



Klima-, Energi- og
Forsyningsministeriet

Klima-, Energi- og Forsyningsudvalget
Christiansborg
1240 København K

Ministeren

Dato
07-10-2025

J nr. 2025 - 4582

Akt-id 699083

Svar på KEF alm. del – spm. 426

Klima-, Energi- og Forsyningsudvalget har i brev af d. 5. september 2025 stillet mig følgende alm. del spørgsmål 426, som jeg hermed skal besvare. Spørgsmålet er stillet efter ønske fra Dina Raabjerg (KF).

Spørgsmål 426

I forlængelse af ministerens svar på KEF alm. del – spørgsmål 327 og i lyset af, at flere VE-udviklere har oplyst, at de oplever store tab på den nye model for balancepriser, vil ministeren redegøre for, hvilke planer Energinet og ministeriet har for at adressere problemstillingen? Ministeren bedes i besvarelsen desuden redegøre for, hvordan de aktuelle balancepriser vil påvirke business-casen i de kommende havvindsudbud.

Svar

Indledningsvist vil jeg gerne nævne, at jeg gerne tilbyder medlemmer af KEF-udvalget en teknisk gennemgang, hvor Energinet kan uddybe implementeringen af de nye balancemarkeder og håndteringen af de udfordringer der opleves, såfremt der er ønske herom.

Balanceansvarlige aktører

Ubalancer opstår som følge af, at aktørerne handler strømmen på elmarkederne, før den faktisk bliver leveret. Det betyder, at aktørernes solgte og købte strøm, baserer sig på en *forventning* om en fremtidig produktion og forbrug. Afviger *faktisk* produktion og forbrug fra den solgte og købte mængde, opstår der en ubalance mellem det handlede og det leverede. Det er sværere at forudsige vedvarende energikilders (VE) produktion af el end mere konventionelle produktionskilder, hvorfor bl.a. VE kan give særlig anledning til ubalancer.

Alle, der sælger og køber elektricitet, skal være økonomisk ansvarlig for de ubalancer, de påfører systemet eller have uddelegeret det til en tredje part, jf. artikel 5 i elmarkedsforordningen. Dvs. fx skal en VE-opstiller enten selv være balanceansvarlig eller indgå en aftale med en tredjepart, der så bliver balanceansvarlig aktør på deres vegne.

Klima-, Energi- og
Forsyningsministeriet

Holmens Kanal 20
1060 København K

T: +45 3392 2800
E: kefm@kefm.dk

www.kefm.dk



Det er de balanceansvarlige aktører, som køber og sælger strøm på elbørser på vegne af el-leverandører (forbrug) og anlægsejere (produktion). De sender dagligt planer ind til Energinet over, hvor meget el de forventer, der bliver produceret og brugt i det kommende døgn hos de producenter og kunder, de er balanceansvarlige for.

Den ubalance, der oftest er mellem forventet og reel produktion og forbrug i driftsdøgnet, bliver udlignet af Energinet. Afregningsprisen til dette kaldes *ubalanceprisen* og faktureres af Energinet til de balanceansvarlige aktører, som er ansvarlige for ubalancerne for den mængde, de er i ubalance med. Når balanceansvarlige indgår en aftale med fx en VE-opstiller, laver de ofte en kontrakt, hvor de opkræver et gebyr/risikopris for ubalancer.

De balanceansvarlige aktører kan reducere deres ubalancer, og dermed deres omkostninger, ved fx at have en bred portefølje med forskellige energikilder og forbrugsfleksibilitet, ved at have høj kvalitet i produktionsprognoser og ved deres indmeldingsstrategi i elmarkederne. De balanceansvarlige aktører kan ligeledes byde på systemydelsesprodukter i balancemarkedet på vegne af fleksible producenter og forbrugere, og dermed kan producenter og forbrugere opnå en gevinst.

Hvis omkostningen for en balanceansvarlig stiger/falder, fx hvis ubalanceprisen for aktøren stiger/falder, vil det forventeligt blive overvæltet på deres kunder – herunder elproducenter.

Baggrund om mFRR- og aFRR-markederne

I Danmark findes der 6 forskellige systemydelsesprodukter, som handles på hver sit marked. I svaret her omtales to af disse, mFRR og aFRR, hvorfor begreberne indledningsvist forklares:

aFRR og mFRR er såkaldte frekvensgenoprettelsesreserver, der bidrager til at fastholde stabiliteten i elnettet, når produktion og forbrug svinger. aFRR er en automatisk reserve, hvor Energinet automatisk og kontinuert (hvert fjerde sekund) sender signaler til de aktører, der har budt ind i det europæiske aFRR energiaktiveringsmarkedet, PICASSO. Aktørerne reagerer således på et signal og leverer reservekapacitet herudfra. mFRR har historisk været en manuel reserve, men med overgangen til det nye nordiske mFRR energiaktiveringsmarked, mFRR EAM, er de nordiske TSO'er overgået til automatisk balancering hver 15. minut, hvor mFRR aktiveres på baggrund af Energinets ubalanceprognoser 15 minutter ud i fremtiden.

Produkterne mFRR og aFRR handles på særskilte energiaktiveringsmarkeder, hvor deltagere modtager betaling, når deres energi aktiveres. Omkostningerne



til mFRR- og aFRR-*energiaktivering* betales gennem ubalanceprisen. Derudover indkøbes der mFRR- og aFRR-*reservekapacitet* dagen i forvejen, som en slags forsikring for, at der er bud nok i energiaktiveringsmarkederne. Indkøbene til mFRR- og aFRR-*reservekapacitet* betales gennem systemtariffen, og betales dermed af forbrugerne.

Ændringerne i balancemarkedsdesignet

Balancemarkedet og afregningen af ubalancer foregår efter regler, som Energinet har ansvaret for at udarbejde *jf. EU-lovgivning*. Energinets markedsforskrifter på området beskriver, hvordan balancemarkedet er designet, hvordan Energinet indkøber de forskellige typer af produkter, samt hvordan og til hvilken pris ubalancer bliver afregnet. Ansvar for eventuelle tilpasninger i markeds- og prisdesignet ligger hos Energinet, og godkendelseskompetencen ligger hos Forsyningstilsynet, hvis ændringerne kræver ny metodeanmeldelse.

Jeg har derfor indhentet svar fra Energinet ift. de ændringer, der er foretaget i balancemarkedsdesignet. Energinet oplyser:

"Energinet har implementeret den nye danske ubalanceprismodel d. 18. marts 2025, såvel som det nye aFRR-energiaktiveringsmarked i oktober 2024 og mFRR energiaktiveringsmarked d. 4. marts 2025, på baggrund af fælles europæisk lovgivning.

Der er tale om energiaktiveringsmarkeder på tværs af flere lande, og derfor har de fire nordiske TSO'er udarbejdet fælles regler på tværs af markederne for både reservekapacitet og energi. Der er således tale om regionale markeder og en dansk ubalanceprismodel, som er udviklet på baggrund af EU-regulering samt, at den danske TSO er koblet på den europæiske platform PICASSO.

De udfordringer, der er set i de nye markeders opstartsfase med bl.a. højere priser og særligt høje prisspidser, dvs. perioder med relativt store prisudsving, er en generel europæisk udfordring. Der er set markante stigninger i omkostningerne til både systemydelse, reserver og balanceringsenergi i flertallet af lande. I det nordiske energiaktiveringsmarked er det generelle prisniveau et problem i alle fire nordiske lande, selvom nogle budzoner er hårdere ramt end andre. Størrelsen på de danske budzoner DK1 og DK2 er medvirkende til, at problemet er markant i Danmark.

Justeringer som følge af udfordringer i markedet

Udfordringerne skal i vidt omfang løses i fællesskab med de øvrige lande omkring os, da handel med balancer er grænseoverskridende. I arbejdet med at løse udfordringerne arbejdes der med to perspektiver;

- 1. høje ubalancepriser*
- 2. ubalanceprisdesignet og fordelingen af omkostningen for ubalancer.*



Da ubalancepriserne påvirkes direkte af de fastsatte priser i markederne, ligger hovedfokus på at implementere tiltag, der kan løse udfordringerne i disse markeder, frem for på en ændring af selve ubalanceprisindegnet.

Energinet arbejder på konkrete tiltag, der kan hjælpe med at nedbringe risikoen for særligt høje prisspidser på de markeder, som har direkte påvirkning på ubalanceprisen.

Indtil videre har Energinet implementeret to tiltag:

- 1) På aFRR-markedet er der indført såkaldt priselastisk indkøb, hvor der tages hensyn til prisen og derfor ikke altid aktiveres aFRR energi, hvis prisen overstiger en vis grænse. Det forventes at virke dæmpende ift. prisspidser.*
- 2) På mFRR-markedet er der indført et såkaldt dødbånd, som betyder, at man ikke udligner ubalancer, hvis de er mindre/større end +/- 25 MW. Dette reducerer omfanget af aktiveringer og dermed reducerer, hvor ofte der sættes en ubalancepris. Der arbejdes hertil med en potentiel forøgelse af dødbåndet, forventet i Q1 2026. Der pågår ligeledes en nordisk dialog om yderligere justeringer for aktiveringer - dette har dog en længere tidshorisont.*

Udover de tiltag, der allerede er implementeret, arbejder Energinet videre på at implementere en række andre tiltag, herunder priselastisk indkøb på mFRR. Da mFRR energiaktiveringsmarkedet er et fælles nordisk marked, er det nødvendigt at implementere priselastisk indkøb i alle de fire nordiske lande, for at sikre, at potentielle høje priser ikke vil sprede sig til Danmark. Priselastisk indkøb har til formål at dæmpe prisudsving og kan forventeligt indføres 1. halvår 2026. Energinet arbejder på en model for priselastisk indkøb, der også kan overføres til den europæiske markedsplatform, som Energinet skal koble på forventeligt i 2026/2027.

Derudover laver de nordiske TSO'er løbende justeringer, der skal hjælpe med at forudse forbrug og produktion bedre, så ubalancerne fremover vil blive mindre. F.eks. har Energinet og DMI indgået en samarbejdsaftale pr. 1. oktober 2025, hvor DMI leverer korttidsprognoser for sol, som opdateres hver 10. minut. Ved at anvende hyppigere DMI-prognoser for solproduktionen, vil Energinet i højere grad være i stand til at forudse størrelsen på de ubalancer, som konstant opstår i et energisystem, der primært baserer sig på vind og sol. Dette forventes implementeret i Energinets prognoser i Q1 2026.

Energinet har inden, undervejs og efter implementeringen af det nye nordiske mFRR Energiaktiveringsmarked, og den nye ubalanceprismodel i marts 2025 haft løbende dialog med markedsaktørerne i form af fysiske aktørmøder, dialog med markedsdeltagere, webinarer, 'ugen der gik'-møder og kommunikation via



Energinets nyhedsside for systemydelse, bl.a. om mitigerende tiltag ift. de høje mFRR priser, og dermed ubalancepriser.

Senest har Energinet afholdt en workshop d. 18/8 med mere end 100 tilmeldte aktører fra branchen. På workshoppen blev bl.a. de foreløbige resultater for Energinets under/overdækning præsenteret, som har vist en mindre underdækning siden implementeringen i marts 2025. Energinet modtog i forbindelse med workshoppen feedback fra aktørerne, som vil blive anvendt i det videre arbejde med både ubalanceprisen, og de bagvedliggende inputfaktorer fra mFRR og aFRR energiaktiveringsmarkederne, samt i evalueringsrapporten til Forsyningsstilsynet. Der er bred enighed blandt både Energinet og markedsaktørerne om, at priserne langsomt begynder at stabilisere sig. Det er endvidere Energinets vurdering, at markedet bør gennemgå et vinterhalvår, før det er muligt at vurdere om ubalanceprisdesignet fungerer efter hensigten.

Generelt er ubalanceprisen højere om sommeren, end den er om vinteren. Dette skyldes, at kraftvarmeværkerne ikke leverer systemydelse i lige så høj grad om sommeren. Derfor forventes der et ændret prisbillede i løbet af vinterhalvåret.

Energinet skal, som en del af implementeringen af ubalanceprisdesignet, evaluere over for Forsyningsstilsynet baseret på 6 måneders data (19. marts til 19. september). Evalueringsrapporten skal sendes til Forsyningsstilsynet senest to måneder efter, dvs. d. 19. november og vil blive offentliggjort på Energinets hjemmeside efterfølgende. Evalueringsrapporten skal ifølge Forsyningsstilsynets vilkår i afgørelsen af metoden indeholde en evaluering af, om Energinet systematisk oparbejder provenu over tid og en evaluering af hvordan ubalancepriserne har påvirket ubalanceafregningen på markedsaktørerne.”

Ansaret for eventuelle tilpasninger i markedsdesign ligger hos Energinet jf. kommissionens forordning (EU) 2017/2195 om fastsættelse af retningslinjer for balancering af elektricitet, og godkendelseskompetencen ligger hos Forsyningsstilsynet, hvis Energinets ændringer kræver metodeanmeldelse. Det er dermed EU-reguleret, at godkendelse af denne type metoder, herunder vurderingen af omkostningsæghed, er en af de beføjelser, som direkte er forbeholdt Forsyningsstilsynet som uafhængig tilsynsmyndighed. Der gælder et armslængdeprincip, som gør, at Folketinget eller ministeren ikke har mulighed for at diktere de konkrete metoder.

Energistyrelsen er ikke involveret i metodeudviklingen eller -godkendelsen, men følger overordnet med i markedsudviklingen. Energistyrelsen er hertil i tæt dialog med Energinet, branchen og Forsyningsstilsynet om udfordringerne og følger Energinets udvikling af tiltag til at sikre mest hensigtsmæssige rammer for prisdannelsen.



Påvirkning på business-casen i de kommende havvindsudbud

Der spørges til, hvordan de aktuelle balancepriser vil påvirke business casen i de kommende havvindsudbud.

Ændringerne på de nordiske energiaktiveringsmarkeder og den nye model for ubalanceprisdesignet har generelt medført prisstigninger, jf. ovenfor. Der kan laves simple gennemsnitsberegninger, men ikke meningsfuldt estimeres, hvordan de aktuelle balancepriser vil påvirke den enkelte opstillers business case i de kommende havvindsudbud. Det skyldes, at effekten af prisstigningerne for den enkelte havvindsaktør vil variere betydeligt. Det vil bl.a. afhænge af, om opstillers selv er balanceansvarlig, eller om de har en balanceansvarlig, hvilken balanceansvarlig de i så fald har, og hvilke aftaler de har indgået med denne samt den balanceansvarliges samlede portefølje, kvalitet i produktionsprognoser og handelsstrategi på elmarkederne. Det bemærkes hertil, at de aktuelle balancepriser formentlig afspejler, at der for nuværende fortsat er tale om nyopstartede markeder, og prisen forventes således at stabilisere sig over tid. Det vurderes på den baggrund ikke muligt at skønne over, hvordan balancepriserne konkret vil påvirke en havvindsopstillers business case.

Afslutningsvis, vil jeg bemærke, at jeg har en klar forventning til, at Energinets bestyrelse har fokus på balancemarkedet, herunder at Energinet er i tæt dialog med aktørerne på området om mulige forbedringer af implementeringen, med henblik på at skabe et mere forudsigeligt og stabilt marked.

Med venlig hilsen

Lars Aagaard