



**ENERGINET**  
Myndighedsenheden

Energinet  
Tonne Kjærsvvej 65  
DK-7000 Fredericia

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

Dato:  
18. november 2022

Forfatter:  
MYEN

## NOTAT

# HØRINGSNOTAT – FORSKRIFT C1, C2 OG C3 ANMELDELSE NOVEMBER 2022

## Indholdsfortegnelse

1. Indledning.....	2
1.1 Høring .....	2
2. Indledende bemærkninger .....	3
3. Gennemgående bemærkninger til de indkomne høringssvar .....	3
4. Øvrige konkrete bemærkninger til de indkomne høringssvar .....	3
5. Offentliggørelse af høring .....	8

## 1. Indledning

Metodeændringerne indeholder et ophør af effektubalanceafregning samt resulterende ændringer i de øvrige forskrifter som konsekvens heraf.

Derudover indeholder metodeændringerne ændringer til krav til køreplaner, hvor der skal sendes enkeltplaner for VE-anlæg på 10 MW eller større, hvor det revideres hvornår VE kan sende nedlukningsplaner og hvor der tilføjes krav om køreplaner for direkte linjer. Samtidig er der gennemført en række præciseringer for at gøre kravene mere forståelige.

Metodeændringerne indeholder ligeledes en ændring til køreplaner som følge af regulerkraftaktivering, hvor den balanceansvarlige skal sende en ekstra tidsserie, som repræsenterer aktiveringen.

Ændringerne til metoderne er udarbejdet som et led i Energinets ansvar for at sikre elforsynings sikkerheden i det danske elsystem, jf. elforsyningslovens<sup>1</sup> § 27 a. Metoderne er udarbejdet efter elforsyningslovens § 31, stk. 2, nr. 2, og systemansvarsbekendtgørelsens<sup>2</sup> § 7, stk. 1, nr. 3-4.

Metodeændringerne skal anmeldes til Forsyningstilsynet, som skal godkende ændringerne, før de kan træde i kraft.

Forskrifterne forventes at træde i kraft i april 2023, dog afhænger ikrafttræden af indførelse af direkte linjer af den endelige lovgivning på området. Effekttidsplaner for specifikke vejrafhængige VE-anlæg tilsluttet DSO-nettet, som ikke opfylder kravene for at kunne sende nedlukningsplaner vil blive indført senere, og vil kræve specifik stillingtagen til anlægssammensætning.

### 1.1 Høring

Metodeanmeldelsen for ændringer til Forskrift C1, Forskrift C2 og Forskrift C3 har været sendt i offentlig høring fra den 27. juni til den 8. august 2022.

Energinet modtog i denne høringsperiode 4 høringssvar.

Følgende har afgivet høringssvar: Norlys Energy Trading A/S, Energi Danmark, Green Power Danmark og Ørsted.

Følgende har oplyst, at de ikke har bemærkninger: Ingen.

Efterfølgende har der været yderligere dialog mellem Energinet og markedsaktørerne for at afklare spørgsmål og finde fælles løsninger på især spørgsmål om håndtering af regulerkraftbestillinger, senest på et offentligt aktørmøde den 31. oktober 2022, hvor aktørerne var velrepræsenteret.

Høringssvarene fra høringsperioden samt dialogen med markedsaktørerne på aktørmødet den 31. oktober 2022 har givet anledning til en række ændringer; disse ændringer er anført nedenfor i afsnit 4.

<sup>1</sup> Bekendtgørelse af lov om elforsyning, jf. lovbekendtgørelse nr. 984 af 12. maj 2021, med de ændringer der følger af § 4 i lov nr. 923 af 18. maj 2021, § 1 i lov nr. 2605 af 28. december 2021

<sup>2</sup> Bekendtgørelse nr. 2245 af 29. december 2020 om systemansvarlig virksomhed og anvendelse af eltransmissionsnettet

## 2. Indledende bemærkninger

Energinet har modtaget positive tilkendegivelser i forhold til fjernelsen af effektubalanceafregningen; i forhold til ændringerne til køreplanerne er der modtaget en række afklarende spørgsmål, som er besvaret i skemaet under pkt. 4.

## 3. Gennemgående bemærkninger til de indkomne høringsvar

### Effektubalanceafregningen:

Fra alle parter har der været stor opbakning til at Energinet afskaffer effektubalanceafregningen.

### Administrativ byrde:

Green Power Denmark har anført at "Green Power Denmark opfordrer Energinet til at arbejde for, at den administrative byrde ved drift af VE-anlæg ikke forhøjes ved Energinets ændring af forskrift C1, C2 og C3. Energinets tilgang til krav om køreplaner bør tage hensyn til den administrative byrde for markedets aktører."

Med ændringerne af elsystemets sammensætning, hvor der introduceres en langt større andel af VE-anlæg, er det Energinets vurdering, at det bliver nødvendigt at større VE-anlæg pålægges større pligter, da de kommer til at være bærende for elsystemet. Samtidig forsøger Energinet dog, så vidt det er muligt, at sikre en mindre administrativ byrde for mindre VE-anlæg, som ikke deltager med en stor påvirkning af systemet.

## 4. Øvrige konkrete bemærkninger til de indkomne høringsvar

Afsnit	Energi Danmarks bemærkninger (indsendt før tekstændring af 7. juli)	Energinets bemærkninger
Definition Ikke regulerbare hhv. prognosticerbare VE-anlæg	Definition bør ændres til:  Vejrafhængigt under 10 MW  Vejruafhængigt under 10 MW  Vejruafhængigt over 10 MW  Vejrafhængigt over 10 MW	Det er Energinets vurdering, at en ændring til det foreslåede kan hjælpe til en bedre forståelse. Energinet vil derfor ændre på begreberne i definitionen.
Afsnit	Norlys Energy Tradings bemærkninger	Energinets bemærkninger
Definition Ikke regulerbare hhv. prognosticerbare VE-anlæg	Har læst lidt på de ændringer i netop har sendt ud til høring og er stadig lidt uenig i det er en god fordeling af VE-anlæg, i har lavet nu. Formuleringen er som skrevet, ligger jo op til at VE-anlæg som vi faktisk godt kan regulere, skal med i denne kategori – men har man så tænkt sig at bruge anlægget til opregulering (og dermed holde noget kapacitet tilbage) skal man så flytte anlægget over i en anden kategori sammen med regulerbar produktion (hvis det er mere end de 10MW). Så	Det er Energinets vurdering, at VE-anlæg, der byder ind med mFRR-kapacitet, også skal kunne være med i kategorien prognosticerbare anlæg, da de er det i dag, og da en fortsættelse af denne løsning blev ønsket af flere andre af deltagerne på aktørmødet den 29. juni 2022.  Energinet anerkender, at det kan forstås anderledes, og specifikationen præciseres derfor.

	<p>kan vi jo ende med at skulle flytte det samme anlæg imellem disse to kategorier, alt efter hvilke markedet man er med i.</p> <p>Det var derfor jeg, som beskrevet tidligere i denne email, foreslog at man siger VE-anlæg der ikke KAN styres skal i ikke-regulerbar/prognosticerbar-gruppen, og ellers i regulerbar-gruppen.</p> <p>I kan vel heller ikke vide hvor lave priser der skal være, før man lukker anlæggene ned, når i skriver anlæg der lukkes ved negative priser skal med heri. Tænk ikke det altid er ved 0 kroner det sker.</p>	<p>Det fremgår af udkast til C3, at disse anlæg skal indsende nedreguleringsplaner, hvis de ikke kører med fuld produktion; det er derfor ikke afgørende om de bliver lukket ned, præcis når prisen bliver negativ. Energinet har fastsat begrænsningen for at angive, at det ikke skal være normalen, at anlægget lukkes helt eller delvist ned - medmindre der er tale om situationer med mFRR-bud (hvor der også skal indsendes nedreguleringsplaner, hvis man har forberedt et muligt opreguleringsbud).</p> <p>Det fremgår af EU-forordning RfG<sup>3</sup> at selv de mindste produktionsanlæg (A-anlæg, som er mindre end 125 kW), skal kunne modtage et tænd-sluk-signal. Vi går ikke ud fra, at anlæg i denne størrelse vil være anlæg, der typisk vil blive reguleret. Energinet finder derfor ikke, at det vil være hensigtsmæssigt at skelne mellem anlæg der kan styres og anlæg der ikke kan styres.</p>
	<b>Ørsted</b>	
<p>Definition Ikke regulerbare hhv. prognosticerbare VE-anlæg</p>	<p>I kapitel 5 fremgår det at bud fra VE-anlæg ikke må puljes med andre typer af produktionsanlæg. Det fremgår ikke om det må puljes med forbrugsanlæg. Det fremgår ikke hvorfor det ikke må puljes og definitionen af VE-anlæg er ikke compliant med definitionen i RED II. Ørsted Betragter biomas-sebaserede termiske anlæg for VEanlæg, men om denne eller modsatte definition anvendes løser ikke problemet med, at det forhindrer effektiv anvendelse af porteføljeaktivering.</p> <p>Ikke-regulerbare anlæg vs. Prognosticerbare anlæg</p> <p>Det er fortsat ikke klart for Ørsted hvad, der adskiller denne kategori fra øvrige anlæg. På side 12 (note 1) under punkt 12 skriver Energinet, at "som det forventes at Energinet kan lave..." Det fremgår ikke hvem der har den forventning.</p> <p>I den sammenhæng er det uklart om Energinet mener, at de har større succes med at prognosticere små anlæg frem for store anlæg eller hvad der udgør denne forskel.</p> <p>Endelig fremgår det på side 12 (note 1) at prognosticerbare anlæg kan levere mFRR og</p>	<p>Energinet er enig i, at der er en udfordring med definitionen, og ændrer på denne, så det bliver tydeligere, at der er tale om vejrafhængige anlæg, som kan prognosticeres ud fra vejrudsigten.</p> <p>Energinet er enig i at det kan være uklart, hvilke anlæg der er en forventning til. Energinet retter teksten til, så delafsnittet "det forventes at" fjernes, da det er de 4 punkter nedenfor der er afgrænsende for kategorien.</p> <p>Energinet skriver i argumentationen at " Denne nedreguleringsplan understøttes så af Energinets prognoser for disse VE-anlæg, hvor Energinet har mulighed for at lave bedre prognoser, når der er mange VE-anlæg i samme pulje, og derfor en bedre statistisk fordeling". Energinet har anvendt den matematiske forudsætning, at en stor andel af anlæg der kører indbyrdes uafhængigt og er geografisk fordelt, kan prognosticeres mere præcist da de rammes mere bredt af vejrforholdene end enkelte større enheder. Det vurderes altså at usikkerheden på en prognose på et enkelt større (vejrafhængigt) anlæg er større end usikkerheden på mange mindre (vejrafhængige) anlæg der er fordelt ud over et større geografisk område, og derfor oftere vil være påvirket af den gennemsnitlige vejr-situation. Som eksempel kan der gå 1 sky for det store</p>

<sup>3</sup> KOMMISSIONENS FORORDNING (EU) 2016/631 af 14. april 2016 om fastsættelse af netregler om krav til nettilslutning for produktionsanlæg.

	det komplicerer yderligere, hvorfor de skal have en speciel kategori.	solcelleanlæg, men næppe samtidigt gå en sky for alle mindre solcelleanlæg der fordeler sig på mange geografiske lokaliteter. Dette understøttes af de første observationer på store solcelleanlæg, som i nogen situationer påvirker elnettet i så stor grad, at det kan ses på udvekslinger på den dansk-tyske grænse.  Samtidig er det Energinets behov at få data til vurdering af elsystemets forventede tilstand i de enkelte knudepunkter, og den mere præcise fordeling af belastning fra større enheder er derfor interessant, da den påvirker enkeltpunkter i nettet mere, end en pulje af geografisk fordelte mindre anlæg.
<b>Afsnit</b>	<b>Energi Danmarks bemærkninger (indsendt før tekstændring af 7. juli)</b>	<b>Energinets bemærkninger</b>
Nødvendigt kendskab til forhold ud over direkte markedsforhold	<p><b>Energinet ønsker:</b> Bedre styr på viden om vejrafhængige anlæg ift. Markedsdeltagelse eller lign.</p> <p><b>Hvad BRP'er ikke ved nu eller ved dårligt:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Netvedligehold fra enten DSO eller TSO</li> <li>- Besøg ved mølle</li> <li>- Service</li> </ul> <p><b>Hvad BRP'er ved nu (problem kommer med uafhængige aggregater som bør tænkes ind):</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Deltagelse i spot, dvs. er møllen/PV anlæg lukket pga. negative priser eller lign.</li> <li>- Deltagelse i nedregulering/ opregulering</li> </ul> <p>Dog lille problem ved set-punktsnedluk... Hvad gør vi her? Eks. 1 MW ud af 20 MW lukket... hvad skal vi sende?</p> <p><b>Forslag:</b></p> <p><b>BRP Aktører sender således per prisområde:</b></p> <p>Vejrafhængigt under 10 MW</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aggregeret sum "lukket" kapacitet, hvor grunden til lukket kapacitets er <b>markedsfølsomt</b> (spot/regulerkraft eller lign.)</li> </ul> <p>Vejruafhængigt under 10 MW</p>	<p>Energinet har kun hjemmel til at indhente udetid for TSO-net, transmissionstilsluttede anlæg og produktionsanlæg &gt; 25 MW</p> <p>Energinet har ikke adgang til viden om revision på DSO-net og DSO-tilsluttede anlæg mindre end 25 MW. I forbindelse med ændringer af C3 på baggrund af GLDPM (ændringer til køreplaner, som stadig er under indarbejdelse i IT-systemerne), er det netop forudsat, at viden om anlægs nedlukning ved revision skal indmeldes gennem de balanceansvarlige. Det har været vores forventning, at der foreligger aftaler med de enkelte anlægsejere om en form for indmelding til den balanceansvarlige om anlæggets drift (særligt når anlæg har en vis størrelse), som danner forudsætning for balanceringen.</p> <p>I forbindelse med den løbende opfølgning der skal ske som erstatning for effektubalanceafregningen, vil der være mulighed for at følge op på, om det særligt er i denne slags situationer, at der er afvigelser. Hvis det er tilfældet, kan vi påbegynde en dialog om hvordan denne udfordring løses bedst muligt.</p> <p>Hvis Energinet skal udstille data om DSO'ers og anlægs revisionsplaner, så vil det kræve en accept af, at disse data deles med de balanceansvarlige. Det kan være en mulighed, at denne accept kan indarbejdes i balanceansvarsaftalen, der mangler dog også en it-teknisk løsning, som understøtter visning, denne løsning kan ikke laves foreløbig.</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Aggregeret sum 5 min plan per brændsel</li> </ul> <p>Vejruafhængigt over 10 MW</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- individuel 5 min plan per brændsel per site</li> </ul> <p>Vejrafhængigt over 10 MW</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Individuel plan "lukket" kapacitet, hvor grunden til lukket kapacitets er <b>markedsfølsomt</b> (spot/regulerkraft eller lign.)</li> </ul> <p><b>Portal laves til anlægsejere hvor der kan indmeldes for både VE og konventionelt:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Udetid pga net (DSO/TSO)</li> <li>- Reaktiv effekt</li> <li>- Andet ikke markedsfølsomt?</li> </ul> <p><b>Energi Danmark ønsker at dette implementeres samtidigt mht. køreplaner per brændsel per site osv. over ECP for alle andre slags anlæg. Andet behøves der ikke tages højde for her pt.</b></p>	
Afsnit	Ørstedes bemærkninger	Energis bemærkninger
	<p>Ørsted bemærker en tendens til, at implementere enhedsbaseret bud frem for portefølgebud. Ørsted opfordrer Energinet til at skifte kurs i retning af portefølgebud, som det i øjeblikket er gjort muligt for aFRR produktet. mFRR og aFRR adskiller sig ikke væsentlig fra hinanden i natur. Det står ikke klart hvad der ligger bag valget eller præferencen for en enhedsbaseret aktivering. I denne periode reduceres den fysiske mulighed fra den samlede kapacitet og samtidig og til dels også som en konsekvens heraf, øges ubalanceomkostningerne.</p> <p>I kapitel 5 fremgår det at bud fra VE-anlæg ikke må puljes med andre typer af produktionsanlæg. Det fremgår ikke om det må puljes med forbrugsanlæg. Det fremgår ikke hvorfor det ikke må puljes og definitionen af VE-anlæg er ikke compliant med</p>	<p>Der er ikke foretaget ændringer i nærværende metode, der ændrer på muligheden for at indsende portefølgebud.</p> <p>Energinet ønsker ikke at afskaffe muligheden for portefølgebud. Årsagen til, at bud fra VE-anlæg skal opdeles på brændselstype er, at Energinet har behov for at kunne følge op på kvaliteten af Energinets prognoser.</p> <p>Det præciseres i forskriften, at VE-anlæg ej heller må puljes med forbrugsanlæg.</p> <p>Det er endvidere Energinets forventning, at behovet for portefølgebud minimeres markant, når budstørrelsen i mFRR Energiaktiveringsmarkedet sænkes til 1 MW. Dette sker samtidig med implementeringen af disse forskriftændringer. Dette vil medføre, at aktiverne er opdelt på flere bud, men Energinet mener ikke, at det vil forhindre aktøren i</p>

	<p>definitionen i RED II. Ørsted Betragter biomas-sebaserede termiske anlæg for VEanlæg, men om denne eller modsatte definition anvendes løser ikke problemet med, at det forhindrer effektiv anvendelse af porteføljeaktivering.</p> <p>Et skift til porteføljebud vil øge kapaciteten af mFRR og omkostningerne vil reduceres. Konkret bør Energinet give mulighed for at sammensætte bud på tværs af teknologier og geografi. Eksempelvis vil det være produktivt, at kunne sammensætte aktiveringer fra vind, sol, batterier, elkedler, batterier osv.</p>	<p>at gennemføre aktiveringen af porteføljen effektivt.</p> <p>Med overgangen til en budstørrelse på 1 MW er det således Energinets forventning, at øgede omkostninger og faldende kapacitet som følge af, at VE-anlæg skal opdeles på brændselstype, er begrænset.</p>
<b>Afsnit</b>	<b>Ørsteds bemærkninger</b>	<b>Energinets bemærkninger</b>
	<p>Det er uklart for Ørsted hvilket formål køreplaner tjener. Ørsted bemærker en tendens til stikprøvekontrol af systemydelse og spørgsmålet er, om dette vil være tilstrækkeligt.</p>	<p>Energinet benytter køreplaner til flere formål:</p> <p>Til at understøtte balanceringen, hvor forventninger til produktion og udvalgt forbrug jf. køreplaner sammen med prognoser for mindre vind- og solanlæg sammenholdes med prognoser for det forventede forbrug. Dette er udgangspunktet for aktivering af mFRR-bud, for at sikre en proaktiv understøttelse af frekvensen.</p> <p>Til at forudsige tilstanden i nettet, hvor der gennemføres løbende beregninger af nettetilstanden, for at forudse flaskehalse og for at kunne reagere på udfordringer for spændingen.</p> <p>Beskrivelsen af nettetilstanden danner også grundlag for udarbejdelsen af Energinets individuelle netmodel, som sendes til den nordiske RCC, der benytter den i analyser sammen med de øvrige netmodeller, og sikrer en sammenhæng på tværs af Norden, hvorefter netmodellerne sammensættes og anvendes til yderligere koordinering i europæisk sammenhæng, som understøttelse af det fælles europæiske elmarked.</p> <p>Energinet er ikke sikker på, hvordan spørgsmålet om stikprøvekontrol af systemydelse skal forstås, i sammenhæng med denne ændring af reglerne</p>
<b>Afsnit</b>	<b>Ørsteds bemærkninger</b>	<b>Energinets bemærkninger</b>
	<p>Køreplaner for direkte linjer Hvad skal vi mene om dette?</p>	<p>Energinet håber at vi sammen kan sikre en god integrering af direkte linjer i planindmeldingen, så Energinet kommer i besiddelse af de nødvendige data, men ikke kommer til at indføre unødvendige krav.</p>

		<p>Der har undervejs i processen med beskrivelsen af direkte linjer været forslag fremme, som vil gøre det umuligt for Energinet at prognosticere forbrugsenheder, som er placeret i sammenhæng med produktion og evt. batterier, og som samtidig er begrænset i den samlede udveksling med nettet. Vi håber snart at have tilstrækkelig viden på området til at sikre en god vejledning på planindmelding i denne sammenhæng.</p>
--	--	--

Dialogen med markedsaktørerne efter høringsperioden, og senest på aktørmødet den 31. oktober 2022, giver anledning til at ændre håndteringen af regulerkraftbestillinger i køreplaner, således at aktørerne fremsender en effektplan for driften, der er identisk med det, de gør i dag. I stedet for det oprindelige forslag oprettes en ny tidsserie i køreplanen, der angiver regulerkraftaktiveringer. Disse ændringer er indarbejdet i metodeanmeldelsen og i fremsendte forskrift C3.

## 5. Offentliggørelse af høring

Materialet har været offentliggjort på Energinets hjemmeside: [www.energinet.dk](http://www.energinet.dk) under EI → Høringer af forskrifter, metoder og nationale gennemførselsforanstaltninger → Høringer. Offentliggørelsen blev også annonceret med en nyhed.

Ændringerne i C1, C2 og C3 blev kort gennemgået på aktørmøde den 29. juni 2022, hvor de balanceansvarlige deltog.