

ENERGINET

Energinet.dk
Tonne Kjærvej 65
DK-7000 Fredericia

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

Dato:
1. november 2022

VEJLEDNING TIL FORSKRIFT C2

BALANCEMARKED OG BALANCEAFREGNING

Publikationsdato: 1. november 2022

INDHOLD

1. Vejledningens formål	4
2. Regulerkraft.....	5
2.1 Formål.....	5
2.2 Ansvarlige aktører.....	5
2.3 Påvirkede aktører	5
2.4 Tidsfrister.....	5
2.5 Beskrivelse	5
2.5.1 Deltagelse på regulerkraftmarkedet	5
2.5.2 Krav til regulerkraftbud	6
2.5.3 Aktivering af regulerkraftbud	6
2.5.4 Definition af op- og nedreguleringstimer	7
2.5.5 Prissætning af regulerkraft	7
2.5.6 Specialregulering	9
2.5.7 Afregning med leverandører af regulerkraft	9
2.6 Referencer	9
2.6.1 Regler.....	9
2.6.2 Øvrige henvisninger.....	9
3. Balancekraft	10
3.1 Formål.....	10
3.2 Ansvarlige aktører.....	10
3.3 Påvirkede aktører	10
3.4 Tidsfrister	10
3.5 Beskrivelse	10
3.5.1 Opgørelse af afregningsgrundlag	10
3.5.2 Planer for forbrug, handel og produktion (aktørplaner)	10
3.5.3 Registrering af forbrug og produktion.....	11
3.5.4 Opgørelse og afregningsgrundlag - aftag af balancekraft	11
3.5.5 Prissætning af balancekraft.....	11
3.5.6 Afregning af balancekraft	11
3.5.7 Afregning af effektubalancer	12
3.6 Referencer	13
3.6.1 Regler.....	13
3.6.2 Øvrige henvisninger.....	13
4. Særaftaler	14
4.1 Formål.....	14
4.2 Ansvarlige aktører.....	14
4.3 Påvirkede aktører	14
4.4 Tidsfrister.....	14
4.5 Beskrivelse	14
4.5.1 Afregning af ubalancer mod nabosystemansvarlige	14
4.6 Referencer	14
4.6.1 Regler.....	14

5. Force Majeure	15
5.1 Formål.....	15
5.2 Ansvarlige aktører.....	15
5.3 Påvirkede aktører	15
5.4 Tidsfrister	15
5.5 Beskrivelse	15
5.6 Referencer	15
5.6.1 Regler.....	15
Bilag 1 – Eksempler på fastsættelse af reguleringsretning og -pris....	16

1. Vejledningens formål

Denne vejledning uddyber reglerne i forskrift C2.

Denne vejledning er hovedsageligt aktuel for balanceansvarlige aktører, der har indgået aftale med Energinet, og dermed varetager balanceansvaret for et givet produktionsapparat, forbrug eller handel overfor Energinet.

Vejledningen er opbygget med kapitler, som hver især danner individuelle vejledninger til de enkelte kapitler i forskriften.

I tilfælde af afvigelser mellem forskriften og denne vejledning er forskriften gældende.

2. Regulerkraft

2.1 Formål

Dette kapitel giver en generel beskrivelse af regulerkraftmarkedet samt, hvad der skal til for at deltage på regulerkraftmarkedet.

2.2 Ansvarlige aktører

Energinet

- Definerer regler og vilkår for deltagelse i regulerkraftmarkedet, og forestår afregningen af regulerkraft.

Balanceansvarlig aktør

- Indsender bud til regulerkraftmarkedet og forestår aktiveringen.

2.3 Påvirkede aktører

Balanceansvarlig aktør

- Modtager afregning af regulerkraft.

2.4 Tidsfrister

Priser og mængder for regulerkraft kan ændres indtil 45 minutter før driftstimen.

2.5 Beskrivelse

Det er Energinets opgave at sikre den fysiske balance i systemet, herunder at minimere utilsigtede ubalancer mod naboområderne i overensstemmelse med gældende aftaler.

Energinet indgår i et fælles nordisk regulerkraftmarked, der fungerer efter samme grundlæggende principper som spotmarkedet. I regulerkraftmarkedet dannes således en markedspris ("RK-pris") time for time, der er ens i alle elspotområder med mindre, der opstår flaskehalse.

RK-prisen er en afgørende parameter ved fastsættelsen af prisen for balancekraft.

2.5.1 Deltagelse på regulerkraftmarkedet

Deltagelse på regulerkraftmarkedet kræver, at aktøren har indgået "Aftale om balanceansvar" med Energinet.

Deltagelsen kan finde sted efter to forskellige modeller:

1. Aktøren kan på baggrund af Energinets udbud om systemtjenester og reguleringsreserver indgå aftale om at stå til rådighed med manuelle reserver. En sådan aftale forpligter aktøren til at afgive regulerkraftbud med en nærmere angivet størrelse i en nærmere aftalt periode. Til gengæld får aktøren en rådighedsbetaling udover energibetalingen ved aktivering (reservemarkedet).
2. Aktøren kan undlade at indgå en sådan aftale og i stedet afgive regulerkraftbud, når han finder det attraktivt. I dette tilfælde opnås ikke rådighedsbetaling, men alene energibetaling ved aktivering.

Ved model 1. indgås en bilateral aftale mellem aktøren og Energinet, der nærmere fastsætter vilkårene for at opnå rådighedsbetaling mv.

Ved begge modeller sker budgivning, aktivering og afregning af energibetaling og ubalancer i henhold til forskrift C2.

2.5.2 Krav til regulerkraftbud

Regulerkraftbud skal indsendes til Energinet, der indmelder budene til den fælles IT-plattform for det nordiske regulerkraftmarked, NOIS¹. Regulerkraftbud skal opfylde følgende betingelser:

- Buddene skal indsendes til Energinet og de kan indsendes for hele driftsdøgnet. De anmeldte priser og mængder kan - på initiativ af aktøren - ændres indtil 45 minutter før kommende driftstime, regnet fra modtagelsestidspunktet hos Energinet.
- Det skal fremgå, hvilke priser (kr./MWh eller €/MWh) og mængder (MW), der er budt ind for det kommende driftsdøgn - time for time - separat for opregulering og nedregulering.
- Et bud skal minimum omfatte 5 MW og maksimum 50 MW. Et regulerkraftbud kan dække over enten ét anlæg eller grupper af mindre anlæg/installationer.
- Opregulering indikeres med positive værdier, nedreguleringsmængder anføres med negativt fortegn.
- Et bud skal kunne aktiveres fuldt ud på maksimum 15 minutter fra besked om aktivering er modtaget hos aktøren.
- Minimumsprisen for opregulering i en given time er området elspotpris. Maksimumsprisen for nedregulering i en given time er området elspotpris.
- Den maksimale tilbudspris for opregulering er 10.000 EUR/MWh (~ 75.000 krMWh).
- Minimumstilbudsprisen for energibud er ligeledes -10.000 EUR/MWh (~ 75.000 krMWh).

Det gælder, at for aktører, som har forpligtiget sig til at levere systemtjenester og reguleringsreserver jf. ovenfor, skal første bud, minimum svarende til reserveforpligtigelsen, indsendes til Energinet senest kl. 17.00 dagen før driftsdøgnet.

I særlige situationer kan Energinet aktivere regulerkraftbud flere timer frem. Når et bud på denne måde er antaget, kan prisen for den reservede mængde ikke senere ændres af den/de pågældende leverandører.

Herudover skal et regulerkraftbud indeholde en række parametre til præcis identifikation af leverandør og budreference, jf. Energinets forskrift C3.

Ved ekstraordinært behov for regulering, som overskrider de indmeldte bud, kan Energinet indkalde yderligere tilbud. Bud med specielle restriktioner i tid og mængde håndteres separat, jf. § 4 i forskrift C2 og afsnit 2.5.5 nedenfor vedrørende prissætning af regulerkraft.

2.5.3 Aktivering af regulerkraftbud

Aktiveringen af regulerkraftbud efter den fælles nordiske regulerkraftliste sker normalt i prisordnet rækkefølge.

Det vil altid være Energinet, der aktiverer regulerkraftbud i Danmark, uanset hvorfra reguleringsbehovet stammer.

¹ Nordic Operational Information System - en fælles platform, som indeholder alle regulerkraftbud fra leverandører i Norge, Sverige, Finland og Danmark.

Meddelelser om op- og nedregulering effektueres enten ved planbestilling, baseret på en 5-minutters effektplan fremsendt af Energinet til aktøren, eller ved direkte aktivering uden planudveksling, jf. Energinets forskrift C3.

Uanset aktiveringsmetode omregnes aktørens forpligtelser til en tillægsplan bestående af 24 MWh/h-forpligtelser. Tillægsplanen i kombination med det antagne pristilbud for reguleringen går til afregning.

Det kan undertiden være nødvendigt at overspringe bud på regulerkraftlisten. Det gælder i følgende tilfælde:

- Regulerkraftbud, som på grund af en flaskehals ikke kan aktiveres.
- Regulerkraftbud, der ikke kan håndteres indenfor de gældende handelsbetingelser mellem de nordiske systemansvarlige virksomheder.

Herudover kan overspringelse af bud komme på tale i forbindelse med specialregulering, jf. afsnit 2.5.6 nedenfor.

2.5.4 Definition af op- og nedreguleringstimer

Det er summen af aktiverede bud på NOIS-listen, der afgør, om der i den pågældende time samlet har været op- eller nedregulering eller ingen regulering.

Det er altså ikke det lokale behov, der bestemmer reguleringsretningen, men summen af den samlede nettoregulering i det nordiske område. Ved både op- og nedregulering i given driftstid, er det nettoenergien af den aktiverede regulerkraft, der entydigt bestemmer reguleringsretningen i den pågældende time.

I tilfælde af flaskehalse mellem elspotområder i driftstimen, kan reguleringsretningen blive forskellig i de forskellige elspotområder.

I bilag 1 er vist nogle eksempler på, hvorledes reguleringsretning og -pris bestemmes i udvalgte situationer.

2.5.5 Prissætning af regulerkraft

Regulerkraftprisen (RK-prisen) i det fællesnordiske regulerkraftmarked fastsættes efter marginalprisprincippet, og beregnes for hver time i alle elspotområder. RK-prisen sættes derfor normalt til prisen for det sidst aktiverede bud på den fælles regulerkraftliste, NOIS, medmindre der er flaskehalse eller problemer af anden art, der hindrer fri udveksling af regulerkraft mellem elspotområderne.

For Danmark gælder følgende regler:

- Kun regulerkraftbud, der indsendes uopfordret til Energinet af de foreskrevne kanaler, og er velspecificerede med hensyn til pris og mængde, sendes videre til NOIS og kun disse bud kan påvirke reguleringsretning og -pris.
- Bud med specielle restriktioner i tid, mængde og aktiveringsform, kan aktiveres under særlig omstændigheder og afregnes da til aktørens tilbudte pris (pay-as-bid).

Som eksempler på specielle bud kan nævnes regulerkraftbud fra aktører syd for den dansk-ty-ske grænse, hvor pris og aktivering foregår efter særlig aftale. Herudover kan nævnes regule-ring efter nødbereidskabsplanen DAVS (Decentral Varslingsystem). Sådanne bud sendes ikke videre til NOIS-listen, og påvirker dermed ikke RK-prisen eller balancekraftprisen.

- Pay-as-bid anvendes endvidere som afregningsprincip, hvor det direkte er aftalt med leverandøren i henhold til gældende kontrakt.
- For, at et regulerkraftbud i en given driftstime kan blive prisbestemmende for timen, skal reguleringen have haft en varighed på mindst 10 sammenhængende minutter i den pågældende time.

Hvis aktiveringen af et givet regulerkraftbud har været mindre end 10 minutter, afregnes det pågældende bud til den tilbudte pris (pay-as-bid).

2.5.5.1 Prissætning uden flaskehals

For hver time bestemmes RK-prisen i alle elspotområder. RK-prisen sættes til prisen for det sidst aktiverede bud i den prisordnede regulerkraftliste, NOIS.

Det er dermed det dyreste aktiverede regulerkraftbud i Norden, der sætter den fælles pris på regulerkraft i alle elspotområder, så længe der ikke er flaskehalse.

2.5.5.2 Prissætning ved flaskehals

Der er flaskehals i mellem elspotområderne, når det ikke er muligt at udføre balanceregulerin-ger efter den fælles regulerkraftliste, uden at fravige fra den normale prisrækkefølge i listen - dvs. nogle af buddene er hoppet over.

Flaskehalse til eller fra et elspotområde, som opstår på grund af en ubalance inde i det pågæl-dende elspotområde, giver et opdelt regulerkraftmarked, hvorved det område, der oplever fla-skehalsen, får egen RK-pris.

Når der i driftstimen opstår flaskehals mellem elspotområder, og dette betyder, at et reguler-kraftbud i ét område ikke kan aktiveres, vil det aktuelle område få egen RK-pris. Denne pris be- stemmes af det sidst aktiverede fra den fælles regulerkraftliste inden flaskehalsen opstod. For de øvrige elspotområder fastsættes RK-prisen som det sidst aktiverede bud fra den fælles re- gulerkraftliste.

På tilsvarende vis håndteres regulerkraftbud, hvis der overspringes bud på NOIS-listen som følge af begrænsninger i handelsmulighederne imellem de nordiske systemansvarlige virksom- heder.

2.5.5.3 Op- og nedregulering i samme time

Såfremt der i en driftstime er aktiveret både op- og nedreguleringsbud, afregnes begge typer regulerkraftbud til marginalpris.

Hvis der samlet har været opregulering i timen, mens der i Energinets område har været akti- veret nedreguleringsbud, afregnes nedreguleringsbuddene til marginalpris (RK-pris) for nedre- gulering, mens opreguleringsbuddene afregnes til marginalpris (RK-pris) for opregulering.

Hvis der samlet har været nedregulering i timen, mens der i Energinets område har været aktiveret opreguleringsbud, afregnes opreguleringsbuddene til marginalpris (RK-pris) for opregulering, mens nedreguleringsbuddene afregnes til marginalpris (RK-pris) for nedregulering.

2.5.6 Specialregulering

Specialregulering forekommer, når Energinet foretager en specifik udvælgelse af regulerkraftbud til op- eller nedregulering uden hensyntagen til den normale prisrækkefølge. Dette kan ske enten som følge af flaskehalse i eget net, ved flaskehalse/begrænsninger i transmissionsnettet i naboerområder eller ved test og uvarslet afprøvning af reserveanlæg. Regulerkraftbud, anvendt til specialregulering, afregnes til den tilbudte pris (pay-as-bid).

Reglen om pay-as-bid i forbindelse med specialregulering gælder kun, hvis det har været nødvendigt at overspringe bud på NOIS-listen for at foretage den nødvendige regulering. Hvis det efter driftstimens udløb viser sig, at der ikke er sprunget bud over i den prisordnede NOIS-liste, afregnes den foretagne specialregulering til områdets RK-pris.

2.5.7 Afregning med leverandører af regulerkraft

Hver gang, Energinet udsteder en effektplan over for en aktør eller foretager direkte aktivering, omregnes rekvisitionen samtidig til en tillægsplan. Efter udløbet af driftsdøgnet foreligger der således en tidsserie (24 MWh/h-værdier), der viser aktørens samlede forpligtelser i medfør af aktiverede regulerkraftbud.

Senest kl. 12.00 dagen efter driftsdøgnet udsender Energinet en opgørelse til aktøren, der viser, hvad Energinet mener, der er reguleret og til hvilken pris.

Senest kl. 16.00 første arbejdsdag efter driftsdøgnet skal aktøren gøre opmærksom på eventuelle uoverensstemmelser mellem Energinets opgørelse og aktørens egen opgørelse. Eventuelle tvister, som ikke er afklaret inden dette tidspunkt, vil blive behandlet uden for det normale regulerkraftregnskab.

I tilfælde af, at aktøren kan påvise betydelige fejl i regulerkraftopgørelsen efter udløbet af den ordinære deadline, vil fejlen blive korrigeret i forbindelse med den ordinære månedsafregning eller korrektionsafregningen, jf. Energinets forskrift D1.

Fakturering/kreditering af regulerkraft sker én kalendermåned ad gangen, jf. kapitel 3.

2.6 Referencer

2.6.1 Regler

- Forskrift C2: Balancemarked og balanceafregning - Kapitel 2, Regulerkraft, §§ 2-4.

2.6.2 Øvrige henvisninger

- Forskrift C3: Planhåndtering – daglige procedurer
- Forskrift D1: Afregningsmåling

3. Balancekraft

3.1 Formål

Dette kapitel beskriver, hvorledes balancemarkedet er organiseret, herunder specificeres reglerne for afregning af regulerkraft og balancekraft.

3.2 Ansvarlige aktører

Energinet

- Energinet opgør afregningsgrundlaget for effektubalancer og forestår effektubalanceafregningen.

Balanceafregningsansvarlige

- Den balanceafregningsansvarlige aktør, eSett, opgør afregningsgrundlaget for ubalancer og forestår ubalanceafregningen.

3.3 Påvirkede aktører

Balanceansvarlige

- Balanceansvarlige aktører modtager afregning af ubalancer.

3.4 Tidsfrister

Ubalancer afregnes på månedsbasis.

3.5 Beskrivelse

3.5.1 Opgørelse af afregningsgrundlag

Afregningsgrundlaget for balancekraften udgøres af indmeldte handler og af de måleværdier, der skal til for at opgøre de balanceansvarlige aktørers forbrug og produktion.

3.5.2 Planer for forbrug, handel og produktion (aktørplaner)

Aktørplaner består af (op til) tre elementer:

- Den oprindelige aktørplan, indsendt af aktøren og godkendt af Energinet dagen før driftsdøgnet.
- Justeringer af aktørplanen, indsendt af aktøren og godkendt af Energinet i løbet af driftsdøgnet som følge af intraday handel.
- Tillægsplan i overensstemmelse med den regulering, som Energinet har aktiveret hos aktøren, jf. kapitel 2.

3.5.2.1 Køreplaner fra balanceansvarlige aktører

I tillæg til aktørplanerne skal produktionsbalanceansvarlige aktører og forbrugsbalanceansvarlige aktører med regulerbart forbrug til enhver tid oplyse Energinet om forventet drift af deres anlæg/installationer i form af 5-minutters effektplaner. En samling af en aktørs effektplaner udgør en køreplan.

Den første køreplan skal være Energinet i hænde senest kl. 17.00 dagen før driftsdøgnet, og køreplanerne skal opdateres igennem driftsdøgnet, jf. forskrift C3.

Balanceansvarlige aktører med ansvar for flere produktionsanlæg har i løbet af driftsdøgnet mulighed for omdisponering mellem de enkelte anlæg inden for den samlede produktionsplan. Sådanne omdisponeringer skal meddeles Energinet i form af nye køreplaner.

3.5.3 Registrering af forbrug og produktion

Netvirksomheder eller disses måleoperatører indsender efter driftsdøgnet de godkendte registreringstidsserier - enkeltmålinger og aggregerede måleserier - i det omfang, det er aftalt mellem den systemansvarlige virksomhed og de måleansvarlige aktører.

Det totale omfang af registreringstidsserier skal sikre, at produktion og forbrug kan opgøres hver for sig.

For de nærmere regler omkring registrering af forbrug og produktion henvises til forskrift D1.

3.5.4 Opgørelse og afregningsgrundlag - aftag af balancekraft

Når alle registreringstidsserier er indkommet, opgøres aktørens køb eller salg af balancekraft separat for Øst- og Vestdanmark. Ubalancerne i hvert område opgøres efter følgende retningslinjer:

PRODUKTION, FORBRUG & HANDEL

Ubalance = registreret produktion - registreret forbrug + handelsplan

Fortegnskonventionen er, at handelsplaner har et positivt fortegn for køb (energi til området) og negativt fortegn for salg (energi ud af området).

Hvis ubalancen er positiv, har det faktiske forbrug været mindre end det planlagte. Den balanceansvarlige aktør er dermed årsag til et nedreguleringsbehov.

Hvis ubalancen er negativ, har det faktiske forbrug været større end det planlagte. Den balanceansvarlige aktør er dermed årsag til et opreguleringsbehov.

Udover ubalancer på timebasis, afregnes aktører, der varetager balanceansvar for regulerbar produktion i Vestdanmark også for eventuelle effektubalancer. For gennemgang af effektubalanceafregningen henvises til afsnit 3.5.7 nedenfor.

3.5.5 Prissætning af balancekraft

I det nordiske elbørsområde afregnes alt balancekraft efter etprismodellen. I Energinets område anvendes - som i det øvrige Norden - etprismodellen ved afregning af forbrugs-, produktions-, og handelsubalancer.

ETPRISMODELLEN:

1. Ubalancer, uanset retning, afregnes til områdets RK-pris.

I timer uden aktiv regulering (ingen regulering) er der stadig et regnskab at gøre op. Nogle aktører vil have positive ubalancer, andre negative ubalancer. Afregningen forstås også i dette tilfælde. Udvekslingen af balancekraft mellem aktører i dette tilfælde foregår til områdets elspotpris, uden dækningsbidrag til Energinet.

3.5.6 Afregning af balancekraft

Den balanceafregningsansvarlige gennemfører balanceafregningen over for balanceansvarlige aktører samlet set for produktion, forbrug og handel hvis relevant. En balanceansvarlig aktør, der har ansvaret for både produktion og forbrug, vil således modtage én samlet timeopdelte balanceopgørelser pr. døgn.

3.5.6.1 Opgørrutiner og information

De måleansvarlige sikrer indsendelse af godkendte registreringstidsserier for forbrug og produktion til Energinet senest kl. 10.00 tredje arbejdsdag efter driftsdøgnet, jf. forskrift D1.

I normalsituationer vil Energinet inden kl. 16.00 den 6. arbejdsdag efter driftsdøgnet udsende foreløbige balanceopgørelser til de godkendte balanceansvarlige aktører med en timevis opgørelse af ubalancerne i MWh. Opgørelsen omregner endvidere ubalancerne i MWh til kroner på baggrund af den timevise opgørelse af priserne for balancekraft.

Endelige balanceopgørelser pr. døgn udsendes umiddelbart efter 1. refiksering, som startes 5. arbejdsdag efter driftsmånedens jf. forskrift D1.

Rapporterne udsendes på opfordring til de balanceansvarlige aktører via e-mails i Ediel-format. Balanceansvarlige aktører kan endvidere downloade rapporterne i PDF-format via Energinets selvbetjeningsportal.

3.5.6.2 Betalingsterminer

Fakturering eller kreditering af regulerkraft og balancekraft sker for en kalendermåned af gangen. Afregningsgrundlaget dannes på baggrund af de endelige balanceopgørelser.

Et forfaldent beløb skal med valør være indsat på Energinets konto den 25. i måneden. Er denne dato ikke en bankdag, forfalder betalingen den førstkommende bankdag.

Energinet udbetaler den 25. i måneden efter den aktuelle afregningsmåned er slut. Er denne dato ikke en bankdag, sker udbetalingen den førstkommende bankdag.

Hvis der sendes mere end én faktura/kreditnota til samme balanceansvarlig, fx for forbrug og for produktion, gennemføres der nettobetaling, medmindre der aftales andet. Har den balanceansvarlige penge til gode hos Energinet, udbetales dette i ét nettobeløb.

Energinet kan i særlige tilfælde overgå til hyppigere fakturering, herunder daglig fakturering.

3.5.7 Afregning af effektubalancer

Ud over afregning af balancekraft på timebasis, afregnes balanceansvarlige aktører med ansvar for regulerbar produktion i Vestdanmark derudover for eventuelle effektubalancer.

Der er i virkeligheden tale om kvartersbaseret balanceregning af produktion. For en nærmere gennemgang af afregningsmodellen henvises til Energinet-notat, ELT2004-230 "Todelt balanceafregning".

3.5.7.1 Afregningsgrundlag

Energinet gennemfører en afregning af effektubalancer hos de balanceansvarlige aktører baseret for forskellen mellem:

- Senest indleverede effektplaner inden driftsøjeblikket omregnet til kvarters-energi.
- Den målte produktion på kvartersbasis, som indberettes af netvirksomhederne efter driftsdøgnet.

Det er summen af alle aktørens effektplaner, der indgår som den ene del af afregningsgrundlaget. Den anden del udgøres af kvartersregistreringer, som summeres for alle aktørens anlæg. På dette grundlag beregnes kvarter for kvarter forskellen mellem sumeffektplan og summålinger. Hvis afvigelsen er større end 2,5 MWh pr. kvarter, afregnes den del af afvigelsen, der lægger ud over 2,5 MWh pr. kvarter.

Der er med andre ord indført et "dødbånd" ved effektubalanceafregningen på 2,5 MWh pr. kvarter, der modsvarer en bagatelgrænse på +/-10 MW.

3.5.7.2 Afregningspriser

I afregningen af effektubalancer indgår to sæt priser:

- Op- og nedreguleringspriser for sædvanlig balancekraft (BALop og BALned) samt
- Op-nedreguleringspriser for brug af automatisk reserve (AUTop og AUTned).

Balancekraftpriserne kan følges på Nord Pool Spots hjemmeside, mens energipriserne for brug af automatiske reserver p.t. er fastsat til områdeprisen i DK1 +/-100 kr./MWh. Begge prissæt fastsættes på timebasis.

Afregning af effektubalancer gennemføres til forskellige priser afhængig af størrelsesforholdet mellem aktørplan, effektplan og måling i et givet kvarter, jf. nedenstående oversigt:

1. Hvis Måling > Effektplan > Aktørplan → (Måling-Effektplan) x (BALned - AUTned)
2. Hvis Effektplan > Måling > Aktørplan → (Måling-Effektplan) x (BALned - AUTop)
3. Hvis Måling > Aktørplan > Effektplan → (Måling-Effektplan) x (BALop - BALned)
4. Hvis Aktørplan > Effektplan > Måling → (Måling-Effektplan) x (BALop - AUTop)
5. Hvis Aktørplan > Måling > Effektplan → (Måling-Effektplan) x (BALop - AUTned)
6. Hvis Effektplan > Aktørplan > Måling → (Måling-Effektplan) x (BALned - BALop)

Kun den del af afvigelsen, der ligger uden for dødbåndet på 2,5 MWh/kvarter, går til afregning. Som nævnt fastsættes priserne på timebasis, mens ubalancerne opgøres på kvartersbasis. De fire kvartersafvigelser inden for én time multipliceres derfor med samme afregningspriser, gældende for den pågældende time.

Hvis afregningspriserne (BALned - AUTned henholdsvis AUTop - BALop) i en given time bliver negative, erstattes værdierne af 0 kr./MWh.

Afregning af effektubalancer vil enten være omkostningsneutral for aktøren eller optræde som en udgift. Det skyldes, at effektubalanceafregningen indgår som en korrektion til den ordinære balanceafregning. Effektubalanceafregningen skal tage højde for, at en andel af aktørens samlede ubalance (forskellen mellem effektplan og måling) skal afregnes til mindre fordelagtige priser (priser for brug af automatiske reserver) end sædvanlige balancekraftpriser.

3.5.7.3 Fakturering

Fakturering af effektubalancer gennemføres månedligt som led i den ordinære balanceafregning. Faktureringsgrundlaget for effektubalancer vil fremgå af separat bilag, som fremsendes til de balanceansvarlige aktører.

3.6 Referencer

3.6.1 Regler

- Forskrift C2: Balancemarked og balanceafregning – Kapitel 3, Balancekraft, §§ 5-10.

3.6.2 Øvrige henvisninger

- Forskrift D1: Afregningsmåling.

4. Særaftaler

4.1 Formål

Dette kapitel beskriver, hvorledes afregning på udlandsforbindelserne håndteres.

4.2 Ansvarlige aktører

Energinet

- Beskriver de gældende særaftaler.

4.3 Påvirkede aktører

Balanceansvarlig aktør

- Der gælder særlige vilkår for den balanceansvarlige aktør, Stadtwerke Flensburg.

4.4 Tidsfrister

Der er ingen tidsfrister.

4.5 Beskrivelse

4.5.1 Afregning af ubalancer mod nabosystemansvarlige

Energinet har ansvaret over for de systemansvarlige virksomheder i naboområderne for, at aftalte døgnplaner for samkøringsforbindelserne opfyldes. Planerne sammenholdes med de aftalte udvekslinger, og afvigelser afregnes efter de regler, som er aftalt for hver grænseovergang.

4.5.1.1 Ansvarsforhold ved fejl på udlandsforbindelser

Energinet meddeler hver dag kl. 09.30 - efter forudgående drøftelser med de systemansvarlige i naboområderne - den overføringskapacitet, der er til rådighed for spothandel i kommende driftsdøgn på forbindelserne mod Norge, Sverige og Tyskland, jf. forskrift C3.

Handelskapaciteter for det kommende driftsdøgn, som stilles til rådighed for Nord Pool Spot til handel på Elbas, offentliggøres løbende på Nord Pool Spots hjemmeside. Handelskapaciteterne kan ændre sig gennem driftsdøgnet, men allerede indgåede handler garanteres.

Såfremt der opstår fejl på forbindelserne mod enten Norge, Sverige eller Tyskland i selve driftsdøgnet, der begrænser den overføring, som er aftalt via Nord Pool Spot og TenneT, kompenserer de systemansvarlige virksomheder på hver side for denne fejl ved modhandel. På Kontekforbindelsen anvendes ikke modhandel, men Nord Pool Spot kompenserer på anden vis.

En fejl på udlandsforbindelserne i driftsdøgnet får dermed ingen økonomiske virkninger for de handler, der måtte være indgået af markedsaktørerne via Nord Pools Elspot eller Elbas. Det økonomiske opgør mellem de systemansvarlige virksomheder i tilfælde af fejl på udlandsforbindelser reguleres i henhold til gældende Systemdriftsaftaler.

4.5.1.2 Stadtwerke Flensburg

I december 2007 blev der indgået en aftale mellem Energinet og Stadtwerke Flensburg (SWF) - "System Operation Agreement between Energinet og Stadtwerke Flensburg GmbH". Aftalen specificerer særlige krav i forbindelse med SWFs daglige planindmelding samt afregningsvilkår for ikke-planlagt udveksling.

4.6 Referencer

4.6.1 Regler

- Forskrift C2: Balancemarked og balanceafregning – Kapitel 4, Særaftaler, § 11.

5. Force Majeure

5.1 Formål

Dette kapitel beskriver, hvorledes force majeure situationer håndteres.

5.2 Ansvarlige aktører

Energinet

- Tager stilling til, om der foreligger en force majeure situation.

5.3 Påvirkede aktører

Balanceansvarlige aktører

- Alle ubalancer afregnes til områdepris.

5.4 Tidsfrister

Der er ingen tidsfrister.

5.5 Beskrivelse

I situationer, hvor forsyningssikkerheden er truet på grund af omfattende driftsforstyrrelser herunder omfattende nedbrud af kommunikationsredskaber, som indebærer, at landsdele enten er uden normal forsyning (blackout tilstand) eller ved overhængende risiko for leveringsafbrud (nødtilstand), kan Energinet erklære force majeure.

Følgende gælder i force majeure-situationer:

1. Al aktiveret regulerkraft i perioden afregnes til pay-as-bid
2. Alle balanceansvarlige aktørers ubalancer afregnes til spotpris
3. Afregning af effektubalancer annulleres i perioden.

Markedsaktørerne betaler indbyrdes - som i enhver anden situation - i overensstemmelse med de indgåede kontraktvilkår.

5.6 Referencer

5.6.1 Regler

- Forskrift C2: Balancemarked og balanceafregning – Kapitel 4, Force Majeure, § 14.

Bilag 1 – Eksempler på fastsættelse af reguleringsretning og -pris

De første tre eksempler nedenfor vedrører relationen mellem Vestdanmark og det øvrige Norden, når reguleringsretning mv. skal bestemmes. Det specielle er, at Vestdanmark er forbundet til det øvrige Norden via HVDC-forbindelser. Hermed fordrer det en aktiv handling at udveksle balancekraft mellem områderne, hvor udveksling af over/underskud i synkrone områder ville ske automatisk. Som led i det fællesnordiske regulerkraftmarked drives HVDC-forbindelserne som om de var AC-forbindelser - forstået på den måde, at et samtidigt over/underskud mellem områderne først udveksles inden der aktiveres regulerkraft fra NOIS-listen. Udveksling af balancekraft mellem TSO'er betegnes ofte effektkraft.

Eksempel 1: Udveksling af effektkraft uden aktivering af bud

- Område 1 har et overskud på 100 MW
- Område 2 har et underskud på 100 MW
- De to områder udveksler 100 MW effektkraft
- Der aktiveres ingen bud på NOIS-listen

I begge områder fastsættes RK-prisen til områdets elspotpris, da der ikke har været aktiveret regulerkraftbud fra NOIS-listen (ingen regulering).

Eksempel 2: Udveksling af effektkraft og aktivering af bud i én retning

- Område 1 har et overskud på 100 MW
- Område 2 har et underskud på 150 MW
- De to områder udveksler 100 MW effektkraft
- Område 2 mangler fortsat 50 MW opregulering
- Det billigste bud på NOIS-listen aktiveres (uanset om det ligger i område 1 eller 2)

I begge områder er der nu opregulering og RK-prisen er den samme i de to områder forudsat, at RK-prisen ligger på den rigtige side af begge områders elspotpris.

Eksempel 3: Udveksling af effektkraft og aktivering af bud i forskellige retninger

- Område 1 har et overskud på 100 MW
- Område 2 har et underskud på 150 MW
- De to områder udveksler 100 MW effektkraft
- Område 2 mangler fortsat 50 MW opregulering
- Det billigste bud på NOIS-listen, som ligger i område 2, aktiveres

Senere i samme time vokser overskuddet i område 1. På grund af flaskehals imellem de to områder bliver man nødt til i område 1 at aktivere nedregulering fra NOIS-listen.

Område 1 ender dermed med nedregulering og område 2 med opregulering, og der gælder selvfølgelig separate RK-priser i de to områder.

Eksempel 4: Prissætning ved flaskehals

Der er opregulering behov i Norden, og følgende bud fra NOIS-listen er blevet aktiverede:

Bud.nr.	Område	Pris i kr./MWh	Aktiveret
1	DK1	200	Ja
2	DK1	210	Ja
3	DK2	220	Ja
4	SE	230	Ja
5	DK1	240	Nej
6	NO1	250	Ja
7	SE	260	Ja
8	FI	270	Ja

Efter aktivering af bud nr. 1 og 2 er forbindelserne ud af Vestdanmark (DK1) fuldt udnyttet - dvs. der er flaskehals. Bud nr. 5 kan derfor ikke aktiveres.

I alle områder er der opregulering. Prisen i Vestdanmark bliver 230 kr./MWh svarende til bud nr. 4 ("det sidste aktiverede bud fra den fælles regulerkraftliste inden flaskehalsen opstod", mens RK-prisen i de øvrige områder, herunder Østdanmark, i dette tilfælde bliver 270 kr./MWh ("det sidst aktiverede bud fra den fælles regulerkraftliste")

Eksempel 5: Bestemmelse af reguleringsretning ved flaskehals

Der er opreguleringsbehov i Norge, mens de øvrige områder ligger i balance. Følgende bud fra NOIS-listen er blevet aktiverede:

Bud.nr.	Område	Pris i kr./MWh	Aktiveret
1	DK1	200	Nej
2	DK1	210	Nej
3	DK2	220	Ja
4	SE	230	Ja
5	DK1	240	Nej
6	NO1	250	Ja
7	SE	260	Ja
8	FI	270	Ja

Der er flaskehals mellem Vestdanmark og synkronområdet fra starten af - dvs. det er ikke muligt at aktivere bud fra DK1 som led i opreguleringen.

I dette tilfælde erklæres ingen regulering i Vestdanmark og RK-prisen sættes til områdets elspotpris. I de øvrige områder har der været opregulering og RK-prisen bliver 270 kr./MWh.