udbuddet.

Reserve aktiveret på produktionssiden

Reserven vil kun blive aktiveret i tilfælde af initial afkorting. Reserve erhvervet på produktionssiden kan ikke benyttes af ejeren til kommerciel drift i spotmarkedet. Det sikrer minimal indvirkning på markedsfunktionen.

Reserven skal potentielt være klar til levering i en vilkårlig time af døgnet 24 timer. Der stilles krav om, at reserven skal kunne aktiveres op til 5 sammenhængende timer per driftsdøgn. Et anlæg vil altså højst kunne blive aktiveret i 5 timer per driftsdøgn, dog kan det i en konkret (men meget lidt sandsynlig) situation betyde, at et anlæg aktiveres i to på hinanden følgende døgn i time 19-23 i døgn 1 og time 00-04 døgn 2, altså i 10 sammenhængende timer.

Antallet af timer med krav om mulig aktivering afspejler en balance mellem Energinet.dk's forventede behov og hensyn til at betaling for reserven ikke skal være unødigt høj.

Reserven vil blive aktiveret i en rækkefølge svarende til størrelsen på de variable omkostninger på de enkelte anlæg, således at de billigste aktiveres først. De variable omkostninger er start/stop omkostninger og omkostninger til energi (fx kul, biomasse eller gas). Det sikrer dels, økonomisk effektivitet (merit order dispatch) i aktiveringen, dels en klar procedure for hvem der aktiveres i tilfælde af, at der behov for færre MW end den samlede reserve på 300MW.

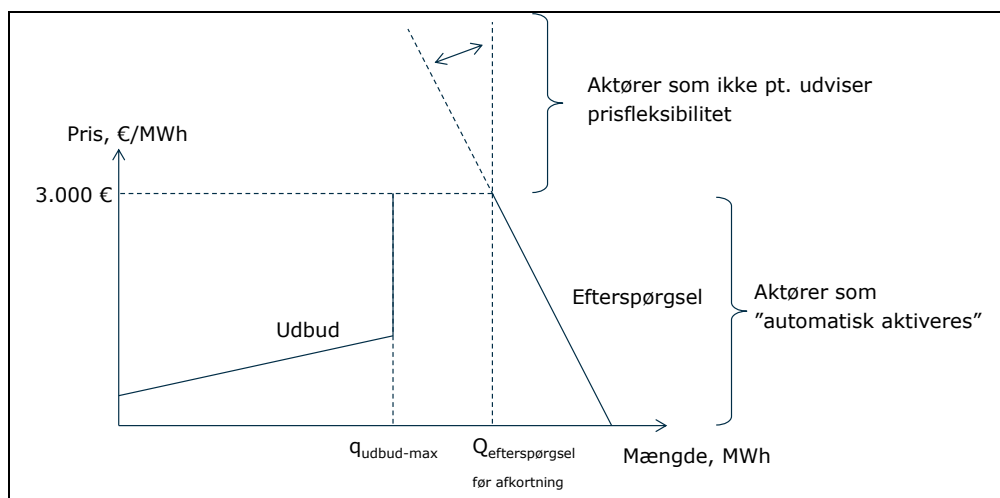
Leverandører, som bliver aktiveret, vil i tillæg til rådighedsbetalingen få dækket start/stop omkostninger og omkostninger til levering af energi. Disse omkostninger opgøres med udgangspunkt i de indleverede bud i forbindelse med udbudsrunder. Der er således ikke tale om, at aktøren skal dokumentere faktisk afholdte omkostninger i forbindelse med aktivering. Der dækkes dog kun omkostninger til én start/stop per dag. Det afspejler en antagelse om, at i tilfælde af initial afkortning i flere timer i samme døgn, som ikke er sammenhængende, vil anlægget ikke nå at blive koldt i de mellemliggende timer uden drift.

Omkostningerne relateret til start/stop og energi kan opdateres 1. gang årligt under reservationsperioden som følge af ændringer i omkostninger til brændsel. I så fald, vil de opdaterede omkostninger beregnes på baggrund af et relevant energiprisindeks for det relevante brændsel, kul, gas, olie, biomasse osv.

Reserve aktiveret på forbrugssiden

Forbrugssiden adskiller sig fra produktionssiden, da der er tale om at aktivere forbrug som allerede befinder sig i spotmarkedet. Formålet er, at forbrug som for nuværende enten bydes ind prisufleksibelt eller til maksimalpris på 3.000 €/MWh indgår i reserven og kan aktiveres i tilfælde af initial afkortning.

Energinet.dk stiller krav om at bud indgives prisfleksibelt i prisintervallet 1000 €/MWh til < 3.000 €/MWh fordi Energinet.dk ønsker at aktivere forbrugere som i dag ikke er prisfleksible (eller har en betalingsvillighed over den maksimale pris) fordi det nuværende prisloft ikke giver mulighed herfor. Indkøb og aktivering af reserven på forbrugssiden er et forsøg på at aktivere disse forbrugeres prisfleksibilitet, jf. Figur 3, illustreret ved efterspørgselskurven over 3.000 € med negativ hældning.



Figur 3: Reserven aktiverer forbrugere med betalingsvillighed højere end maksimalprisen på 3.000 €/MWh.

Energinet.dk stiller krav om at disse bud indleveres i mindst fem timer pr. døgn. Der er ikke krav om at bud i mindst fem timer skal ligge i specifikke timer på døgnet, dog skal tre timer ligge i perioden kl. 8-20 inden for hvert døgn. Dette afspejler en afvejning af to forhold. På den ene side ønsker Energinet.dk ikke at stille krav om specifikke timer, da det kan øge sandsynligheden for initial afkortning – altså forværre problemet, hvis reserven i udgangspunktet ikke forbruger elektricitet i disse timer. På den anden side kan det blive nødvendigt at kræve bud i den periode på døgnet hvor sandsynligheden for afkortning er størst, da aktøren kan vælge at lægge fem bud ind i en periode fx 22-06, hvor sandsynligheden for initial afkortning er tæt på 0. I så fald er rådighedsbetalingen en de facto transferering uden Energinet.dk har adgang til en reel strategisk reserve.

Leverandører som bliver aktiveret vil, i tillæg til rådighedsbetalingen, få dækket aktiveringsomkostninger; et "start/stop" element og omkostninger per MWh reduktion (altså svarende til start/stop omkostninger og omkostninger til energi på produktionssiden). Disse omkostninger opgøres med udgangspunkt i de indleverede bud i forbindelse med udbudsrunder. Start/stop omkostninger kan for forbrugssiden være mindre meningsfulde end for produktion, men kan mere generelt forstås som en engangsomkostning der skal afholdes ved opstart af en forbrugsreduktion. I så fald sådan en omkostning ikke findes, kan leverandøren i forbindelse med budgivning blot indgive 0 (nul) som omkostning. Der er ikke tale om, at leverandøren skal dokumentere faktisk afholdte omkostninger i forbindelse med aktivering. Der dækkes kun omkostninger til én "start/stop" per dag.

I tilfælde af en hændelse skal leverancer kunne verificeres af en fysisk måling. Der skal derfor forefindes eller etableres en måler på produktions- eller forbrugsenheden. Da forbrug ofte er "flimrende", vil der være tale om etablering af måler både på selve forbrugsstedet, og i tilfælde af substituerende forbrugsenheder, også på disse. De præcise krav til måling vil blive præsenteret i udbudsmaterialet.

Aktivering af leverandører ved initial afkortning

I tilfælde af initial afkortning på Nord Pool Spot (NPS), vil leverandørerne blive aktiveret i en rækkefølge hvor leverandører med de laveste (beregnete) aktiveringsomkostninger bliver aktiveret først (merit order). Da aktiveringsomkostningerne udgøres af to dele; én pris per produceret MWh og én pris for start/stop af hele anlæggets kapacitet, vil den totale omkostning per produceret MWh afhænge af aktiveringsgraden. Det er imidlertid ikke praktisk muligt at indføre denne dynamiske sammenhæng på NPS (da blokud ikke kan benyttes i denne sammenhæng), hvorfor start/stop omkostningerne må transformeres til en pris per MWh. Dette gøres pragmatisk ved at opgøre aktiveringsomkostningen som:

Aktiveringsomkostningen, $AO = z/x + p$, hvor:

z er start/stop omkostningen i DKK.

x er den totale effekt, MW.

z/x er derfor start/stop omkostningen i kr. opgjort pr. MW ved fuld aktivering.

p er den variable omkostning pr. leveret MWh.

Metoden medfører ikke nødvendigvis, at de samlede faktiske aktiveringsomkostninger minimeres ved en given aktivering. Årsagen er, at store anlæg med høje start/stop omkostninger kan blive aktiveret og kun producere få MWh. I praksis forventes det, at denne eventuelle meromkostning vil udgøre en meget lille del af de samlede forventede omkostning, idet rådighedsbetalingen forventes at udgøre tæt på 100% af de samlede forventede omkostninger.

I nedenstående Tabel 3, nederste række er udarbejdet et taleksempel for illustration af aktiveringsrækkefølge for de aktører som i forbindelse med udbudsrunden fik tilslag på at levere strategisk reserve, jf. eksemplet med udgangspunkt i Tabel 1.

| Parameter | Produktionsenheder | | | | Forbrugsenheder | | | I alt, MW |
|---|--------------------|---------|---------|---------|-----------------|---------|---------|-----------|
| | Aktør A | Aktør B | Aktør C | Aktør D | Aktør E | Aktør F | Aktør G | |
| x Total effekt, MW | 250 | 50 | 40 | 25 | 8 | 6 | 4 | 383 |
| y Kapacitetsomkostning, DKK/MW per år | 250.000 | 200.000 | 100.000 | 140.000 | 27.000 | 30.000 | 42.000 | |
| z Start/stop omk., DKK per opstart | 300.000 | 50.000 | 30.000 | 25.000 | 15.000 | 10.000 | 4.000 | |
| p Variabel omk. DKK/MWh | 600 | 550 | 800 | 700 | 3.200 | 3.500 | 4.000 | |
| t Budpris, 1000 kr. ($y*x+(z+5*p*x)$) | 63.550 | 10.187 | 4.190 | 3.612 | 359 | 295 | 252 | |
| AO Aktiveringsomkostning, DKK/MWh ($(z/x)+p$) | 1.800 | 1.550 | 1.550 | 1.700 | 5.075 | 5.167 | 5.000 | |

Tabel 3: Fiktivt eksempel på beregning af aktiveringsomkostninger for syv aktører

Ved et aktiveringsbehov på 300 MW, vil leverandørerne blive aktiveret i følgende rækkefølge: C, A, G og F.

Aktiveringsvarsel

I lighed med andre aktører, som handler i day ahead markedet via børsen (fx Nord Pool Spot), varsles hver enkel aktør om aktivering umiddelbart efter spot-

priser og mængder er beregnet. Aktører, som udgør den strategiske reserve, varsles altså på samme måde som alle andre aktører, der handler på børsen.

3.2 Bod ved manglende levering

Ved manglende levering vil leverandøren få en bod efter en model bestående af to komponenter. Den første komponent udgøres af en ubalanceafregning efter de regler som gælder for de kommercielle balanceansvarlige aktører. Den anden komponent omhandler mistet rådighedsbetaling, der følger af, at aktøren ikke har været til rådighed.

Komponent 1: afregning af ubalancer

Som udgangspunkt kan manglende leverance sammenlignes med en almindelig aktørubalance, idet aktørplanen som traditionelt danner grundlag for ubalanceafregning svarer til den aktiverede reserve på Nord Pool Spot. Derfor defineres og opgøres manglende levering eller ubalance i komponent 1 som forskel mellem aktørplan (=tilslag i spot marked) og faktisk adfærd (produktion eller forbrug).

Derfor afregnes både for manglende levering, men også for en for høj levering, efter gældende regler for balanceafregning. Det betyder at aktøren på forbrugersiden i lighed med almindelige aktører kan have en *positiv nettoindtægt* ved afvigelser i aftalt levering (=ubalance), hvilket afhænger af aktørens retning på ubalancen sammenholdt med systemets samlede ubalance, dvs. hjælper aktøren systemet eller bidrager aktøren til systemubalance. For en udførlig beskrivelse af reglerne for balanceafregning henvises til Markedsforskrift C2, som findes tilgængelig på [Energinet.dks](http://energinet.dks) hjemmeside¹¹.

Komponent 2: Mistet rådighedsbetaling

Ubalanceafregning efter gældende regler er ikke tilstrækkelig til at sikre at reserven er til rådighed når behovet opstår. Indtjeningen fra rådighedsbeløbet er potentielt langt højere end udgiften ved afregning af ubalancer jf. komponent 1. Derfor implementeres en model hvor aktøren delvis mister rådighedsbetalingen hvis der ikke foregår leverance ved en hændelse med initial afkortning på spotmarkedet eller ved prøvestart, jf. afsnit 3.4. Manglende leverance defineres som:

Enten en situation hvor produktionsanlægget ikke fysisk leverer den aftalte mængde, eller forbrugsbud ikke fysisk reducerer forbruget uden en tillægsplan som er erhvervet gennem en handel i intraday markedet, i forlængelse af en initial afkortning på Nord Pool Spot. I tilfældet af en hændelse kan en forbrugsenhed opretholde forbruget, hvis der efterfølgende indkøbes i intraday markedet. Forbrugsenheden kan imidlertid ikke indkøbe i balancemarkedet, idet dette potentielt aktiverer den manuelle reserve. Netop at undgå aktivering af den manuelle reserve, i tilfælde af afkortning af købsbud på børsen, er formålet med indkøbet af strategisk reserve.

eller en situation hvor produktionsanlægget ved prøvestart forlangt af Energinet.dk ikke kan starte, eller forbrugsbud ikke er indgivet, som beskrevet i afsnit

¹¹

<http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/EI/Forskrift%20C2%20Balancemarkedet.pdf>

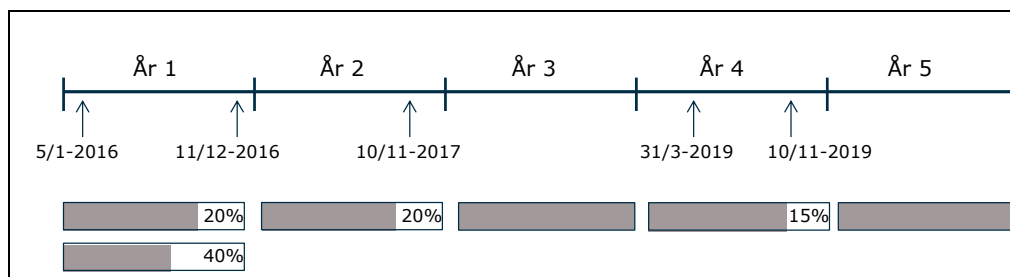
3.1. For reserve leveret på produktionsanlæg varsles prøvestart minimum 10 timer i forvejen.

Ved manglende fysisk leverance, enten i forbindelse med en hændelse eller ved prøvestart forlangt af Energinet.dk, mistes 20% af rådighedsbetalingen opgjort som betalingen svarende til et kalenderår eller fra sidste succesfulde start, hvis en sådan er forekommet i det pågældende år, således at:

- 1. hændelse i et givent kalenderår; 20% af året rådighedsbetaling mistes eller 20% af året rådighedsbetaling fra sidste succesfulde start i det pågældende år
- 2. hændelse i et givent kalenderår; 20% af året rådighedsbetaling mistes eller 20% af året rådighedsbetaling fra sidste succesfulde start i det pågældende år
- 3. hændelse i et givent kalenderår; aktøren udtræder af ordningen og mister hele rådighedsbetalingen fra det pågældende år.

Det betyder, at antallet af hændelser "nulstilles" ved overgang til et nyt kalenderår.

I nedenstående Figur 4 er et eksempel på en aktør som i to omgange mister rådighedsbetaling i 1. år (2016), dvs. 20% af hele året rådighedsbetaling og derefter yderligere 20% af årets rådighedsbetaling. I år 2 (2017): 20% ved én hændelse samt 15% ved én hændelse i 4. år, af den fem årige periode (2016-20) hvor den strategiske reserve indkøbes. I 3. og 5. år leveres fuldt ved alle hændelser.



Figur 4 Fiktivt eksempel på mistet rådighedsbetaling.

Mistet rådighedsbetaling på 15% i år 4 fremkommer således: D.31/3, eller efter at 25% af året er forløbet, forekommer en hændelse med initial afkortning på Nord Pool Spot. Aktøren leverer fuldt ud i denne situation og derfor ingen betydning for rådighedsbeløbet. Ved hændelsen den anden hændelse i år 4, d. 10/11 leverer aktøren imidlertid ikke, men da leverancen d. 31/3 var succesfuld mistes kun 20% af beløbet for perioden herefter (som udgør 75% af årets måneder), dvs. der mistes kun 20% af 75% svarende til 15% af hele året potentielle rådighedsbetaling.

Modellen er baseret på følgende overvejelser:

- Boden er den samme uanset hvornår på året hændelsen indtræffer indenfor et givent år, da "skaden" er den samme uanset om hændelsen indtræffer 2 dage eller 10 måneder inde i den årlige periode

- Boden begrænses til maksimum 1 års rådighedsbetaling for at begrænse aktørernes risiko og krav til betaling, samtidig med at bibeholde et økonomisk incitament til at være leveringsklar.
- Boden er begrænset til 20% af rådighedsbetalingen pr. år pr. hændelse hvor der ikke leveres. 20% (og ikke 100%) sikrer på den ene side at der er et incitament til at levere, og på den anden side bibeholdes incitament til fortsat at levere den resterende del af året, hvis der ikke leveres hvis den første hændelse indtræffer.

Manglende levering i tilfælde af en hændelse, hvor den manglende levering skyldes forhold som ligger udenfor leverandørens indflydelse (fx nedbrud i netelementer eller erklæring om nødforsyningssituation i gassystemet), udløser ikke en bod. Der er generelt tre forskellige situationer der gør, at en leverandør kan frigøres fra sin forpligtelse overfor køber (Energinet.dk). Hændelserne skal være upåregnelige for leverandør, hændelserne skal bevirke artsumulighed samt en ekstraordinær omstændighed, som har karakter af force majeure (en "ydre" omstændighed). Forståelsen af begrebet "udenfor leverandørens indflydelse" vil blive præciseret nærmere i forbindelse med udarbejdelse af udbudsmaterialet.

3.3 Tilladte ubalancer og udetid

Rådighedsbetalingen mistes efter ovenstående model hvis aktøren ikke fysisk leverer når behovet opstår eller ved prøvekørsel initieret af Energinet.dk. Der tillades dog afvigelser i levering og udetid uden at det får konsekvenser for rådighedsbeløbet. Baggrunden herfor er, at det naturligvis ikke er (fysisk) muligt, for en ejer af et kraftværk eller forbrugsenhed at garantere 100% leveringsikkerhed. Krav om dette vil medføre høj risiko og formentlig derfor medføre krav om uforholdsmæssig høj rådighedsbetaling.

Manglende leverance defineres som manko på 15% eller derover ved en hændelse og 80% eller derover ved en prøvestart. Det betyder således, at en aktør som fx aktiveres med 10MW reserve, men kun leverer 9 MW, ikke mister rådighedsbetalingen. Manglende leverance opgøres på timebasis som forskellen størrelsen på den aktiverede reserve (MWh/h) og den samlede mængde energi (MWh) leveret i en given time.

I relation til tilfældet med en hændelse: I så fald, at der er tale om to timer eller flere med afkorting i et givent driftsdøgn og en aktør fejler levering i flere eller alle timer, betragtes dette kun som én manglende leverance og dermed mistes kun 20% af det tilbageværende rådighedsbeløb. Der vil dog fortsat være en ubalanceafregning at opgøre.

Rådighedsbetalingen kan kun mistes hvis aktøren leverer mindre end der er aktiveret, ikke i tilfælde af for meget leveret. Hvis der leveres for meget indgår dette kun i den almindelige afregning af ubalancer. Drift af anlæg i timer mellem timer hvor der er tale om en hændelse, i et givent driftsdøgn, vil blive betragtet som almindelig ubalance. Drift udover denne situation, og hvor der ikke er tale om en hændelse, vil blive betragtet som kommerciel drift, hvilket ikke tillades.

Samtidig tillades en udetid, hvor udetid forstås som en periode hvor aktøren ikke kan levere reserven, hvis der indtræffer en hændelse med initial afkorting.

Der tillades at reserver ikke er til rådighed i op til 10% pr. år, hvor rådighed defineres som

- For forbrug: Indlevering af prisfleksible bud som beskrevet i afsnit 3.1
- For produktionsanlæg; faktisk fysisk start i de timer hvor der er initial afkortning eller muligheden for at starte ved prøvekørsel initieret af Energinet.dk

Aktøren skal varsle Energinet.dk mindst 72 timer i forvejen hvis anlægget ikke er til rådighed. En aktør kan kun varsle et anlæg ude i tilfælde af revision. Et anlæg kan ikke varsles ude i tilfælde af nedbrud. I så fald betales bod. Varsles en revision, kan Energinet.dk vælge, at give tilladelse til at værket ikke er til rådighed. Energinet.dk kan vælge, ikke at tillade, at værket ikke er til rådighed hvis det skønnes, at manglende rådighed medfører for stor risiko for forsynings-sikkerheden. Et anlæg som er varslet ude, står ikke til rådighed og kan således ikke miste rådighedsbetalingen, hvis der indtræffer en hændelse med afkortning.

Overskrides krav til maksimal udetid eller varsling betragtes det som manglende leverance jf. regler for mistet rådighedsbetaling. I tilfælde af anlæg meldes ude, kan den strategiske reserve ikke alternativt leveres fra andre produktions – eller forbrugsenheder – i så fald er additionalitetsprincippet ikke opfyldt, jf. afsnit 2.2.

3.4 Prøvekørsler af produktionsanlæg og stikprøver

En prøvekørsel kan initieres af enten Energinet.dk eller af leverandør (produktion). Omkostninger i forbindelse hermed afholdes af Energinet.dk, hvor omkostninger udgør start/stop og variable omkostninger og opgøres med udgangspunkt i de bud som leverandøren har afgivet i forbindelse med udbuddet.

En ejer af et produktionsanlæg kan frivilligt gennemføre det antal prøvekørsler anlægsejeren finder relevant for derved at sikre, at anlægget er driftsklart, men kan højst få dækket omkostninger til fire frivillige prøvekørsler per år.

Energinet.dk kan gennemføre prøvekørsler af produktionsanlæg og stikprøver af forbrugsbud indleveret til børsen i op til to gange årligt, for at verificere rådigheden af ressourcen. Prøvekørsel af produktionsanlæg vil varsles minimum 10 timer i forvejen. Stikprøver af forbrugsbud vil blive foretaget på bagkant af prisberegningerne. I udbudsbetingelserne vil proceduren for, hvordan prøvekørsel konkret skal foregå blive specificeret.

I lighed med en succesfuld leverance i forbindelse med en hændelse, "nulstilles" tiden hvorfra en eventuel bod beregnes, ved både succesfulde frivillige og af Energinet.dk initieret prøvekørsler. Det vil altså sige at tiden kan "nulstilles" i, i alt tre situationer:

- Ved årsskifte
- Ved succesfuld leverance i forbindelse med en hændelse
- Ved succesfuld leverance i forbindelse med en prøvekørsel uanset hvem der initierer prøvekørslen

I tilfælde af en ikke succesfuld leverance på produktionssiden "starter" udetiden. Det betyder, at en ny hændelse inden anlægget igen er oppe at køre, ikke udløser en bod. Anlæg som igen meldes til rådighed, skal verificeres ved en prøve-

kørsel (fejler denne også udløser det ikke en bod). Anlægget skal være driftsklart igen senest ved udløbet udetiden. I fald anlægget ikke er driftsklart igen inden udetiden udløber, betales en bod på 20% af den årlige rådighedsbetaling. Herefter har leverandøren en uge til at gøre anlægget driftsklart, verificeret med endnu en prøvekørsel. Fejler denne også mistes resten af året rådighedsbetaling og leverandøren udtræder af ordningen.

3.5 Brug af strategisk reserve i andre energi-og kapacitetsmarkeder

For aktører som leverer strategisk reserve gælder der begrænsninger for anvendelse af ressourcen til andre formål. For et produktionsanlæg gælder som udgangspunkt, at der ikke kan leveres i spotmarkedet udover leverancer som strategisk reserve. Baggrunden herfor er, at et anlæg som modtager kapacitetsbetalingen kan agere konkurrenceforvridende i forhold til andre anlæg, som skal oppebære indtjening udelukkende baseret på spotprisen. Det kan medføre crowding out af det kommercielle anlæg, hvorfor der er risiko for at den strategiske reserve ikke medfører mere kapacitet (produktion/forbrug) i elsystemet samlet set.

Overvejelse om alternativ anvendelse i andre energi – og kapacitetsmarkeder end spotmarkedet, handler om at vurdere om leverance fra en ressource, som alligevel er tilgængelig i systemet (gevinst), kan tillades uden at rådighedsbetalingen medfører konkurrenceforvridning (tab) i disse markeder. Altså: Kortsigtet økonomisk efficiens vs. konkurrenceforvridning.

Modellen indebærer, at der ikke kan tillades anden anvendelse end som strategisk reserve på Spotmarkedet og som frivilligt bud på regulerkraftmarkedet med en budpris svarende til maksimalprisen på 5.000 €/MWh. Det betyder således, at reserven kun kan anvendes i regulerkraftmarkedet, når alle andre (kommercielle) bud er udnyttet. Produktionsressourcer kan ikke anvendes i intraday markedet, da dette er karakteriseret ved bilaterale handler og det dermed ikke kan sikres at reserven først aktiveres efter sidste kommercielle bud. Forbrugsressourcer kan derimod godt indkøbe energi i intraday markedet jf. tidligere afsnit.

Enheder der indgår i den strategiske reserve kan ikke anvendes som primær, sekundær eller manuel reserve, da det ganske enkelt ikke er muligt at levere en kapacitetsoption på mere end et marked. Ovenstående krav og overvejelser er gengivet i nedenstående Tabel 4.

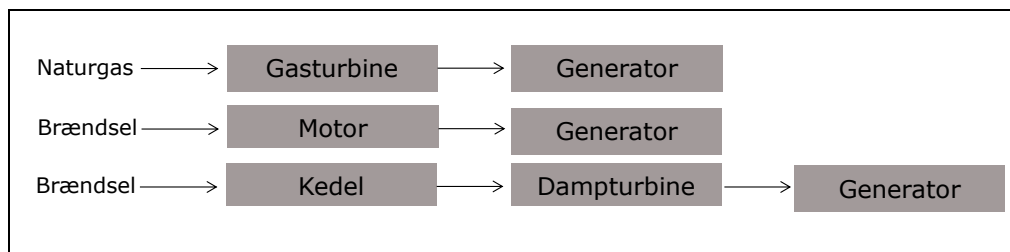
| | Tillade anden deltagelse | Økonomisk efficiens forbedring | Konkurrenceforvridding |
|------------------------|--------------------------|---|--|
| Spot marked | Nej | Formentlig ingen; ressource har høje MC og vil alligevel blive aktiveret i relevant situation | Crowding out af kommerciel produktion, additionalitetsprincippet ikke opfyldt |
| Frivillig regulerkraft | Ja | Formentligt ja, hvis alternativet er black out, men bud gives efter samme princip som i spot, dvs. maks. pris på 5.000 €/MWh | Minimalt, som følge af bud til maksimalpris (meget høje bud) |
| Intraday | Nej | Formentlig nej; bilateral handel, TSO kan derfor ikke styre budgivning En forbrugsenhed kan dog i tilfælde af afkortning købe ind i intraday markedet, men ikke balance markedet | Ja, hvis budgivning er baseret på omkostningsprofil e.l. i stedet for maksimalpris |
| Primær reserve | Nej | Giver ikke mening, kan ikke deltage med optionsbetaling to steder, især ikke sekundær reserve | Ja, da kapacitetsomkostning er dækket i markedet for strategisk reserve |
| Sekundær reserve | Nej | | |
| Manuel reserve | Nej | | |

Tabel 4: Mulighed for alternativ anvendelse af strategisk reserve

4. Appendiks

4.1 Uddybning af tekniske definitioner

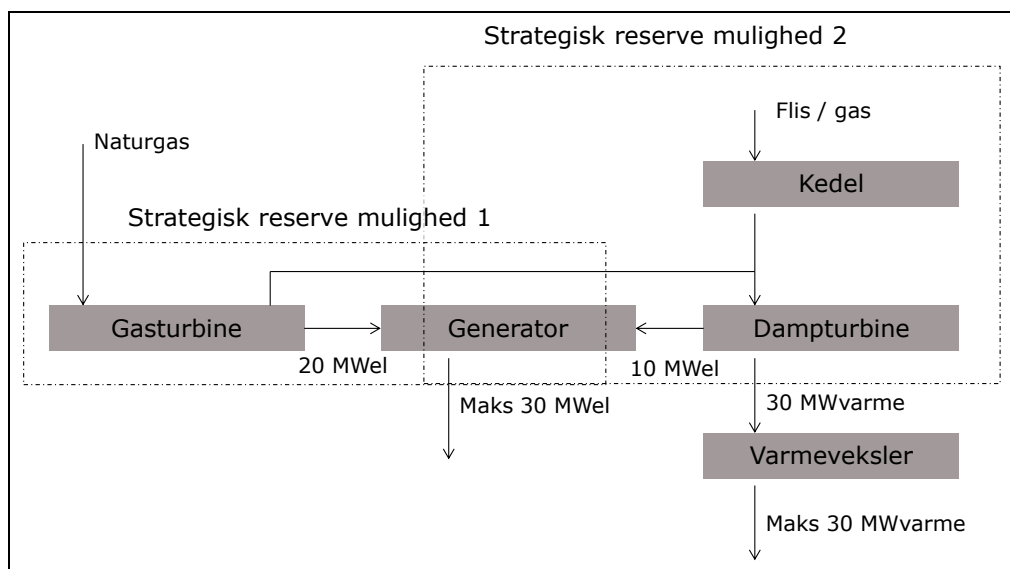
Af hensyn til at opfylde kravet om additionalitet kræver Energinet.dk at ressourcer på produktionssiden leverer bud svarende til den maksimalt mulige effekt (Maks. effekt) fra en given forsyningslinje i kraftværksblokken på et givent tidspunkt. En forsyningslinje i et kraftværk, der drives med en form for afbrænding af en primær energiressource, defineres som følge: linjen der går fra indfyring af brændslet i enten en gasturbine, forbrændingsmotor eller en kedel/damp turbine, jf. nedenstående figur:



Maks. effekt er således ikke defineret som generatorens mærkeplade effekt, men med udgangspunkt i det "det svageste led i kæden", hvorfor det tillades at selve generatoren har en større effekt end den, som kan udnyttes. Maks. effekt opgøres ikke med udgangspunkt i en teknisk beskrivelse og verifikation af forsyningslinjen, men skal blot oplyses af anlægsejer i forbindelse med bud. Det betyder i praksis at en budgiver / anlægsejer kan indgive et bud, med udgangs-

punkt i en bestemt forsyningslinje, der er lavere end maks. effekt. Budgiveren er dog begrænset til aldrig at producere mere end den oplyste maks. effekt. At Energinet.dk tillader bud lavere end maks. effekt betyder dog ikke, at der kan indleveres to bud fra samme forsyningslinje.

For et combined cycle anlæg (CC) gælder, at der kan være tale om to forsyningslinjer i en given kraftværksblok. Her består den ene linje af en gasturbine, som driver en generator, med indfyring af naturgas. Den anden linje består af en dampturbine som driver en generator, med indfyring af brændsel i en kedel. Udstødningsgassen fra gasturbinen kan sammen med kedlen benyttes til at producere damp til brug i dampturbinen. De to forsyningskæder kan have hver sin generator eller dele generator. Nedenstående figur illustrerer et typisk CC anlæg, som potentielt også kan levere varme til industrielle processer eller rumvarme.



Fra dette kraftværk er der to muligheder for levering af strategisk reserve, hvis den ene linje fortsat vil friholdes til kommerciel drift. I dette tilfælde kan den ene forsyningslinje udgøre den strategiske reserve, fx gasturbinen (strategisk reservemulighed 1). Den strategiske reserve er således 20 MW, selvom generatorens mærkeplade effekt er 30MW. Dampturbinen benyttes på kommercielle vilkår, hvor gasturbinen er reserveret til strategisk reserve. Det betyder, at der aldrig kan leveres mere end 10 MWh/h på kommercielle vilkår. I praksis betyder det, at anlægsejeren selv kan bestemme, hvordan han/hun i praksis vil producere elektricitet, hvorfor gasturbinen kan benyttes. Det afgørende er blot, at der aldrig produceres mere end 10 MWh/h på kommercielle vilkår. Kun i tilfælde af afkortning på børsen (hvor reserven aktiveres), må produktionen overstige 10 MWh/h. Det har således også som logisk konsekvens, at anlægsejeren kan opretholde koblingen mellem de to forsyningslinjer, nemlig at gasturbines udstødningsgas kan byttes til produktion af damp til brug i dampturbinen.

Anlægsejeren kan alternativt vælge at benytte strategisk reservemulighed 2. I praksis betyder det blot, at anlægsejeren vælger at udbyde 10 MW som strategisk reserve og 20 MW forsat drives på kommercielle vilkår.