



ENERGINET
Systemansvar

Energinet
Tonne Kjærsvvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 39 31 49 59

REFERAT

REFERAT FRA AKTØRARBEJDSGRUPPEMØDET D. 1. MARTS 2023

Dato:
6. marts 2023

Forfatter:
LNN

Tid: 10:00 – 15:00

Sted: Energinet, Tonne Kjærsvvej 65, 7000 Fredericia

Deltagere:

BattMan Energy, Alexander Garsteen Kaae
BattMan Energy, Daniel Kappelgaard
Better Energy A/S, Hans Abildgaard
Better Energy A/S, Viggo Aavang
Blue Innovators, Thomas Estrup
Centrica Energy Trading, Michael Ørkilde
Centrica Energy Trading, Mikkel Hesselbæk
Centrica Energy Trading, Peter Holm Bistrup
CIP, Mathias Bache
CTR, Morten Reckweg
Dansk Fjernvarme, Henrik Thomsen
Dansk Fjernvarme, Line Paulin Schmidt
Danske Commodities A/S, Jesper Vestergaard
Energi Danmark, Thomas Brouer
Energi Danmark, Mads Lauritsen
Energi Innovation ApS, Poul Svendsen
Energistyrelsen, Nikoline Egerod Leth
Energistyrelsen, Peter Olsen
Energistyrelsen, Rasmus Holm Struve
EWII, Nicolai Lystbæk
Ewii Energi A/S, Tomas Schack
GreenGO Energy, Kim Boe Jensen
HOFOR, Peter Lindahl
Hybrid Greentech, Martin Gram
Hybrid Greentech Energy Intelligence ApS, Rasmus Rode Mosbæk
KMD A/S, Alexander Russo
Kredsløb, Erika Zvingilaite
Lyngby Kraftvarmeværk A/S, Jakob Bendixen
Norlys Energy Trading, Kristoffer Skagbæk Jensen
Nordlys Energy Trading, Rasmus Vels Pedersen

NT Energy ApS, Torben Damgaard
 P2CC, Carsten Vammen
 Rambøll, Henny Kræmer Nielsen
 S.C. Nordic A/S, Morgens Birkelund
 Simply Power, Jesper Flindt
 Simply Power, Niels Hunderup
 Verdo Produktion A/S, Preben Dalsgaard Pedersen
 Vestas Wind Systems A/S, Andreas Svendstrup-Bjerre
 Vindenergi Danmark, Rasmus Bierregaard
 Vindenergi Danmark, Hans Christian Frost
 Vindenergi Danmark Amba, Peter Wager
 Ørsted, Jørn Klitgaard
 Ørsted, Jan H. Mortensen
 Aalborg Forsyning, Anders Beierholm
 Aalborg Forsyning, Jon Brücher

Referent: Laura Louise Nørr Nielsen



AGENDA	
09:30	Ankomst og morgenmad
10:00	1) Velkomst og spørgsmål til skriftligt orienteringsmateriale
10:10	2) Balancering af Energiøer
10:30	3) aFRR kapacitetsmarked i DK2 - status efter go-live
10:55	4) Status på Nordic Balancing Model
11:10	5) Lokal fleksibilitet
11:20	6) Status på køreplansændringer
11:40	7) Ubalancer fra solceller
12:15	Frokost
13:00	8) Status fra driften
13:15	9) Nye FCR metoder
13:25	10) Ny dimensioneringsmetode
13:55	11) Status på kontroller for leverancer af systemydelse
14:10	12) Input til Scenarierapporten 2.0
14:20	13) Direkte linjer / behind the meter
15:00	Tak for i dag – evaluering kommer på mail

1. Velkomst og spørgsmål til orienteringsmaterialet

Spørgsmål og kommentarer til Orienteringsmaterialet:

Spørgsmål til [Scenarierapporten](#) og de bagvedliggende analyser. Disse er særligt baseret på vind og sol, da dette forårsager stigende ubalancer. Energinet forventer fortsat at tage højde for de store udbygninger af GW vind og sol pba. dette års scenarierapport.

Ønsker til Scenarierapporten: elpriser fra Scenarierapporten, produktion på timeniveau, ros for at dykke ned i cases, samt en efterspørgsel ift. datering i relation til, hvad der er sket af ændringer.

Det efterspørges også, om Energinet fremadrettet kan inkludere en oversigt over igangværende metodeanmeldelser og høringer.

Ingen yderligere spørgsmål eller kommentarer til det skriftlige orienteringsmateriale.

2. Balancering af energiøer

Energinet præsenterer energiø-projekterne, Energiø Bornholm og Energiø Nordsøen, overordnet. Herunder en kort status på dialogen med marked, borgere og kommuner, forundersøgelser på havet og på land og forberedelse til udbudsmateriale.

Energinet præsenterer den overordnede balanceringsfilosofi i relation til, hvordan energiøerne skal balanceres i elsystemet. Der orienteres om, at vi p.t. er i dialog med den belgiske TSO Elia for at vidensdele på området. Dette skyldes særligt, at Elia har et energiø-projekt omhandlende Princess Elizabeth Energy Island, hvor der i den forbindelse overvejes et kabel imellem den danske- og den belgiske energiø i Nordsøen.

Energinets tanker i relation til balanceringsfilosofien bygger på grundprincipperne i hvordan vi balancerer i dag. Herunder et behov for lynhurtig respons (hurtigere FCP) grundet manglende inert i systemet, at FCR reagerer på frekvensudsving, hvor FCR på fastlandet sendes til energiøen, et behov for efterspørgsel af balanceringsenergi fra de europæiske balanceringsplatforme, MARI og PICASSO, samt en ubalancepris, der beregnes ligesom på fastlandet.

Energinet forventer at stille krav til nedreguleringsbud fra havvindmøllerne i regulerkraftmarkedet jf. nettilslutningsaftalen for havvind. Disse nedreguleringsbud skal markeres utilgængelige i MARI/PICASSO.

Spørgsmål eller kommentarer fra aktør(erne):

Hvor går grænsen mellem TSO'er?

Et sted på HVDC-forbindelsen

Hvordan håndteres ubalancerne ift. fordelingsnøglen?

Energinet ønsker at fordele ubalancerne for at undgå overbelastning på forbindelserne. I henhold til Energiø Nordsøen, kan dette dog se anderledes ud, da vi forventeligt kobler en dansk energiø sammen med en belgisk energiø

Hvor stor bliver den største kapacitet på forbindelserne?

2 GW forbindelse fra Energiø Bornholm til Tyskland (2x600 MW bipol)

Forbindelser som kan fordele de forventede 3-4GW fra Energi Nordsøen.

Dimensionerende hændelse forventes at være 1 GW i DK1 i 2030, hvor dimensionerende hændelse i dag er ca. 684 MW (import på Cobra). Der er ikke truffet beslutning om, hvorvidt et øget behov skal håndteres ved tilsvarende øget indkøb af reserver.

Bliver Energi Bornholm sit eget prisområde?

Ja, forventningen er at det lokale net (DSO-net) på Bornholm bliver en del af budzonen på Bornholm, men dette er ikke endeligt besluttet endnu. Forventningen er at energiøerne bliver hver deres egen budzone.

3. aFRR kapacitetsmarked i DK2 – status

Energinet informerer om at der ikke var flere bud efter 24. december grundet varmebindinger.

Ved sammenligning af priser for 31-12-2022 til 02-01-2023, kan man som potentiel leverandør sælge 1 MW op- og 1 MW nedregulering samtidigt, hvilket man bør tage med i sine overvejelser.

Sammenligner man med 2023 priser, ser man ret forventeligt ret sammenlignelige priser med tidligere, og en varighedskurve, hvor FCR-D priserne er stukket af. Man kan følge med på den svenske hjemmeside.

For aFRR-aktiveringer, var den gennemsnitlige aktivering i opreguleringsretningen 22%, hvilket er væsentligt lavere end i nedreguleringsretningen, hvor aktiveringen i gennemsnit var på 37%.

Ingen uddybende spørgsmål eller kommentarer.

4. Status på NBM

Energinet informerer om at tidsplanen for PICASSO (aFRR) følges internt, og at der arbejdes på en implementation guide rettet mod markedsaktørerne.

Tidsplanen ser ud til at skride i nordisk regi, da det er komplekst at implementere en fælles nordisk algoritme til at spille sammen med et fælles nordisk marked.

Af risiko for forsinkelser hos andre TSO'er, forsøger Energinet at mitigere ved at arbejde på en asynkron løsning.

Energinet informerer om, at go-live for første lokale implementering frem mod Nordisk mFRR EAM er d. 19. april 2023. Hvis man ikke er klar med ECP-kommunikation denne dato, så skal man have fat på Charlotte Bo Nielsen hurtigt muligt, da man ellers ikke kan indsende mFRR bud til Energinet.

Charlotte kan kontaktes på xchbn@energinet.dk

Energinet giver en status på nordisk mFRR EAM, og informerer om, at Statnett og Svenska Kraftnäts plan for mFRR EAM skrider. Dette har medført en re-planlægning, hvor der oprettes en teknisk plan for, hvordan problematikken kan løses, efterfulgt af en tidsplan, der baserer sig på løsningsforslaget.

Dette fører på nuværende til en forsinkelse af nordisk mFRR EAM go-live i oktober/november 2023. Energinet undersøger p.t., om der er andre implementeringer bundet op herpå, der kan sættes ind, dvs. om lokale implementeringer kan go-live i oktober/november 2023.

Energinet vil informere aktørerne når en ny tidsplan foreligger. Aktører kan altid løbende orientere sig om den nyeste udvikling i NBM på www.nordicbalancingmodel.net

Spørgsmål eller kommentarer fra aktør(erne):

Det virker fjollet at go-live før tid med delelementer, blot på baggrund af at tidsplanen skrider for andre.

Energinet svarer, at det også skal komme som et behov fra markedsaktørerne, ellers giver det heller ingen mening for Energinet at arbejde hen imod dette – hovedformålet skal være at lette implementeringen hos aktørerne ved at sprede implementeringen ud tidsmæssigt. Når den nordiske hovedleverance bliver forsinket, så er det desværre kun muligt at implementere lokale delleverancer.

Hvad skyldes denne forsinkelse for Statnett og Svenska Kraftnät?

Det skyldes mangel på ressourcer indenfor IT

Når man som aktør efterspørger diverse back-up løsninger, og ikke er tilfreds med de løsninger der kommer her til april, kan man så skubbe de ting, der sker i april?

Nej, april er fast – Energinet mener at backupløsningerne til rådighed ved go-live i april er tilstrækkelige.

Er det integrationen af to separate platforme der er svær, og derfor forårsager forsinkelser i PICASSO?

Nej, man er kommet for sent i gang med processen i Statnett og Svenska Kraftnät, og derfor har man ikke en LFC klar rettidigt, Den nye LFC er nødvendig for at balancere per prisområder. Det er indkøbsprocessen af nye LFCer som er forsinket.

5. Lokal fleksibilitet

Energinet informerer om, at kravet om geo-tags er flyttet på baggrund af udskydelsen af mFRR EAM. Der er behov for lokal fleksibilitet rundt omkring i nettet, derfor forventer vi også et behov før 1. december 2023. Opfordringen fra Energinet lyder på, at markedsaktørerne frivilligt melder geo-tags ind.

Spørgsmål eller kommentarer fra aktør(erne):

Kan I sige noget om, hvor mange aktiveringer der forventes?

Det er der store usikkerheder forbundet med, vi har fremhævet specifikke perioder (se slide), da det er her vi forventer det største behov.

Kan I sige noget om retning?

Lokalt behov for nedregulering, men også et behov for opregulering.

Det afhænger jo også meget af VE-produktionen, er dette så for rød og gul zone?

Ja, de er tæt korrelerede. Vi har en stor mængde modhandel, men der er usikkerheder om, hvorvidt dette spiller ind, da modhandel flytter til intraday jf. Ny Modhandelsmodel. Hvis modhandel ikke løser lokal regulering, kigger vi på et minimumsbehov i fremtiden.

6. Status på køreplansændringer

Energinet deler en status på køreplansændringer. Herunder sendes køreplaner fremadrettet via ECP i CIM-format. Implementeringsguide findes på hjemmesiden [her](#).

Energinet har et værktøj til rådighed til at hjælpe med at guide indsendelse af køreplaner. Her kan man bl.a. se hvilke informationer Energinet har på de forskellige anlæg, og dermed hvilke kategorier disse anlæg skal indsende køreplaner som. Energinet har også et aktørsupportteam, der kan hjælpe aktørerne med at komme ind på sitet, og også hjælpe med at strukturere køreplaner.

Mangel på stamdata for forbrugsanlæg, der ikke agerer fleksibelt, er årsagen til, at disse køreplansændringer ikke implementeres d. 13. april, hvor de øvrige køreplansændringer implementeres. Det vil sige, anlæg skal indmelde køreplaner ud fra de betingelser, der er skitseret i præsentationsmaterialet.

Spørgsmål eller kommentarer fra aktør(erne):

Er det kun for mFRR og aFRR?

Det er køreplaner, dvs. for al produktion og forbrug.

Hvad er en køreplan?

En køreplan dækker over det forventede produktions- hhv. forbrugsmønster. Dette er essentielt for Energinet ift. at balancere og drifte systemet. Differentiering i køreplaner er vigtigt.

Vi styrer selv kategorier, men vi har ikke set en batteri-kategori endnu?

Forskriftsændring til Forskrift C3, batteriet er ikke en ny kategori, men betragtes som hhv. produktion, når det leverer til nettet, og forbrug, når det hiver fra nettet, men dette skal stadig afspejles i forskrifterne.

Er dette ikke relevant, når vi leverer FCR-D og FFR?

Nej, det er ingen mærkbar energileverance.

I relation til størrelsen på anlæg, skal anlæg under 10 MW også sende ind? Hvad er den nedre grænse fremadrettet fx på landvindmøller, hvor vi ikke tidligere har sendt køreplaner ind?

Der er ingen nedre grænse, det er enkeltplaner eller en sumplan, hvis de er mindre end 10 MW. Man skal altså stadig have styr på, hvad der er i porteføljen, men hvert anlæg skal ikke meldes ind.

7. Ubalancer fra solceller

Energinet viser et plot for en dag i august 2022, og præsenterer en analyse af hvordan udfordringen med mere solenergi i systemet ser ud i fremtiden. Analysen baserer sig på summen af fluktuationer fra flere solcellerparker (pba. størrelse og hyppighed). Datagrundlaget er baseret

på 1 minuts ændringer i produktion summeret på tværs af alle parkerne. De relative fluktuationer er stadig faldende ved større kapacitet.

Konklusioner fra analysen pba. ændringer pr. minut indebærer, at ny kapacitet ikke medvirker til store fluktuationer (analyse af tempo i op- og nedreguleringsretningen). Størrelsen af mindre parker i porteføljen har en lille påvirkning af fluktuationerne.

Den største park i porteføljen er dimensionerende for størrelsen af fluktuationer både i 1- og 5 minutters opløsning.

Næste skridt er, at der arbejdes videre med analysen, herunder i betragtning af geografisk korrelation, sammenfald/betydning for ACE Open Loop, og ubalancer fra fluktuationer og deres betydning.

Spørgsmål eller kommentarer fra aktør(erne):

I relation til køreplaner, hvad er tidsopløsningen, og vil det give mening i henhold til sol at kigge på denne tidsopløsning?

Fundamentet er endnu ikke bygget til at håndtere massive 1 minuts fluktuationer.

Vil man kunne levere 1 minuts forecast på sol?

Ja, men p.t. tyder det ikke på jf. disse analyser, at det er nødvendigt, eller at vi skal designe nye produkter. Man kunne evt. kigge på tilslutningskrav i RFG'en på længere sigt.

Hvad med kvarters intraday marked om lidt?

Vi er ikke bekymrede for "forecast-fejl", da det håndteres af mFRR+aFRR-aktiveringer, det er de kortvarige ubalancer, der kan være bekymrende.

Ift. køreplaner, kommer I til at have forskellige forventninger ud fra hvilket produktionsanlæg det kommer fra?

På nuværende tidspunkt er det et vurderingsspørgsmål, hvor vi p.t. ikke har nogle hårde krav.

På distributionsniveau er det sumplaner for anlæg, som er nedlukning af produktion, og ikke faktisk energiproduktion, så der er allerede noget snor her.

Better Energy bidrager gerne til analysen, da de finder denne relevant. En kommentar hertil er, at det kritiske bliver percentilen vi designer ud fra. I tillæg til dette, har Energinet så overvejet, hvilken percentil man går efter, og hvornår den skal overholdes?

I analysen her har vi set på marts-oktober, hvor vi rammer maksimal produktion, og så har vi fjernet alle perioder uden produktion, dvs. vi har kigget på absolut worst case. Vi skal have fastsat en grænse/krav til videre analyse. Vi skal have set på, hvad vi designer efter, og dermed det bidrag der gives til frekvensaktivering, men dette er ikke det helt korrekte at designe efter.

Kommer der markeder til spændingsregulering?

Svenska Kraftnät er blevet pålagt at undersøge markedet for spændingsregulering. Vi har dog afdækket, at vi p.t. ikke har så store behov, og kan håndtere de behov vi har med egne komponenter.

8. Status fra driften – Kontrolcenter EL

Henning Haugaard Rasmussen, Senior Manager for Kontrolcenter EL, kom forbi og gav en status fra driften. Statussen indeholdt ikke så meget nyt, da det har været en forholdsvis stille og

rolig periode på det seneste. Den mængde vind vi har oplevet, har ikke påvirket kontrolcentret særligt meget. Vi specialregulerer fortsat, da tyskerne stadig har interesse heri.

I takt med nye markeder, der håndterer LFC-reserver, manuelle reserver, etc. ser vi frem til et nyt koncept for budaktivering d. 19. april. Derfor har markedsaktørerne en stor aktie i at sende de rigtige køreplaner.

Spørgsmål eller kommentarer fra aktør(erne):

Indkøb af reserver i DK2 er p.t. svære at overføre til DK1, og I indkøber ikke noget ekstra i DK1 – gider I ikke det?

De dage, hvor det blæser meget, har vi overskud fra tyskerne. Men vi holder øje med, om der er plads på forbindelserne, og om buddene er der. Vi kigger også på bud fra nordiske naboer, så reserverne er der.

En kommentar hertil fra aktørerne lyder, at Energinet gør meget ud af at præsentere, hvilke reservebehov vi kigger ind i, men at der ønskes en klarere kommunikation. Vi har nogle dedikerede anlæg, så vi vil gerne vide mest muligt hvad fremtiden byder på i henhold til om der skal reinvesteres i vores anlæg. Bekymringen går på, om man begynder at følge samme principper i DK2 som i DK1.

Forventer I at indkøbe reserver i DK1?

Det er meget i tråd med den nye dimensioneringsmetode, da dug prognosticerer dit behov. P.t. køber vi reserver i DK2, da der er en masse markedsændringer på vej, og vi vil ikke gøre noget, som ikke er i tråd med det langsigtede perspektiv.

Når Storebæltsforbindelsen ikke er tilgængelig i vestgående retning, så gør I ingenting? Men når det er ude, så køber I fuld opregulering? Hvad er forskellen? Korrekt, forskellen er flowet på forbindelserne, dvs. samtidighed og fuld import.

Tager I Tyskland med i betragtningen, eller hvor har vi plads fra? Norge? Kigger I på Kontinentet (alle kabler) eller kun mod Norge, Kontiskan eller Cobra? Vi kigger først mod Norden og så Kontinentet. Men vi har tidligere handlet med tyskerne. Tyskland og Kontiskan betragtes kun som nødhåndtag.

Procedurer i kontrolrummet – kan nogle af disse principper offentliggøres? Det har stor betydning for priserne/reserverne.

Vi handler ud fra de principper, der er opstillet. Vi har tidligere kommunikeret dette ud, men vi undersøger lige, om der er behov for at kommunikere dette ud igen.

9. Nye FCR-metoder

Energinet informerer om, at dette har været i høring og er metodeanmeldt. Metoderne er nu gendelt d. 3. februar 2023, og vi forventer en godkendelse senest d. 3. april 2023, da der ikke har været de store ændringer. Dette implementeres 3-5 måneder efter.

De opdaterede metoder indebærer en opdatering af frekvensreserverne, så de matcher fremtiden, i og med at der er behov for en bedre ydelse. De primære formål for FCR-D opfylder de lige godt.

Spørgsmål eller kommentarer fra aktør(erne):

Bliver det FCR-D op- og nedregulering, dynamisk, statisk?

Vi differentierer ikke, men det vil fremgå af din prækvalifikation. Hvis prækvalificerer dig som statisk, begrænser du sig automatisk fra den store pulje, fremfor når du er prækvalificeret som dynamisk. Vi håber på at skabe incitament til at gennemgå nuværende FCR-D portefølje og blive rekvalificeret, før vi overgår til de nye krav.

Er der mulighed for at reglerne ændres, eller hvad er det for en test, der varer over 1,5 år?

Vi tilretter på fælles nordisk niveau.

10. Ny dimensioneringsmetode

Energinet informerer om, at den nuværende dimensioneringsmetode i Norden er simpel, da hvert kontrolområde dimensionerer efter største hændelse (kun for balanceringsreserver).

Dette repræsenterer ikke driften i dag, da vores system bliver mere dynamisk, hvorfor man skifter dimensioneringsmetoden ud.

Ny Nordisk Dimensioneringsmetode er i høring hos Forsyningstilsynet, og godkendelse forventes i start/midst april. Frekvensubalancen håndteres i samspil med mFRR EAM. Det nye ved metoden er, at man på LFC-område niveau (LFC-område = budzone i Norden) finder summen af største enhed + normaldriftsubalancer.

ACE'en baseres på balancering (se slide), hvilket betyder at man 99% af tiden kan håndtere udfald og ubalancer samtidigt. Hvis der på sigt opstår flere interne flaskehalse, så skal vi have balanceringsenergi til rådighed. Her kan vi fx anvende geotags aktivt, hvis dette er et kendt behov, vil vi øge dimensioneringen for at imødekomme dette.

Energinet introducerer Dynamisk Dimensionering, hvor man i stedet for at forecaste et år ad gangen, forecaster time for time for kommende driftsdøgn. Energinet forventer at gøre dette mere prognose-baseret. Her sammenligner man ubalancer med historiske reserver, jo mere vind, jo større spredning på ubalancen. Dette fører ikke nødvendigvis til et højere indkøb i disse timer. Hvornår Dynamisk Dimensionering tages i brug, vides ikke endnu.

Så hvad er dynamisk dimensionering egentligt? Energinet forklarer, at man tager det eksisterende forecast (8vi anvender i dag) til at forecaste hvad det forventede behov for reserver er. Flow på udlandsforbindelserne spiller en rolle, og skaber en interesse i henhold til at forecaste korrekt. Tal for op- og nedregulering indgår i samme beregning. Jf. metoden er Energinet klar til at indkøbe nedreguleringskapacitet, spørgsmålet er blot hvornår. Energinet inviterer til separate workshops om dette fremadrettet for at kommunikere og underbygge forståelsen pba. indkøbsbehovet, inden dette træder i kraft.

Spørgsmål eller kommentarer fra aktør(erne):

Er det ikke presset på systemet I skal kigge på, fremfor om der er meget eller lidt vind?

Det vil vi mene er repræsenteret heri, da korrelationen viser, hvordan/at vi kan håndtere vores system. Formålet er at skabe transparens for os selv til at dimensionere vores indkøbsbehov.

Nu hvor modhandel overgår til Intraday, hvordan vil det have indvirkning her?

Historiske datainput vil sandsynligvis være misvisende, men modeller bygges så de trænes løbende, og dermed lærer løbende. Da dette først implementeres et stykke tid efter skiftet til ny modhandelsmodel, forventer vi at modellen når at tilpasse sig en smule til dette.

11. Status på kontroller

Energinet giver en status på kontroller, der er til for at sikre, at Energinet får det, som der købes. Dette er særligt nødvendigt ift. når vi har store hændelser, da vi skal sikre os, at den balanceringsenergi har købt, også er til rådighed. Energinet har tidligere oplevet en stor fejlmargen, derfor ser vi os nødsagede til at kontrollere. Vi tjekker om man er indenfor det tilladte bounce, se slide.

Spørgsmål eller kommentarer fra aktør(erne):

Udelukkelsen fra markedet og ny prækvalifikation, er dette på anlægsniveau? Førhen havde vi kontroller halvårligt, nu er det nærmest en gang om ugen.

Ja. Vi satser på at kontrollere 1-2 om måneden mindst, og en større hændelse skaber yderligere kontroller.

Kunne I ikke overveje en mere dynamisk tilgang til kontroller? Særligt ift. dem der ikke kan levere. Det er ikke kun en stor opgave for jer, men også for os.

Generelt oplever vi, at det er meget forskellige anlæg, der ikke bliver godkendt. Vi er derfor nødsagede til at lave kontrollerne, så vi kan finde de fejl der er, og fikse dem.

I har lov til at efterspørge kontrolldata indtil 1 sek. Før kravet til data udløber. Kunne I ikke også give jer selv en anden periode, indenfor et pænt interval?

Vi prøver at gøre det hurtigst muligt efter der er sket noget. Typisk går der 1-2 dage. Vi arbejder på at automatisere det, men processen er kun lige gået i gang.

Er der ikke en beskrivelse af dataformatet i de nye regler til FCR?

Jo, men i prækvalifikationsværktøjet, er der et fast værktøj.

Fint med kontroller, men afføder et stort arbejde, overvej derfor balancen ift. hvor mange kontroller i beder om. Er det nødvendigt at sende ud til alle altid?

Det er en balance mellem hvor stor en del af porteføljen, der leveres korrekt, og vi laver kontroller pba. den fejlmængde, derfor er det en løbende overvejelse. I den seneste periode har vi kontrolleret væsentligt mere end vi plejer.

12. Scenarierapport

Energinet indsamlede input til ny Scenarierapport, der forventeligt udgives 1. november 2023. Disse input og dermed overvejelser inkluderer, at se på en længere tidshorisont, at have mere fokus på hele markedet, og ikke kun Energinets andel (dansk/svensk), at beskrive aktiveringer, og at genoverveje muligheden for at inkludere priser.

Ved spørgsmål, input, mv. kontakt da Jesper W. Buck på jwb@energinet.dk og/eller Laura L. N. Nielsen lenn@energinet.dk.

For yderligere kommentarer, se introduktionen m. spørgsmål/kommentarer til skriftligt orienteringsmateriale.

13. Direkte Linjer

Energistyrelsen

Energistyrelsen sætter rammen for arbejdet med Direkte Linjer, ved at introducere processen kort fortalt. Arbejdet med Direkte Linjer udspringer fra PtX-aftalen i marts 2022, hvor der står, at man vil undersøge mere om Direkte Linjer. Direkte Linjer omhandler en kobling mellem produktion- og forbrugsanlæg inden det rammer DSO-nettet eller kører i ø-drift. Dette taler ind i den udvikling vi p.t. ser på energiområdet, og er med til at fremme samplacering.

Nogle af de centrale pointer fra PtX-aftalen inkluderer at sikre en øget grad af samplacering af forbrug og produktion. Fokus er derfor på at udarbejde kriterier, der sikrer at undtagelsen bliver givet, når det giver mening. Jf. ansøgningskriterier og betingelser, er der skabt et afstandskriterie, som er ment til at skabe incitament for samplacering jf. to underkriterier, se slide. Der er kun én anlægsejer, som repræsenterer det samlede ind i DSO-nettet. I henhold til tarifiering og afgifter, skal man fortsat betale moms og afgifter, herunder elafgift, på trods af at man ikke er koblet til DSO-nettet (udvekslingen af strøm mellem to forskellige ejere, skal der betales moms og afgifter af).

I relation til ansøgningsmodellen gælder det, at hvis man opfylder de objektive kriterier, så vil det ofte være en automatisk ansøgningsproces. MEN, i nogle tilfælde kommer der en individuel sagsbehandling, hvor tilladelsen så ikke kommer med det samme.

Energinet

Energinet præsenterer samplaceringskonceptet, og forklarer, at dette er en god ide i et energisystem med store mængder VE, da elnettet er begrænset og udbygningen tidskrævende. I relation til overplanting, ser man på mere VE produktion, hvor man ikke nødvendigvis har behov for den fulde kapacitet, som skal flyde rundt i nettet. Samplaceringssignalet giver dog kun gevinst ved at placere to anlæg på samme matrikel baseret på netøkonomiske beregninger.

Direkte Linjer er et samplaceringstiltag med forbrug bag måleren. Dette giver mulighed for forskellige ejere af anlæg og mulighed for større afstand mellem anlæg (end hvad der er muligt på samme matrikel). Direkte Linjer tarifieres på samme måde som en egenproducent model. Der må kun være én elhandler og én balanceansvarlig (via anlægsejerrepræsentant) for hele Direkte Linje konstellationen (Høringsvar fra Energinet jf. Bekendtgørelse om Direkte Linjer). Egenproducenter har "free rided" på transmissionsnettet. Energinets tariffer har hidtil været rent energibaseret.

I henhold til tarifændringer, fremgår en kapacitetsbetaling i snitfladen i henhold til Direkte Linjer og egenproducenten. Man skal ikke basere sin business case på energitarif i snitfladen, da der stadig kommer kapacitetstarif på. Man kan fortsat få en rabat, der på netdelen tilsiger, at der ikke skal købes net til dette. Alle tiltag forventes at være kompatible med levering af systemydelse ift. de aftaler, der er på kapacitet. Vi forventer, at aktørerne optimerer på sin kapacitet.

Spørgsmål eller kommentarer fra aktør(erne):

Til Energistyrelsen

Hvad menes der med undtagelse fra hovedreglen?

Vi har forsøgt at skabe objektive ansøgningskriterier. Der foretages to skønsmæssige vurderinger.

Spørgsmål til den vejledende udtalelse.

Den vejledende udtalelse fra Energinet skal forholde sig til nogle meget konkrete ting, og pba. dette skal Energistyrelsen lave en helhedsvurdering og dermed afgørelse. Energistyrelsen håber at give et incitament til, at man overholder helhedsvurderingen, og derved skal der ikke en vejledende udtalelse til. I tillæg gælder dette kun for transmissionstilslutninger. Ift. havvindsudbuddet indikerer man så vidt muligt, hvor afstandskriteriet er opfyldt/ikke opfyldt.

Hvornår er noget et distributionsnet? Er det den direkte linje, der forbinder produktion og forbrug?

Det har en betydning, hvor mange anlæg du kommer med, men der er ikke en entydig definition p.t. Lige nu prøver vi at indhegne vurderingen, da det er en skønsmæssig vurdering.

Ved yderligere spørgsmål, mv. kan Nikoline E. Leth kontaktes på nkln@ens.dk.

Til Energinet

Er der en risiko ved at der tilbageholdes strøm bag ved måleren, når der er behov for det?

Man skal lade være, hvis det ikke giver mening. Der kommer noget midlertidig begrænset netadgang for produktion, da der skal være net til at gøre det.

Spørgsmål om kapacitetsbetaling.

Fysikken begrænser i det bagvedliggende net. Hvis det er to produktionsenheder, så ser man mod det der er i dag. Kapacitetsbetaling skulle gerne føre til en optimering hos aktørerne.

Hvem har ansvar for at fortælle markedet, hvilken kapacitet der er tilgængelig?

Det er ikke anderledes end i dag. Ift. markedssignaler på spot-markedet, har du et CAP (0-100%)

Det efterspørges, at der bygges meget vind derude, men hvem har ansvar for tilgængelig kapacitet ud til markedet?

Ved nettilslutning får I at vide, hvor meget kapacitet der er ud mod markedet, hvilket offentliggøres over 100 MW. Det ukendte er, hvad der er i snitfladen.

Lad være med at lave dynamiske tariffer.

Vi kigger særligt på TSO-nettet ift. tidsbegrænsninger, hvor det ikke giver mening. Man kunne dog forestille sig en spot-pris afhængig af nettabstarif.

Ved yderligere spørgsmål, mv. kan Carsten Vittrup kontaktes på cvt@energinet.dk.