

ENERGINET

Energinet
 Tonne Kjærsvvej 65
 DK-7000 Fredericia

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

Dato:
 15. august 2019

Forfatter:
 HEP/HEP

Ændringer forbundet med NBS er
 markeret med grøn
 /SGL

FORSKRIFT C2

BALANCEMARKED OG BALANCEAFREGNING

REV.	DESCRIPTION	PREPARED	REVIEWED	APPROVED	DATE
		HEP	USS	PMR	NAME
		April 2019	Aug. 2019	Aug. 2019	
		SGL	HEP		
				18/03427-16	

Revisionsoversigt

KAPITELNR.	TEKST	REVISION	DATO
2	Deadline for ændring af regulerkraftbud ændret fra 30 minutter til 45 minutter før kommende driftstime. Prisen på allerede aktiverede regulerkraftbud kan ikke ændres. Afstemning af regulerkraft dagen efter driftsdøgnet rykket tre timer.	HEP	Oktober 2008
3	Ny definition af ubalancer og indførelse af etprismodel for forbrug & handel, jf. forslag til harmoniseret balanceafregning i Norden. Effektubalanceafregning gennemføres alene over for regulerbar produktion i Vestdanmark.	HEP	Oktober 2008
2	Op- og nedregulering inden for samme time afregnes til marginalpriser i de relevante retninger. Mulighed for at benytte € i regulerkraftbud.	HEP	December 2009
3.6	Konsekvensrettelser som følge af indførelsen af Engrosmodellen. Foreløbige balanceopgørelser udsendes senest kl. 16.00 den 6. arbejdsdag efter driftsdøgnet. Endelige balanceopgørelser udsendes umiddelbart efter 1. refiksering.	USS	August 2016
2.2	Minimum budgrænse for regulerkraft nedsættes fra 10 MW til 5 MW.	HEP	December 2017
5.2	Reformulering af vilkår gældende i force majeure situationer, jf. Kommissionens forordning (EU) 2017/2196 af 24. november 2017 om fastsættelse af en netregel for nødsituationer og systemgenoprettelse.	HEP	December 2018
Alle	Forskriften er endvidere ajourført med angivelse af korrekte selskab i Energinet-koncernen som følge opdeling af Energinet i et moderselskab (Energinet) og datterselskaber, herunder Energinet Eltransmission A/S.		
1, 3.7, 4.1, 4.2, 4.5, 4.6.1, 4.6.2	Energinets indtræden i fælles nordisk balanceafregning	HEP/SGL	Maj 2019

INDHOLDSFORTEGNELSE

1. Formål, anvendelsesområde og forvaltningsmæssige bestemmelser	4
1.1 Forskriftens formål, anvendelsesområde og hjemmel	4
1.2 Klager	4
1.3 Ikrafttræden	4
2. Indledning	5
2.1 Regulerkraft og balancekraft	5
3. Regulerkraft	5
3.1 Deltagelse på regulerkraftmarkedet	5
3.2 Krav til regulerkraftbud	6
3.3 Aktivering af regulerkraftbud	7
3.4 Definition af op- og nedreguleringstimer	7
3.5 Prissætning af regulerkraft	7
3.5.1 Prissætning uden flaskehals	8
3.5.2 Prissætning ved flaskehals	8
3.5.3 Op- og nedregulering i samme time	8
3.6 Specialregulering	9
3.7 Afregning med leverandører af regulerkraft	9
4. Balancekraft	9
4.1 Opgørelse af afregningsgrundlag	9
4.2 Planer for forbrug, handel og produktion (aktørplaner)	9
4.2.1 Køreplaner fra balanceansvarlige aktører	10
4.3 Registrering af forbrug og produktion	10
4.4 Opgørelse og afregningsgrundlag - afgang af balancekraft	10
4.5 Prissætning af balancekraft	11
4.6 Afregning af balancekraft	12
4.6.1 Opgørrutiner og information	12
4.6.2 Betalingsterminer	13
4.7 Afregning af effektubalancer	13
4.7.1 Afregningsgrundlag	13
4.7.2 Afregningspriser	13
4.7.3 Fakturering	14
5. Særaftaler	14
5.1 Afregning af ubalancer mod nabosystemansvarlige	14
5.1.1 Ansvarsforhold ved fejl på udlandsforbindelser	14
5.1.2 Stadtwerke Flensburg	15
5.2 Force majeure-situationer	15

BILAG 1: Eksempler på fastsættelse af reguleringsretning og -pris.

1. Formål, anvendelsesområde og forvaltningsmæssige bestemmelser

1.1 Forskriftens formål, anvendelsesområde og hjemmel

Denne forskrift beskriver, hvorledes Energinet Elsystemansvar A/S, herefter Energinet Elsystemansvar har organiseret balancemarkedet, herunder specificeres reglerne for afregning af regulerkraft og balancekraft.

Det helt centrale tema i forskriften er *vilkårene for den daglige balanceafregning*.

Hermed henvender forskriften sig primært til de, der har undertegnet aftale med Energinet Elsystemansvar som balanceansvarlig aktør samt leverandører af regulerkraft. Videre må forskriften være af betydning for alle, der som udgangspunkt kan være balanceansvarlige - det vil sige netvirksomheder, elproduktionselskaber og elhandelsselskaber.

Forskriften har gyldighed inden for rammerne af elforsyningsloven¹, jf. Lovbekendtgørelse nr. 1009 af 27. juni 2018 med senere ændringer.

Forskriften er udstedt med hjemmel i § 7 i systemansvarsbekendtgørelsen² nr. 891 af 17. august 2016 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v. (Systemansvarsbekendtgørelsen) med senere ændringer.

Forskriften anmeldes til Forsyningstilsynet.

1.2.3 Klager

Klager over forskriften kan jf. § 7, stk. 3 i systemansvarsbekendtgørelsen indbringes for Forsyningstilsynet, Carl Jacobsens Vej 35, 2500 Valby

Klager over Energinet Elsystemansvar A/S' forvaltning af bestemmelserne i forskriften kan indbringes for Energinet.

Spørgsmål vedrørende administrationen af bestemmelserne i forskriften kan rettes til Energinet.

1.2.3 Ikrafttræden

Nærværende forskrift forventes at træde i kraft i Q1 2021 under forudsætning af Forsyningstilsynets godkendelse og afløser "Forskrift C2: Balancemarked og Balanceafregning, december 2017".

I tillæg til nærværende forskrift foreligger Energinet-notat, ELT2004-230 "Todelt balanceafregning". Dette notat beskriver idegrundlaget og detaljerne bag effektubalanceafregningen. Notatet kan hentes fra Energinet's hjemmeside eller rekvireres ved henvendelse til Energinet.

Ønsker om yderlige oplysninger og spørgsmål kan rettes til Energinet Elsystemansvar's kontaktperson for forskrift C2, jf. Energinet's hjemmeside www.energinet.dk, hvor også den til enhver tid gældende udgave af forskriften kan hentes.

¹ Lovbekendtgørelse nr. 52 af 12. januar 2019 med senere ændringer

² Bekendtgørelse nr. 891 af 17. august 2016 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet m.v.

2. Indledning

Denne forskrift henvender sig til balanceansvarlige aktører. En balanceansvarlig aktør varetager balanceansvaret for et givet produktionsapparat, forbrug eller handel over for Energinet Elsystemansvar.

De balanceansvarlige aktører er forpligtede til hvert døgn at indmelde **en aktørhandelsplaner** til Energinet Elsystemansvar samt at afregne eventuelle ubalancer med **den balanceafregningsansvarlige Energinet Elsystemansvar** i henhold til gældende afregningsregler. Balanceansvarlige aktører med ansvar for regulerbart forbrug eller produktion skal desuden indsende køreplaner til Energinet Elsystemansvar.

Energinet har i forskrift C1: Vilkår for balanceansvar defineret, hvad en balanceafregningsansvarlig er ansvarlig for. Til orientering kan Energinet oplyse, at opgaven som balanceafregningsansvarlig er udlejet til selskabet eSett, som Energinet er medejer af

Denne forskrift beskriver, hvorledes Energinet Elsystemansvar har organiseret balancemarkedet, herunder specificeres reglerne for afregning af regulerkraft og balancekraft.

Indholdet af aktørplaner og effektplaner er nærmere specificeret i forskrift C3: **Planhåndtering - daglige procedure**, mens fastlæggelsen af faktisk forbrug/produktion i form af afregningsmålinger mv. foregår efter reglerne i forskrift D1: **Afregningsmåling**.

2.1 Regulerkraft og balancekraft

Balancemarkedet er opdelt i regulerkraftmarkedet og balancekraftmarkedet.

På regulerkraftmarkedet køber/sælger Energinet Elsystemansvar energi (regulerkraft) ved handler, der indgås med aktørerne i driftstimen på basis af de bud for op- og nedregulering, som aktørerne har indsendt til Energinet Elsystemansvar.

På balancekraftmarkedet køber/sælger Energinet Elsystemansvar energi (balancekraft) til aktørerne for at neutralisere deres ubalancer. I modsætning til regulerkraft, opgøres handlen først efter driftstimen, når målingerne er indgået og ubalancerne er opgjort.

3. Regulerkraft

Det er Energinet Elsystemansvar's opgave at sikre den fysiske balance i systemet, herunder at minimere utilsigtede ubalancer mod naboområdet i overensstemmelse med gældende aftaler.

Energinet Elsystemansvar 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. Som det vil fremgå, så er denne RK-pris en afgørende parameter ved fastsættelsen af prisen for balancekraft.

3.1 Deltagelse på regulerkraftmarkedet

Deltagelse på regulerkraftmarkedet kræver, at aktøren har indgået "Aftale om balanceansvar" med Energinet Elsystemansvar **og indgået "Imbalance Settlement Agreement" med den balanceafregningsansvarlige**.

Deltagelsen kan finde sted efter to forskellige modeller:

1. Aktøren kan på baggrund af Energinet Elsystemansvar's 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 Elsystemansvar, der nærmere fastsætter vilkårene for at opnå rådighedsbetaling mv. [selve afregningen af rådighedsbetaling mv. foretages af den balanceafregningsansvarlige](#)

Ved begge modeller sker budgivning, aktivering og afregning af energibetaling og ubalancer i henhold til nærværende forskrift. [Afregning af energibetaling og ubalancer foretages af den balanceafregningsansvarlige](#)

3.2 Krav til regulerkraftbud

Regulerkraftbud skal indsendes til Energinet Elsystemansvar, der indmelder budene til den fælles IT-plattform for det nordiske regulerkraftmarked, NOIS³. Regulerkraftbud skal opfylde følgende betingelser:

- Buddene skal indsendes til Energinet Elsystemansvar og de kan indsendes for hele driftsdøgnet⁴. De anmeldte priser og mængder kan - på initiativ af aktøren - ændres indtil 45 minutter før kommende driftstime, regnet fra modtagelsestidspunktet hos Energinet Elsystemansvar⁵.
- 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's elspotpris. Maksimumsprisen for nedregulering i en given time er området's elspotpris⁶.
- Den maksimale tilbudspris for opregulering er 37.500 kr/MWh (~ 5.000 €/MWh)

Herudover skal et regulerkraftbud indeholde en række parametre til præcis identifikation af leverandør og budreference, jf. forskrift C3, afsnit 6.2.

³ [Nordic Operational Information System](#) - en fælles platform, som indeholder alle regulerkraftbud fra leverandører i Norge, Sverige, Finland og Danmark.

⁴ Aktører, som har forpligtiget sig til at levere systemtjenester og reguleringsreserver, skal første bud, minimum svarende til reserveforpligtigheden, indsendes til Energinet Elsystemansvar senest kl. 17:00 dagen før driftsdøgnet.

⁵ I særlige situationer kan Energinet Elsystemansvar aktivere regulerkraftbud flere timer frem. Når et bud på denne måde er antaget, kan prisen for den reserverede mængde ikke senere ændres af den/de pågældende leverandører.

⁶ På dage, hvor [Nord Pool Spot-NEMO](#)'erne anvender foreløbige valutakurser ved bestemmelse af elspotpriser, gælder denne foreløbige elspotpris og prisen korrigeres ikke efterfølgende.

Ved ekstraordinært behov for regulering, som overskrider de indmeldte bud, kan Energinet Elsystemansvar indkalde yderligere tilbud. Bud med specielle restriktioner i tid og mængde håndteres separat, jf. afsnit 2.5.

3.3 Aktivering af regulerkraftbud

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

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

Meddelelser om op- og nedregulering effektueres ved planbestilling, baseret på en 5-minutters effektplan fremsendt af Energinet Elsystemansvar til aktøren.

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 2.6.

3.4 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 driftstimer, 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.

3.5 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 Elsystemansvar 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)⁷.
- 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 time⁸.

3.5.1 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.

3.5.2 Prissætning ved flaskehals

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

Flaskehalse til eller fra et elspotområde, som opstår p.gr.a. en ubalance inde i det pågældende elspotområde, giver et opdelt regulerkraftmarked, hvorved det område, der oplever flaskehalsen, får egen RK-pris.

Når der i driftstimen opstår flaskehals mellem elspotområder, og dette betyder, at et regulerkraftbud i ét område ikke kan aktiveres, vil det aktuelle område få egen RK-pris. Denne pris bestemmes 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 regulerkraftliste.

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

3.5.3 Op- og nedregulering i samme time

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

⁷ Som eksempler på specielle bud kan nævnes regulerkraftbud fra aktører syd for den dansk-tyske grænse, hvor pris og aktivering foregår efter særlig aftale. Herudover kan nævnes regulering efter nødberegningsplanen DAVS (Decentral Varslingsystem). Sådanne bud sendes ikke videre til NOIS-listen og påvirker dermed ikke RK-prisen eller balancekraftprisen.

⁸ Hvis aktiveringen af et givet regulerkraftbud har varet mindre end 10 minutter, afregnes det pågældende bud til den tilbudte pris (pay-as-bid).

Hvis der samlet har været opregulering i timen, mens der i Energinet Elsystemansvar's område har været aktiveret nedreguleringsbud, afregnes nedreguleringsbuddene til marginalpris (RK-pris) for nedregulering, mens opreguleringsbuddene afregnes til marginalpris (RK-pris) for opregulering.

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

3.6 Specialregulering

Specialregulering forekommer, når Energinet Elsystemansvar 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 naboområder eller ved test og uvarslet afprøvning af reserveanlæg. Regulerkraftbud, anvendt til specialregulering, afregnes til den tilbudte pris (pay-as-bid)⁹.

3.7 Afregning med leverandører af regulerkraft

Hver gang, Energinet Elsystemansvar 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 Elsystemansvar en opgørelse til aktøren, der viser, hvad Energinet Elsystemansvar mener, der er reguleret og til hvilken pris.

Senest kl. 16:00 første arbejdsdag efter driftsdøgnet skal aktøren gøre opmærksom på eventuelle uoverensstemmelser mellem Energinet Elsystemansvar's opgørelse og aktørens egen opgørelse. Eventuelle tvister, som ikke er afklaret inden dette tidspunkt, vil blive behandlet uden for det normale regulerkraftregnskab¹⁰.

Fakturering/kreditering af regulerkraft sker for én kalendermåned-ups ad gangen, jf. afsnit 34.6.2.

4. Balancekraft

4.1 Opgørelse af afregningsgrundlag

Afregningsgrundlaget for balancekraften udgøres af de indsendte meldte aktørhandelsplaner og effektplaner og af de måleværdier, der skal til for at opgøre de balanceansvarlige aktørers forbrug og produktion.

4.2 Planer for forbrug, handel og produktion (aktørplaner)

De n-aktørplaner, der danner grundlag for balanceafregningen, består af (op til) tre elementer:

⁹ 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.

¹⁰ 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. forskrift D1.

- Eventuelle oprindelige aktørhandelsplaner, indsendt af som aktøren i tilfælde af handel med anden balanceansvarlig aktør har indsendt til den balanceafregningsansvarlige eller den handelsplan, som NEMO'erne har indsendt til den balanceafregningsansvarlige på vegne af den balanceansvarlige aktør og godkendt af Energinet Elsystemansvar dagen før driftsdøgnet.
- Tilføjelser af handelsplaner, som aktøren i tilfælde af handel med anden balanceansvarlig aktør har indsendt til den balanceafregningsansvarlige eller som NEMO'erne har indsendt til den balanceafregningsansvarlige på vegne af den balanceansvarlige aktør indsendt af aktøren og godkendt af Energinet Elsystemansvar i løbet af driftsdøgnet som følge af intraday handel.
- Tillægsplan i overensstemmelse med den regulering, som Energinet Elsystemansvar har aktiveret hos aktøren, jf. afsnit 2.7.

4.2.1 Køreplaner fra balanceansvarlige aktører

I tillæg til aktørplanerne skal produktionsbalanceansvarlige aktører og forbrugsbalanceansvarlige aktører med regulerbart forbrug til enhver tid oplyse Energinet Elsystemansvar 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 Elsystemansvar 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 Elsystemansvar i form af nye køreplaner.

4.3 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.

4.4 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 separat for produktion og forbrug & handel efter følgende retningslinjer:

PRODUKTION

Ubalance = registreret produktion - produktionsplan

Produktion angives altid med positivt fortegn. Hvis produktionsubalancen er positiv har den faktiske produktion været større end den planlagte. Den balanceansvarlige aktør er dermed årsag til et nedreguleringsbehov.

Hvis produktionsubalancen er negativ har den faktiske produktion været mindre end den 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 3.7.

FORBRUG & HANDEL

$Ubalance = produktionsplan + registreret forbrug + handelsplan^{11}$

Som det fremgår, indgår forbrugsplanen ikke i ubalancen for forbrug & handel. Ubalancen for en aktør, der alene varetager balanceansvaret for forbrug, bestemmes som forskellen mellem handelsplan og det målte forbrug.

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.

Slutteligt bemærkes, at aktører, der alene varetager balanceansvar for produktion, også har en ubalance på forbrug & handel. Den er dog altid 0, med mindre den endelige aktørplan ikke er i balance, jf. afsnit 3.2.

4.5 Prissætning af balancekraft

I det nordiske elbørsområde eksisterer der to modeller for afregningen af balancekraft - *etprismodellen* og *toprismodellen*. I Energinet Elsystemansvar's område anvendes - som i det øvrige Norden - toprismodellen ved afregning af produktionsubalancer og etprismodellen ved afregning af balancekraft på forbrug & handel.

TOPRISMODELLEN:

1. Ubalancer, der går i samme retning som systemets samlede ubalance, og som dermed bidrager til systemets samlede ubalance, bliver afregnet til områdets RK-pris.
2. Ubalancer, der går i den modsatte retning af systemets samlede ubalance, og som dermed "hjælper" systemet, bliver afregnet til områdets elspotpris.

ETPRISMODELLEN:

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

Toprismodellen skaber et driftsoverskud hos Energinet Elsystemansvar i de timer, hvor der er modsat rettede ubalancer hos aktørerne. Overskuddet benyttes af Energinet Elsystemansvar til delvis finansiering af den faste rådighedsbetaling for reservekapacitet, og reducerer derigennem systemtariffen.

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

¹¹ Fortegnskonventionen er, at handelsplaner har et positivt fortegn for køb (energi til området) og negativt fortegn for salg (energi ud af området).

4.6 Afregning af balancekraft

Energinet Elsystemansvar Den balanceafregningsansvarlige gennemfører balanceafregningen over for balanceansvarlige aktører separat for produktion, forbrug og handel. En balanceansvarlig aktør, der har ansvaret for både produktion og forbrug, vil således modtage to timeopdelte balanceopgørelser pr. døgn.

Balanceafregningen foretages med udgangspunkt i den timevise difference mellem forbrug/produktion i henhold til indmeldte aktørplaner og de tilsvarende størrelser, opgjort på basis af timeregistreringer.

4.6.1 Opgørsrutiner og information

De måleansvarlige sikrer indsendelse af godkendte registreringstidsserier for forbrug og produktion til Energinet Elsystemansvar senest kl. 10:00 tredje arbejdsdag efter driftsdøgnet, jf. forskrift D1.

Den balanceafregningsansvarlige rapporterer løbende måleværdier og foreløbige opgørelser af ubalancer pr. balanceansvarlig aktør. Oplysningerne vil være tilgængelige via den balanceafregningsansvarliges online service, startende 2. dagen efter driftsdøgnet.

Endelige balanceopgørelser udsendes af den balanceafregningsansvarlige 14. dagen efter driftsdøgnet.

Drifts døgn		Dage i balanceafregningsprocessen																							
		Uge 1							Uge 2							Uge 3						Uge 4			
		Ma	Ti	On	To	Fre	Lø	Sø	Ma	Ti	On	To	Fre	Lø	Sø	Ma	Ti	On	To	Fre	Lø	Sø	Ma	Ti	On
Ma	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
Ti	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
On	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
To	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	
Fre	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	
Lø	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	
Sø	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	

Driftsdøgn
 Rapportering måledata fra DataHub
 Endelig opgørelse af balanceafregning
 Udsendelse af faktura
 Debitering af skyldige beløb
 Kreditering af overskud

Tabel 1: Oversigt over afregningsprocessen

I normalsituationer vil Energinet Elsystemansvar 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 rapportererne i PDF-format via Energinet Elsystemansvar's selvbetjeningsportal.

Priserne for balancekraft time for time offentliggøres løbende på Nord Pool Spots hjemmeside E-NTSO-ets transparensplatform med ca. to timers forsinkelse. Historiske priser for balancekraft kan endvidere hentes fra Energinet Elsystemansvar's hjemmeside.

4.6.2 Betalingsterminer

Fakturering eller kreditering af regulerkraft og balancekraft sker for én ugekalendermåned af gangen af den balanceafregningsansvarlige. Afregningsgrundlaget dannes på baggrund af de endelige balanceopgørelser.

Et forfaldent beløb skal med værer være indsat på Energinet Elsystemansvar's konto den 25. i måneden. Er denne dato ikke en bankdag, forfalder betalingen den førstkommande bankdag.

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

Hvis der sendes mere end én faktura/kreditnota til samme balanceansvarlig, f.eks. for forbrug og for produktion, gennemføres der nettobetaling, medmindre der aftales andet. Har den balanceansvarlige penge til gode hos Energinet Elsystemansvar, udbetales dette i et netto-beløb.

Energinet Elsystemansvar forbeholder sig ret til i særlige tilfælde at overgå til hyppigere fakturering, herunder daglig fakturering.

4.7 Afregning af effektubalancer

Ud over afregning af balancekraft på timebasis, afregnes balanceansvarlige aktører med ansvar for regulerbar produktion i Vestdanmark derudover for eventuelle effektubalancer¹².

4.7.1 Afregningsgrundlag

Energinet Elsystemansvar 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.

4.7.2 Afregningspriser

I afregningen af effektubalancer indgår to sæt priser:

- Op- og nedreguleringspriser for sædvanlig balancekraft (BAL_{op} og BAL_{ned}) samt
- Op- og nedreguleringspriser for brug af automatisk reserve (AUT_{op} og AUT_{ned}).

¹² Der er i virkeligheden tale om kvartersbaseret balanceregning af produktion. For en nærmere gennemgang af afregningsmodellen henvises til Energinet Elsystemansvar-notat, ELT2004-230 "Todelt balanceafregning".

Balancekraftpriserne kan følges på [Nord Pool Spot's hjemmeside](#) [ENTSO-E's transparensplatform](#), mens energipriserne for brug af automatiske reserver p.t. er fastsat til områdeprisen i DK1 +/-100 kr./MWh, dog minimum RK-prisen i den relevante retning. 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:

Hvis Måling > Effektplan > Aktørplan → (Måling-Effektplan) x (BAL_{ned} - AUT_{ned})

Hvis Effektplan > Måling > Aktørplan → (Måling-Effektplan) x (BAL_{ned} - AUT_{op})

Hvis Måling > Aktørplan > Effektplan → (Måling-Effektplan) x (BAL_{op} - BAL_{ned})

Hvis Aktørplan > Effektplan > Måling → (Måling-Effektplan) x (BAL_{op} - AUT_{op})

Hvis Aktørplan > Måling > Effektplan → (Måling-Effektplan) x (BAL_{op} - AUT_{ned})

Hvis Effektplan > Aktørplan > Måling → (Måling-Effektplan) x (BAL_{ned} - BAL_{op})

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 (BAL_{ned} - AUT_{ned} henholdsvis AUT_{op} - BAL_{op}) 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.

4.7.3 Fakturering

Fakturering af effektubalancer gennemføres månedligt [af Energinet som led i den ordinære balanceafregning - jf. afsnit 3.6.2](#). Faktureringsgrundlaget for effektubalancer vil fremgå af separat bilag, som fremsendes til de balanceansvarlige aktører.

5. Særaftaler

5.1 Afregning af ubalancer mod nabosystemansvarlige

Energinet Elsystemansvar 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.

5.1.1 Ansvarsforhold ved fejl på udlandsforbindelser

Energinet Elsystemansvar 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 NEMO'er](#) til handel på Elbas, offentliggøres løbende på [Nord Pool Spots NEMO'ernes](#) 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 TenneTNE-MO'erne](#), kompenserer de systemansvarlige virksomheder på hver side for denne fejl ved modhandel¹³. ~~På Kontek forbindelsen 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 NEMO'erne \(day-ahead eller intraday\)](#).

Det økonomiske opgør mellem de systemansvarlige virksomheder i tilfælde af fejl på udlandsforbindelser reguleres i henhold til gældende Systemdriftsaftaler.

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.

5.2 Force majeure-situationer

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 hvor der er overhængende risiko for leveringsafbrud (nødtilstand), kan Energinet Elsystemansvar erklære force majeure.

I force majeure-situationer gælder følgende afregningsregler:

- Al aktiveret regulerkraft i perioden afregnes til pay-as-bid.
- Alle balanceansvarliges aktørers ubalancer afregnes til spotpris.
- Afregningen af effektubalancer annulleres i perioden.

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

¹³ Ved fejl på enten Skagerrak-forbindelsen eller Konti-Skan-forbindelsen undersøges dog først, om det er muligt at flytte hele eller dele af leverancen fra den fejlramte forbindelse til den fejlfrie forbindelse.

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 synkroner 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 områder¹⁴.

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.

¹⁴ Forudsat, at RK-prisen ligger på den rigtige side af begge områders elspotpris.

Eksempel 4: Prissætning ved flaskehals

Der er opreguleringsbehov 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", jf. afsnit 5.2.5), mens RK-prisen i de øvrige områder, herunder Østdanmark, i dette tilfælde bliver 270 kr/MWh ("det sidst aktiverede bud fra den fælles regulerkraftliste", jf. afsnit 2.5.2).

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.