



ENERGINET

FORVENTNINGER TIL FREMTIDENS SYSTEMYDELSER 2024-2040

INDHOLD

LÆSEVEJLEDNING

Denne rapport henvender sig til både nye og eksisterende markedsaktører. Afsnittet ”Introduktion og kom godt i gang” henvender sig specielt til nye aktører med begrænset eller ingen forudgående viden om systemydelser.

I ”Status og fremskrivning” beskrives Energinets nuværende indkøb af systemydelser samt fremskrivning af behovet for forskellige systemydelsesprodukter i DK1 og DK2. Detaljerede beskrivelser af metoderne bag disse fremskrivninger findes under ”Metode”.

Endelig giver afsnittet ”Markedsudvikling” et overblik over de markedsændringer indført i 2024, samt kommende markedsændringer på kort og langt sigt.

	INDHOLD	3		STATUS OG FREMSKRIVNING	18
	INTRODUKTION OG KOM GODT I GANG	4		Centrale resultater	19
	Hvad er systemydelser?	5		Status og fremskrivning for mFRR	21
	Sådan virker systemydelser	6		Status og fremskrivning for aFRR	28
	Markedsoverblik	7		Status og fremskrivning for FCR	33
	Prækvalifikation af anlæg	8		Status og fremskrivning for FCR-D	36
	Adgang til markedet	9		Status og fremskrivning for FCR-N	40
				Status og fremskrivning for FFR	43
	METODE	10		MARKEDSUDVIKLING	46
	Metode og forudsætninger	11		Milepæle i 2024	47
	Metode til fremskrivning af FCR-behov	14		Milepæle i 2025-2030 og frem	48
	Metode til fremskrivning af FRR-behov	15		Priselastisk indkøb af mFRR-kapacitet	50
	Fremskrivning af ubalancer	16		Nyt ubalancegebyr	51
	Metode til beregning af behov FRR-behov	17		Ny rolle: Uafhængig aggregator	52
				Interne flaskehalse	54
				Energiø Bornholm	55
				APPENDIKS	56



EXECUTIVE SUMMARY

Energinet har ansvaret for at indkøbe systemydelser, der bidrager til at opretholde balancen i Danmarks elnet, når der opstår ubalance mellem elforbrug og elproduktion. I takt med, at Danmark bliver mere afhængig af vedvarende energikilder som vind og sol, stiger behovet for systemydelser.

Denne rapport redegør for Energinets nuværende indkøb af systemydelser samt fremskrivninger af Energinets behov for systemydelser frem mod 2040. Fremskrivningerne repræsenterer Energinets bedste skøn baseret på opdaterede metoder, lovgivning og Danmarks politiske klimamål. Rapporten giver også et overblik over milepæle inden for markedsudvikling på kort og langt sigt med det formål at skabe større gennemsigtighed.

I takt med at fremtidens energisystem tager form, vil Energinet gerne opfordre virksomheder til at bidrage med fleksibilitet på markederne for systemydelser. Dette styrker

ikke kun forsyningssikkerheden, men udgør også en indtjeningsmulighed for virksomhederne. For nye aktører på systemydelsesmarkederne tilbyder rapporten en introduktion til systemydelser og forklarer, hvordan man får adgang til markedet.

Jeg håber, at både nye og eksisterende markedsaktører finder nyttig viden i denne rapport, og ønsker alle god fornøjelse med læsningen.

Kia Marie Jerichau
Områdeleder i Fleksibilitet og Balancering, Energinet



INTRODUKTION OG KOM GODT I GANG

Dette afsnit præsenterer en introduktion til systemydelser og forklarer, hvordan man får adgang til markedet.



HVAD ER SYSTEMMYDELSER?

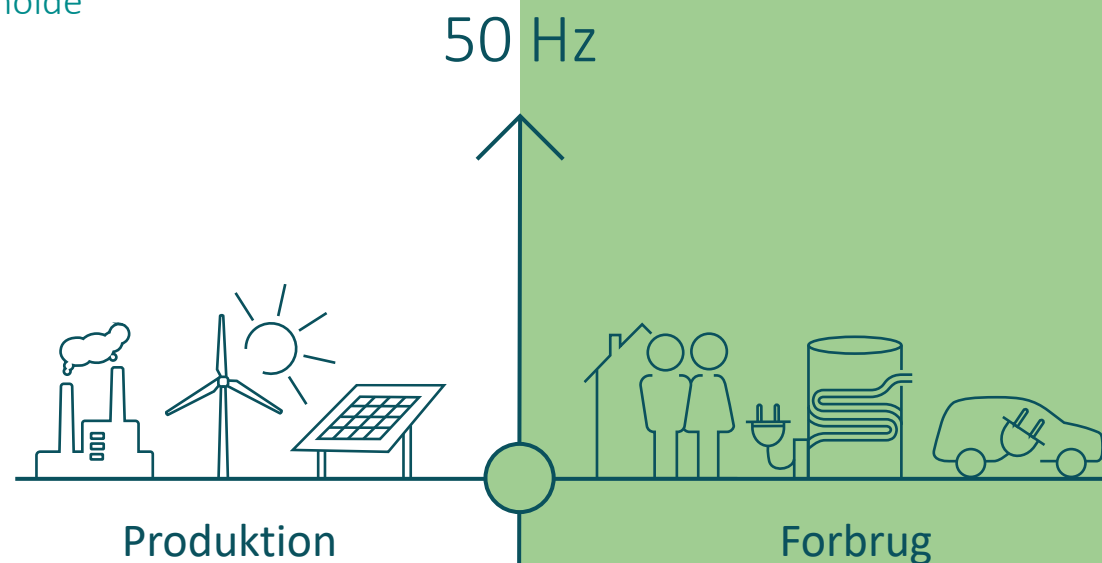
Systemydelser er fleksibel produktion og forbrug af el, som Energinet indkøber for at opretholde balancen i elsystemet.

Der skal være balance mellem elforbrug og elproduktion på alle tider af døgnet. Denne balance stabiliserer frekvensen i elsystemet omkring 50 Hz og bidrager til forsyningsikkerheden.

Markedsaktører, der leverer systemydelser, bliver betalt af Energinet for at være fleksible. Nedenfor er et par eksempler på markedsaktører.

Forbrugsenheder, såsom elkedler og batterier, kan justere forbruget op og ned i henhold til elsystemets behov og dermed understøtte systembalancen. Ligeledes kan produktionsenheder, såsom kraftværker, justere produktionen op og ned. Vindmøller og solcelleanlæg er derimod kun fleksible i forhold til at reducere produktionen, da de er afhængige af vejrforholdene for at kunne øge produktionen.

Energinet forventer, at der i fremtiden vil være færre af de traditionelle termiske kraftværker, som i mange år har været vigtige for at sikre balancen i elsystemet. Derudover introducerer vedvarende energikilder mere ustabilitet i elsystemet. Derfor er der behov for en stor og forskelligartet portefølje af teknologier til at balancere elsystemet i fremtiden.



OP- OG NEDREGULERING

Systemydelser virker i to retninger: Opregulering i situationer hvor der er underskud af strøm i elsystemet, og nedregulering i situationer hvor der er overskud.

Opregulering:

Systemydelsesleverandører øger produktionen eller sænker forbruget.

Nedregulering:

Systemydelsesleverandører sænker produktionen eller øger forbruget.

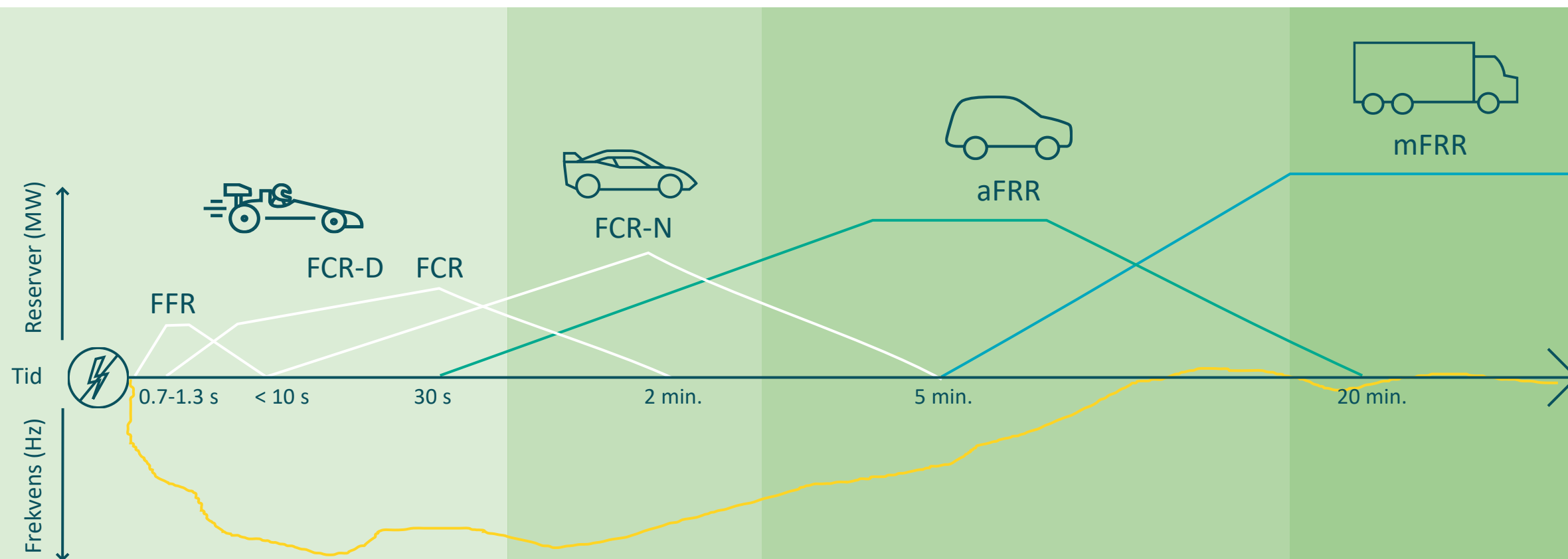
Symmetrisk vs. asymmetrisk:

Symmetriske systemydelsesprodukter skal kunne levere *både* opregulering og nedregulering. Asymmetriske systemydelsesprodukter skal kunne levere enten opregulering *eller* nedregulering.

SÅDAN VIRKER SYSTEMYDELSER

Illustrationen herunder viser hvordan, fx et uventet skydække over en stor solcellepark fører til et fald i frekvensen illustreret med den gule streg. Energinet aktiverer forskellige systemydelsesprodukter for at få frekvensen tilbage til omkring 50 Hz. Systemydelsesprodukterne er forskellige, hvad angår bl.a. mængde, aktiveringstid og varighed. Racerbilen illustrerer de hurtigste produkter, som også leverer mindst energi (FFR, FCR-D og FCR). Længere ude i tid illustrerer lastbilen det langsomste produkt, som leverer mest energi (mFRR). Afsnittet "Status og fremskrivning" giver et overblik over Energinets nuværende indkøb af og forventede behov for systemydelser samt en nærmere beskrivelse af de enkelte systemydelsesprodukter.

Tag denne [test](#) for at finde ud af, hvilke systemydelsesprodukter dit anlæg kan levere, og få en indikation på mulige indtægter baseret på historiske priser. Vær opmærksom på, at historiske priser ikke er et udtryk for Energinets forventninger til fremtidige priser eller en garanti for fremtidig indtjening.



MARKEDSOVERSIGT

Tabellerne nedenfor viser, hvordan de forskellige systemydelser fordeler sig på kapacitets- og energiaktiveringsmarkederne for DK1 (Vestdanmark) og DK2 (Østdanmark).

På kapacitetsmarkederne bliver markedsdeltageren betalt for at stå til rådighed med deres fleksibilitet på langt sigt, hvilket sikrer, at der er tilstrækkelig kapacitet til rådighed til at imødekomme spidsbelastninger eller uventede situationer.

For de hurtige produkter som FFR og FCR er der kun kapacitetsmarkeder. Når FFR- og FCR-bud udvælges i kapacitetsmarkedet, aktiveres de automatisk i henhold til elnettets behov.

For mFRR og aFRR er der både kapacitets- og energiaktiveringsmarkeder. Hvis f.eks. et mFRR-bud udvælges i kapacitetsmarkedet, er markedsdeltageren forpligtet til også at afgive et tilsvarende bud i energiaktiveringsmarkedet

DK1

PRODUKT	KAPACITETSMARKED	ENERGIMARKED
FCR	X	
aFRR	X	X
mFRR	X	X

DK2

PRODUKT	KAPACITETSMARKED	ENERGIMARKED
FFR	X	
FCR-D	X	
FCR-N	X	
aFRR	X	X
mFRR	X	X

PRÆKVALIFIKATION AF ANLÆG

Anlæg skal testes og godkendes af Energinet for at sikre, at de lever op til de tekniske krav til at levere systemydelser. Dette kaldes prækvalifikation.

Nedenstående figur giver et overblik over prækvalifikationsforløbet. Læs mere om prækvalifikation på [Energinets hjemmeside](#) eller kontakt Energinets prækvalifikationsteam på PQ.audits@energinet.dk.

STEP 1: FORBEREDELSE



Markedsadgang:

For at kunne afgive bud i markederne for systemydelser skal anlægsejeren samarbejde med en balanceansvarlig (BRP) eller systemydelsesleverandør (BSP) eller alternativt selv blive BRP eller BSP. En ikke-udtømmende liste over danske BSP'er og BRP'er kan findes på [Energinets hjemmeside](#)

Tekniske krav:

Undersøg, om anlægget lever op til de tekniske krav for det pågældende marked. Læs om de tekniske krav i udbudsbetingelserne på [Energinets hjemmeside](#).

Dato for test:

Find en dato til prækvalifikationstesten. Energinet skal overvære testen og kende datoen senest 7 dage i forvejen.

STEP 2: TEST



Gennemfør de relevante tests og send data:

Kør de tests, der kræves for det pågældende marked, og send data og testmanual til Energinet i korrekt format og opløsning.

Foretag ændringer eller tilføjelser:

Energinet vil muligvis kræve nogle justeringer, før anlægget kan prækvalificeres. Når justeringerne er foretaget, skal der gennemføres en ny test.

STEP 3: GODKENDELSE



Energinet udsteder en godkendelse

Hvis alle krav er opfyldt, udsteder Energinet en officiel godkendelse, som giver eb BRP eller BSP adgang til at deltage på det pågældende marked med det prækvalificerede anlæg.

ADGANG TIL MARKEDERNE

For at få adgang til systemydelsesmarkederne skal anlægsejeren enten samarbejde med en BRP eller BSP eller selv registrere sig som BRP eller BSP.

Virksomheder skal opfylde relevante tekniske og finansielle krav for blive registreret som BSP eller BRP og dermed få adgang til systemydelsesmarkederne. Nedenfor er en oversigt over processen for markedsadgang og kravene for nye BSP'er og BRP'er.

Læs mere om, hvordan en virksomhed bliver [BSP](#) eller [BRP](#) på Energinets hjemmeside, eller kontakt electricitymarket@energinet.dk



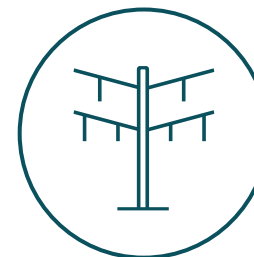
AFTALE MED ENERGINET

Virksomheden skal videregive nødvendige virksomhedsoplysninger samt stille økonomisk sikkerhed over for Energinet. Derudover skal virksomhederne underskrive kontrakt med Energinet, samt efterleve relevante markedskrav. Læs mere på [Energinets hjemmeside](#).



AFREGNINGSAFTALE

Virksomheden skal oprettes og underskrive kontrakt med eSett, som er den ansvarlige virksomhed for systemydelses- og ubalanceafregning. Hertil skal virksomheden stille økonomisk sikkerhed over for eSett samt efterleve relevante krav. Læs mere på [eSetts hjemmeside](#).



REGISTRERING OG PRÆKVALIFIKATION

For at kunne levere systemydelser, skal alle anlæg være registreret i DataHub, hvor data om elforbruget og -produktionen i Danmark er samlet. Anlæg som indgår i en BRP- eller BSP-portefølje, og som leverer systemydelser, skal desuden prækvalificeres.



METODE

Dette afsnit præsenterer forudsætninger og metoder bag fremskrivningerne i denne rapport.



FORUDSÆTNINGER OG METODE

Fremskrivningerne af behovet for systemydelser er baseret på historiske data og modelgenererede resultater fra Energinets avancerede energimodelleringsværktøj (BID3). De underliggende antagelser for Danmark følger Energistyrelsens Analyseforudsætninger fra 2023 (AF23).

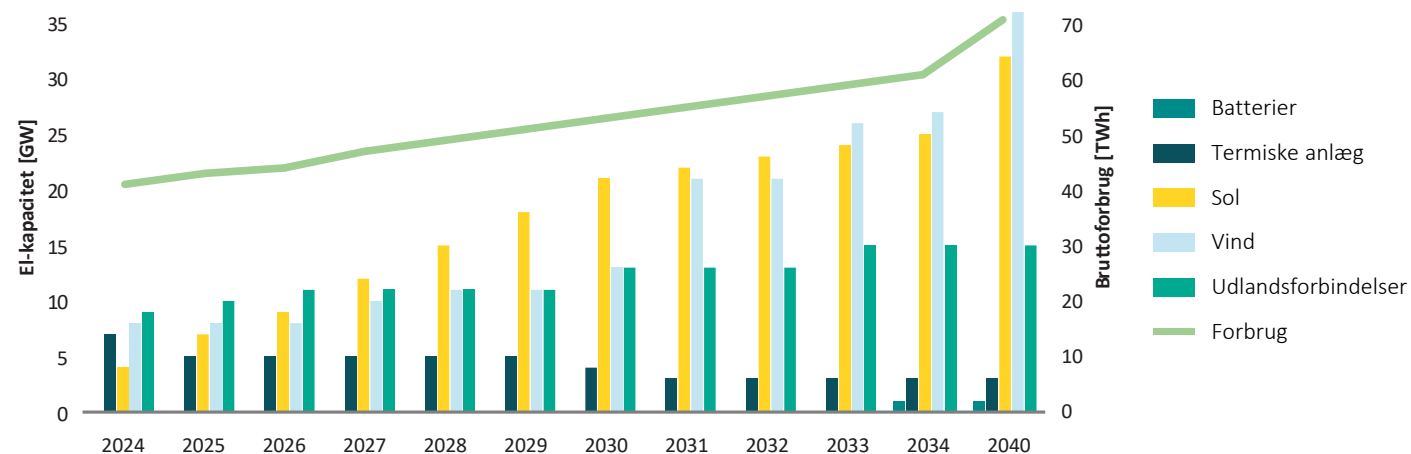
Antagelser for andre europæiske lande er baseret på data fra European Resource Adequacy Assessment 2023 Edition (ERAA23) og data fra Ten-Year Network Development Plan 2022 (TYNDP22) for perioderne 2025-2034 og 2040. AF23, ERAA23 og TYNDP22 indeholder data om produktionskapacitet, forbrug, kapacitet på udlandsforbindelser, udfald af kraftværker og udlandsforbindelser osv., og beskriver forventede udviklinger i energisystemet i alle europæiske lande.

Disse er alle nye datasæt sammenlignet med fremskrivningerne i sidste års rapport, hvilket kan resultere i ændrede antagelser og dermed ændrede fremskrivninger af indkøbsbehov sammenlignet med sidste år. En oversigt over de anvendte data præsenteres i Figur 1 og Figur 2.

ERAA23 indeholder to scenarier for udviklingen i Europa: Scenarie A – Central og Scenarie B – Sensitivitet. En væsentlig forskel mellem de to scenarier er, at der er 16 GW mindre disponibel kapacitet i Europa i Scenarie B, hvilket resulterer i et mere stresset system med hensyn til effektilstrækkelighed. Dette skyldes ENTSO-E's Economic Viability Assessment (EVA), hvor Scenarie A tillægger sjældne, dårlige klimaår større vægt som incitament til investeringer i ny kapacitet. Energinet har valgt Scenarie B i denne prognose, da Scenarie B anses for at være den bedste vurdering af det nuværende investeringsklima på de europæiske elmarkeder, mens Scenarie A anses for at være et mere optimistisk scenarie. Det er dog vigtigt at notere sig, at disse fremtidige scenarier indebærer stor usikkerhed.

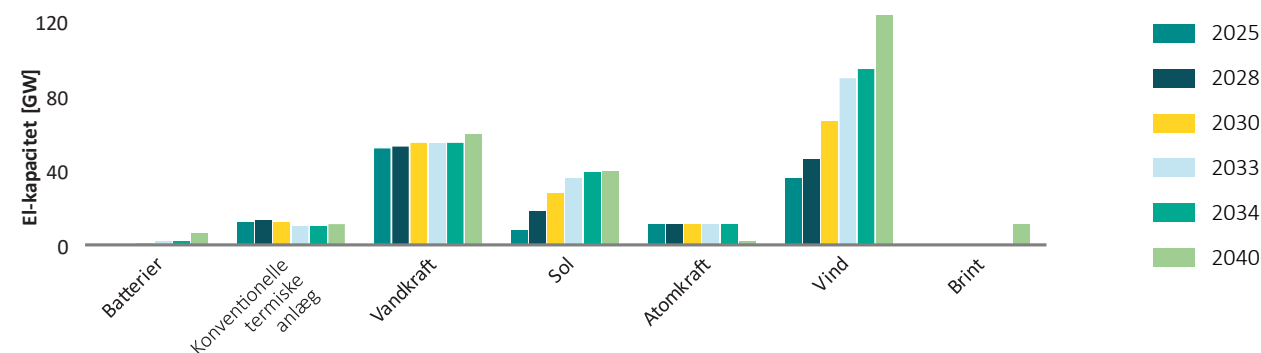
Energistyrelsens analyseforudsætninger angiver også, at en betydelig del af de disponible kraftværker vil blive taget ud af drift i de kommende år. Energinet vurderer, at de fleste af disse værker har været tilgængelige på markederne for systemydelser, og at dette derfor kan påvirke likviditeten på markederne i fremtiden.

FIGUR 1 DANSK KAPACITET



Figur 1 illustrerer antagelser anvendt i fremskrivningen for udviklingen af dansk produktionskapacitet, kapacitet på udlandsforbindelser samt årligt forbrug. Antagelserne er baseret på AF23.

FIGUR 2 NORDISK KAPACITET



Figur 2 illustrerer antagelser anvendt i fremskrivningen for udviklingen af produktionskapacitet i det nordiske elsystem. Antagelserne er baseret på AF23 for DK2 og ERAA23 samt TYNDP24 for resten af det nordiske system.

FORUDSÆTNINGER OG METODE

Med udgangspunkt i dataforudsætninger anvendes BID3 til at lave en timebaseret aktivering af produktion og forbrug for hele Europa for simuleringsårene 2025, 2028, 2030, 2033, 2034 og 2040 baseret på seks klimaår (historiske år med målt solindstråling, vind, nedbør osv.), hvilket giver et udfaldsrum for hvert simuleringsår for aktiveret produktion, forbrug og flow på udlandsforbindelser. Disse anvendes i følgende metoder for indkøbsbehovene for de enkelte systemydelser i DK1 og DK2, f.eks. til at bestemme referencehændelser, systeminerti, fordelingsnøgler og forventede ubalancer i forskellige aktiveringsscenarier. I forhold til

sidste års rapport er det en stigning i simuleringsår og klimaår for at opnå et mere detaljeret udfaldsrum.

De seks repræsentative klimaår er udvalgt fra ENTSO-E's Pan-European Climate Database (PECD). Databasen indeholder produktionsprofiler for vind, sol og vand samt vejrdata for 35 forskellige historiske år i perioden 1982-2016. De seks udvalgte klimaår repræsenterer et udfaldsrum med gode, neutrale og dårlige vejrår. Det tilstræbes også at repræsentere en række gode, neutrale og dårlige vejrår på kontinentet i forskellige kombinationer med gode, neutrale og dårlige

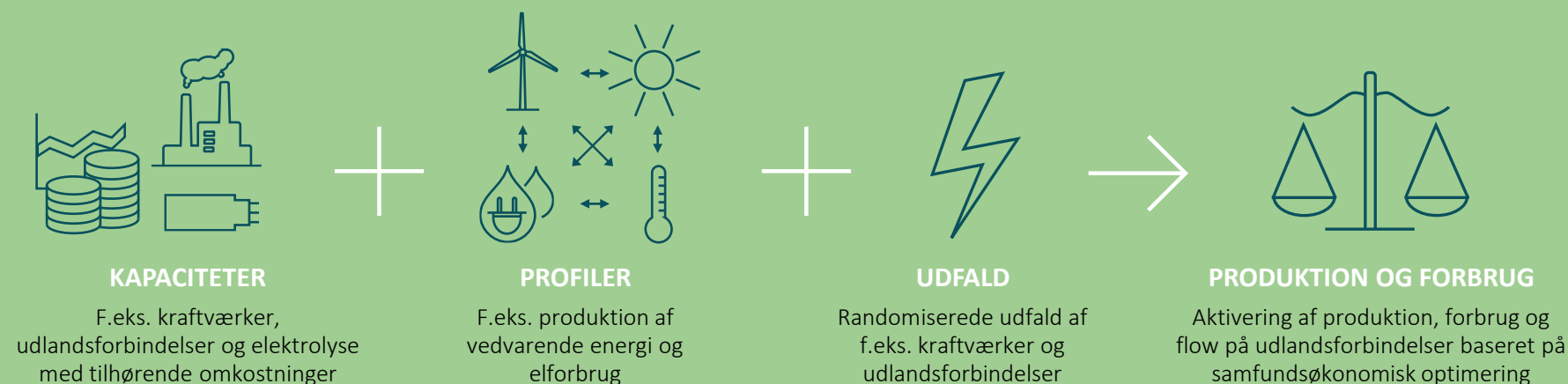
vejrår i det nordiske og danske system. Energinet har valgt ikke at bruge de mest ekstreme vejrsценарier for at få et mere retvisende udfaldsrum for de forventede indkøbsbehov. På næste side illustreres forskellen i den aktiverede årlige produktion for den nordiske region, baseret på de seks forskellige klima for simulationsåret 2030.

Med den massive, stigende tendens inden for vedvarende energi har klimaår en betydelig indvirkning på behovet for systemydelser, især når man tager ubalancer og systeminerti i betragtning. Dette skyldes hovedsageligt, at vedvarende energi aktiveres i stedet for

konventionelle kraftværker, hvilket medfører et lavere bidrag til systeminerti og en højere sandsynlighed for ubalancer. Desuden beregnes de danske fordelingsnøgler for FCR på baggrund af produktion og forbrug, hvilket betyder, at jo mere Danmark producerer, jo større bliver vores FCR-fordelingsnøgle og indkøbsansvar.

Sammenfattende er de værdier og intervaller, der er vist i fremskrivningerne, forventede værdier for behovet for systemydelser og ikke indkøbsbindende værdier. Fremskrivningerne er Energinets bedste bud på fremtidige behov – trods en verden præget af stor usikkerhed.

ILLUSTRATION AF BID3-MODEL-METODEN



FORUDSÆTNINGER OG METODE – EFFEKTER AF KLIMAÅR

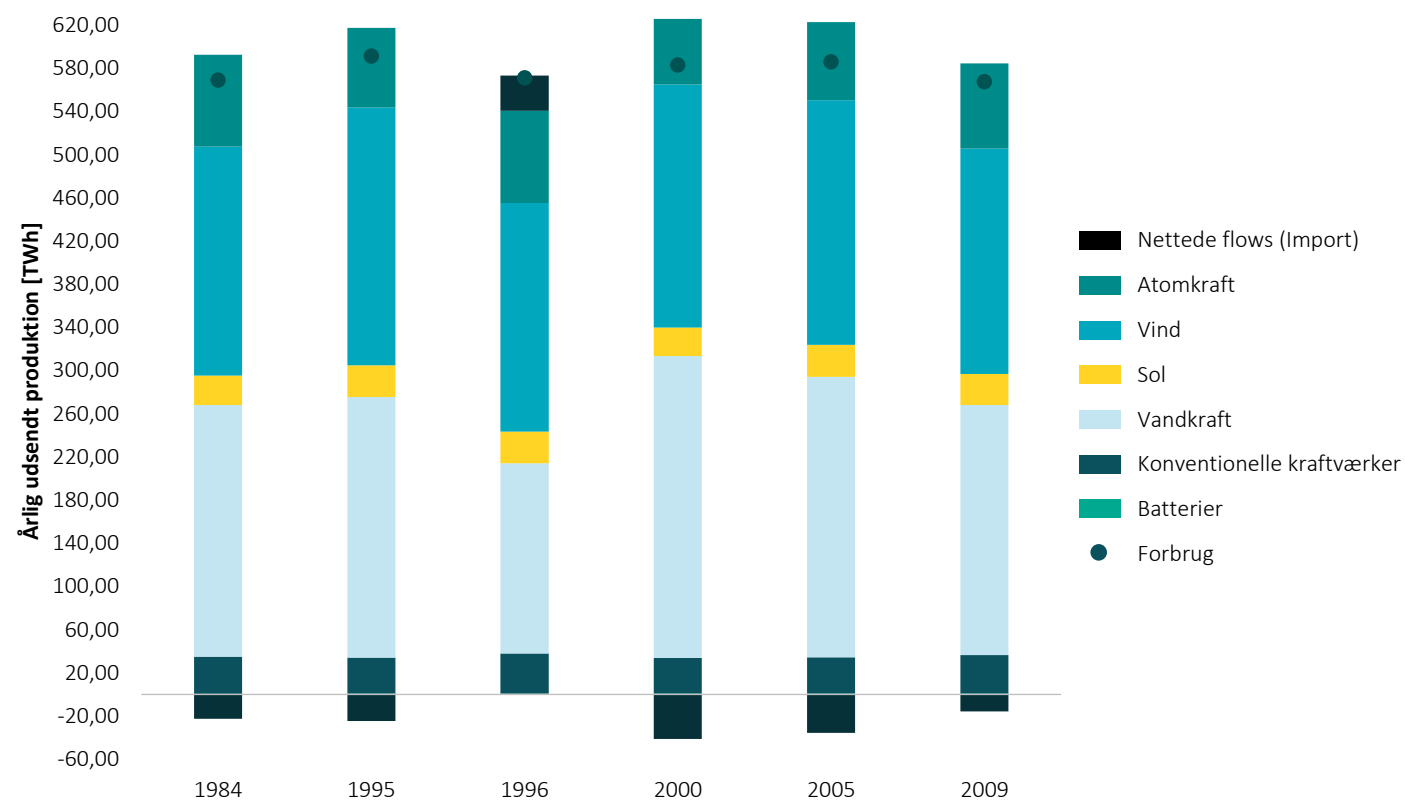
Forskellige cases for klimaår viser forskellige kombinationer af vandkraft, vind, konventionelle kraftværker og atomkraft, hvilket generer forskellige fremtidige systemscenarier.

Figur 3 illustrerer forskellen i produceret energi for den nordiske region baseret på seks forskellige klimaår for simuleringsåret 2030. Klimascenarierne fra 1996 og 2009 repræsenterer dårlige klimaår med lave mængder nedbør, vind og solenergi. 1984 og 2005 er neutrale klimaår, og 1995 og 2000 viser gode klimaår.

Generelt betyder gode klimaår øget produktion af vandkraft, solenergi og vindenergi, samt mindre produktion fra konventionelle kraftværker og atomkraftværker. Gode klimascenarier indebærer typisk også højere vintertemperaturer, hvilket fører til lavere elforbrug. Høje niveauer af solenergi og vindenergi betyder generelt, at konventionelle kraftværker og atomkraftværker ikke benyttes i samme omfang på grund af højere marginalomkostninger. Dette betyder lavere systeminerti og højere sandsynlighed for systemubalancer, hvilket igen fører til et øget behov for anskaffelse af systemydelser.

Høje niveauer af vandkraftproduktion kan også forhindre, at konventionelle kraftværker og atomkraftværker bliver benyttet. Dog bidrager vandkraft til systeminerti og fører ikke til en øget sandsynlighed for systemubalancer.

FIGUR 3 ÅRLIGT AKTIVERET PRODUKTION I NORDEN FOR SIMULERINGSÅRET 2030



METODE TIL FREMSKRIVNING AF FCR-BEHOV

Dimensioneringen for alle synkronområder af den primære reserve, FCR, er reguleret i den europæiske System Operation Guideline (SOG)

Ifølge System Operation Guideline, artikel 153, skal TSO'erne årligt vurdere FCR-kapacitetsbehovet. På det europæiske fastland er behovet sat til 3.000 MW både op og ned, mens det i Norden er baseret på den faktiske referencehændelse, typisk 1.450 MW.

Alle FCR-produkter i både DK1 og DK2 er afhængige af fordelingsnøgler baseret på elforbrug og elproduktion. Denne fordelingsnøgle bruges til at fordele de nødvendige FCR-kapaciteter i hvert budområde.

Fremskrivingerne er baseret på elforbrug og elproduktion fra BID3-simuleringer for alle områder. Det muliggør et skøn af fordelingsnøglen baseret på fremtidig produktion og forbrug.

I begyndelsen af 2024 indsendte alle TSO'er i Kontinentaleuropa enstemmigt en nye metode for probabilistisk dimensionering af FCR i Kontinentaleuropa til de nationale myndigheder. Kort fortalt anvender denne nye metode de nyeste karakteristika for systemet til probabilistisk at estimere hvor meget FCR, der kræves for at opretholde et bestemt stabilitetsniveau. Beregningen udføres én gang om året. Hvis metoden som forventet godkendes, vil den blive implementeret fra starten af 2026 og sandsynligvis øge det samlede FCR-indkøb en smule.



METODE TIL FREMSKRIVNING AF FRR-BEHOV

Frequency restoration reserves (FRR) består af mFRR og aFRR. aFRR afhjælper ubalancer pga. dens hurtigere aktiveringstid og reaktive karakter, mens mFRR aktiveres som et proaktivt tiltag over for større ubalancer.

Den samlede FRR-kapacitet skal håndtere tre kritiske aspekter: Specialregulering (lokale behov), referencehændelse i området samt ubalancer, som illustreres i figur 4.

For at imødekomme FRR-behovet indkøber TSO'er reserver, men med et fradrag som følge af udligning (netting) og deling af reserver med andre områder samt frivillige bud.

Hvert element er forbundet med stor usikkerhed, hvorfor det krævede FRR-behov for en TSO er dynamisk og ændrer sig for hver tidsenhed i markedet. Som følge heraf lancerer Energinet dynamisk dimensionering inden udgangen af 2024. Det betyder, at Energinet vil vurdere FRR-behovet i hver retning for det kommende driftsdøgn, hvilket giver mulighed for et mere intelligent indkøb baseret på det forventede behov. På den måde kan Energinet skaffe flere reserver i perioder med meget vind, hvor der er større sandsynlighed for ubalancer, og færre reserver i perioder med lav produktion af vedvarende energi.

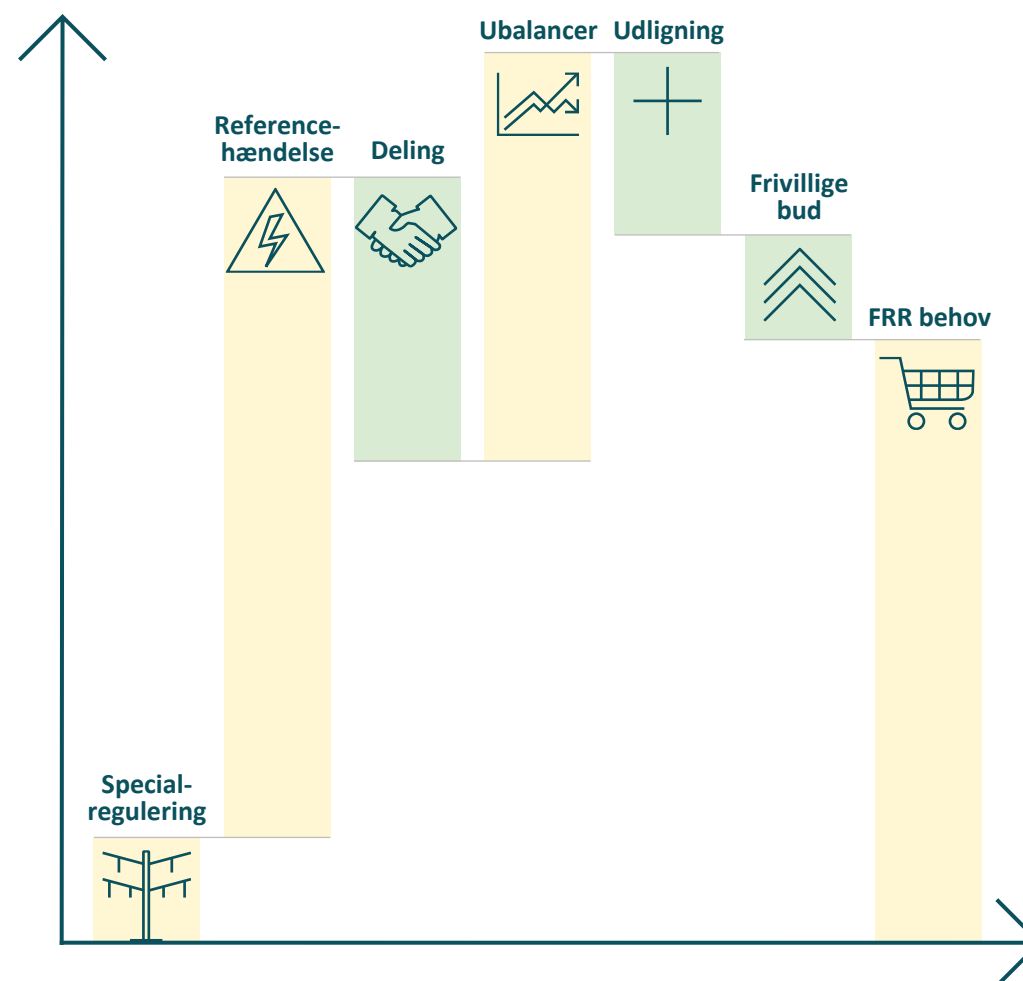
Fordelingen mellem aFRR og mFRR vil i 2025 være baseret på et forventet behov for aFRR (til at håndtere ubalancer i kvartalet), og resten vil blive indkøbt som mFRR-reserver.

Følgende tilgang er anvendt for at fremskrive FRR-behovet frem til 2040:

- **Fremskrivning af ubalancer:** Skalering af aktuel ubalanceadfærd fra prognosefejl for vind og sol, så den matcher den fremtidige kapacitet fra vind- og solanlæg.
- **Beregning af FRR-behov:** Baseres på den nordiske dimensioneringsmetode og den tilhørende optimeringsmodel. I modellen anvendes simulerede data (f.eks. flow og referencehændelser) fra BID-simuleringer og fremskrivningen af ubalancer.

- **Specialregulering** øger FRR-behovet, så TSO'en kan løse lokale flaskehalse inden for et budområde.
- **Referencehændelse (RI)** er den største, mulige fejl fra en teknisk enhed i et område.
- **Ubalancer** er forskellen mellem det planlagte og det faktiske flow.

FIGUR 4 ILLUSTRATION AF DEN ANVENDTE METODE TIL AT FREMSKRIVE FRR-BEHOV



FREMSKRIVNING AF UBALANCER

Vedvarende energianlæg og anden varierende produktion eller forbrug deltager på energimarkedet på baggrund af fremskrivning for produktion. I realtid er der imidlertid forskel på de forventede og faktiske værdier, hvilket skaber ubalancer. Set fra et TSO-perspektiv bliver disse prognosefejl, særligt for vind og sol, mere og mere tydelige i systembalancen. Disse ubalancer forventes i endnu højere grad at påvirke systembalancen negativt med den fortsatte integration af vedvarende energi i elsystemet.

Metoden til fremskrivning af fremtidige ubalancer er baseret på den aktuelle prognosticerede fejladfærd, når der prognosticeres mindst en time frem i tiden. Ved at bruge prognosefejl inden for denne tidshorisont på omkring en time antages det i forventningerne, at markedsaktørerne vil foretage intraday-handler for at imødegå prognosefejl, der genereres i day-ahead-markedet og op til en time før den operationelle time. De resulterende ubalancer er således kun dem, der opstår inden for den operationelle time. Prognosefejlenes adfærd fortolkes derefter statistisk per enhed, hvilket muliggør skalering og aggregering. Denne adfærd illustreres i Figur 5.

I fremskrivningerne i denne rapport anvendes timeværdier for sol- og vindproduktion for hvert simuleringsår og klimaar, som BID genererer. Disse værdier bruges derefter i en stokastisk proces med det statistiske input.

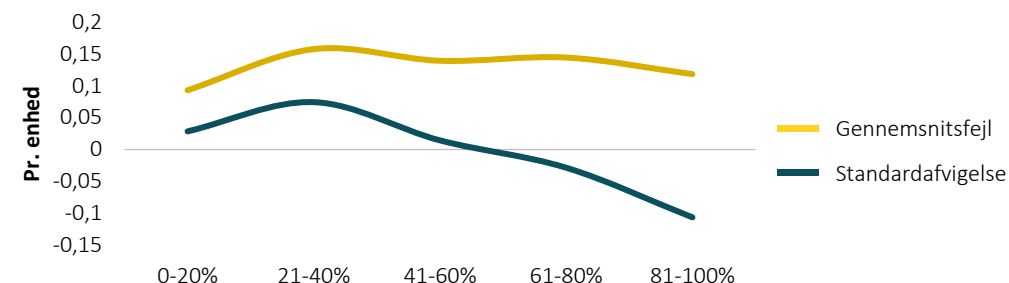
Alle solcelle- og vindmølleparker anvendes i en Monte Carlo-simulering, der skaber en ubalance på

anlægsniveau i forhold til produktionsniveauet, som vist i figur 6 og 7. Mindre solcelleparker og landvindmøller aggregeres i geografiske klynger, der behandles som én enhed i simuleringen. Fejl summeres for alle anlæg, så man får de samlede systemubalancer per time. Ved at modellere individuelle ubalancer kan sammenfaldende fejl udligne hinanden og give et mere realistisk output. Dette efterligner virkelig systemdrift, hvor de enkelte anlæg befinder sig i forskellige grader af ubalance og i nogen grad udligner hinandens fejl.

Visse dele af puslespillet mangler stadig i forhold til at modellere en nøjagtig udvikling i ubalancer fra den forventede udvikling i varierende vedvarende energi. I denne iteration benyttes der en ubalancedeling, som helt afhænger af den anvendte prognose og produktionsmønstret for det undersøgte år. Dette skaleres til det samlede antal parker, selvom der er langt større forskelle i driftsforholdene i den virkelige verden, dvs. forskellige parkopsætninger, brug af forskellige fremskrivningsmetoder, forskellige inputdata til fremskrivning osv. Det er alt sammen noget, der ville øge variabiliteten af ubalancer og sandsynligvis øge effekten af at udligne ubalancer i den anden retning.

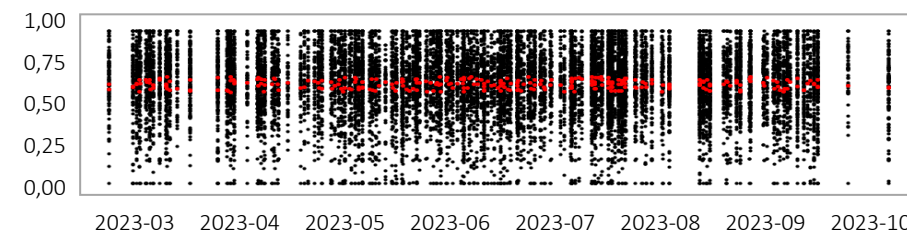
En anden manglende faktor er markedsdynamikker, der skaber ubalancer fra produktion af vedvarende energi. Dette skyldes ikke dårlig drift eller prognosevanskeligheder, men bevidste handlinger fra aktørens side. Disse dynamikker er ofte kortvarige og vanskelige at inkludere samt næsten umulige at forudsige.

FIGUR 5 UBALANCESTATISTIK VED FORSKELLIGE LASTPUNKTER

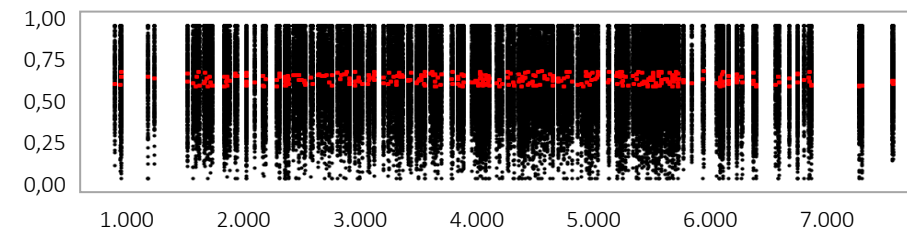


Figur 5: Metode for ubalanceskøn (for solenergi): ved at anvende en repræsentativ solcellepark og den bedste tilgængelige prognose for produktionen kan følgende gennemsnitlige prognosefejl udledes. Denne adfærd anvendes individuelt på hver park til at beregne den samlede solubalance.

FIGUR 6 LASTPUNKTSFORDELING VED SAMLET LASTPUNKT 0,6-0,7: SIMULEREDE DATA



FIGUR 7 LASTPUNKTSFORDELING VED SAMLET LASTPUNKT 0,6-0,7: MÅLTE DATA



Figur 6 og 7: Skalering og aggregering – ved at anvende den gennemsnitlige spredning af timebelastningsfaktorerne på den samlede danske portefølje af solcelleparker sikres en realistisk spredning i ubalancerne, og effekten af en gruppe solcelleparker udligner i nogen grad hinandens ubalancer. De røde prikker angiver den samlede kapacitetsfaktor, mens de sorte prikker er den enkelte solcelleparkes belastningsfaktor.

METODE TIL BEREGNING AF FRR-BEHOV

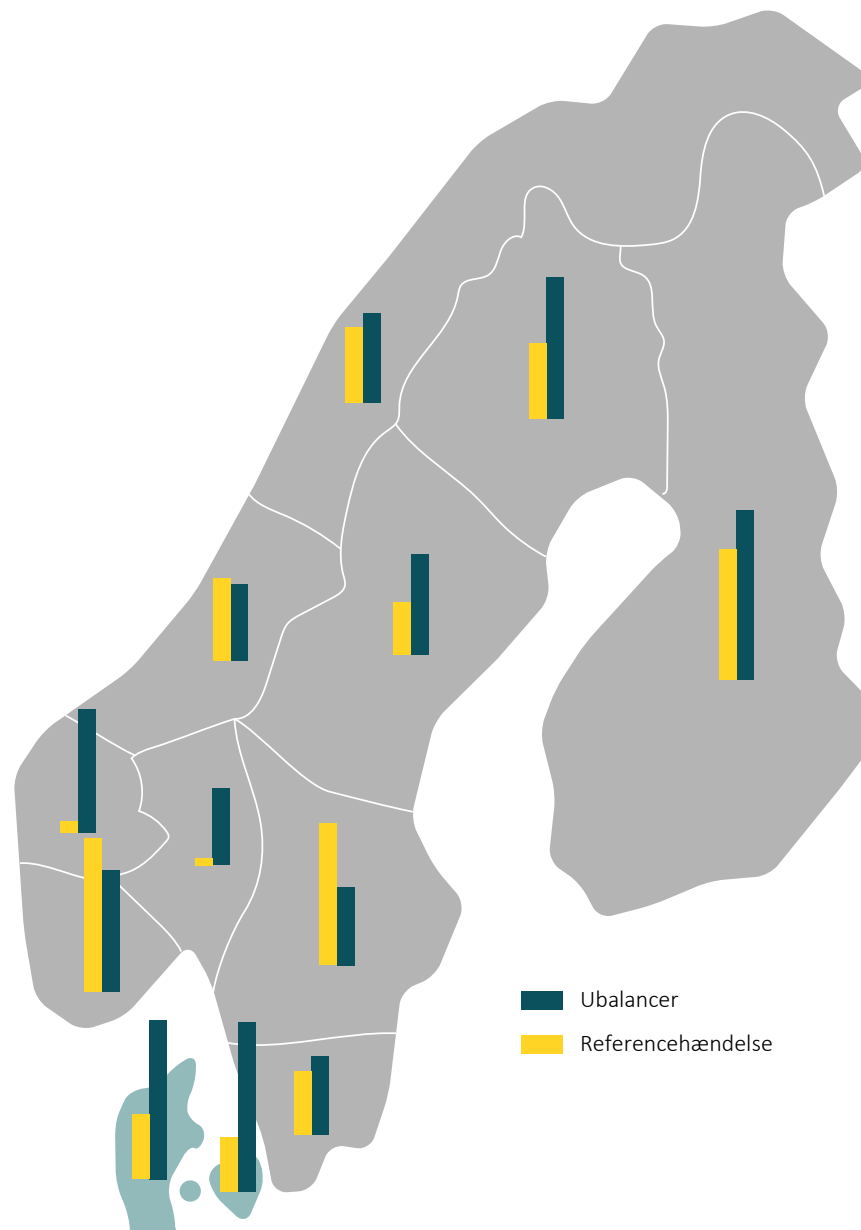
For at få en mere præcis prognose af FRR-behovet inkluderer dette års udgave af rapporten forventede nettede ubalancer og deling samt frivillige bud. Dette øger kompleksiteten af beregningerne, da der er behov for fremtidige værdier fra nordiske områder, og de nordiske TSO'ers optimeringsscript bruges til at beregne FRR-behovet for hver TSO. Robustheden af resultaterne er dermed øget sammenlignet med 2023-udgaven af denne rapport, som manglede optimerede værdier for nettede ubalancer, deling og ignorerede frivillige bud.

Denne udvidelse af beregningen kræver yderligere forudsætninger:

- **Ubalancedata:** For de øvrige nordiske områder er der forudsat 2023-værdier i alle scenarier. Denne statiske tilgang anvendes på grund af de omfattende ressourcer, der er nødvendige for at undersøge og udarbejde datasæt for ubalancer for alle de øvrige nordiske områder, som det sker for DK1 og DK2.
- **Frivillige bud:** Frivillige bud inkluderes med en konstant sats på 30 % af 2023-niveauet. Værdien er en smule vilkårlig, men afspejler tabet i kapaciteten på fleksible kraftvarmeværker, idet der tages hensyn til overgangen til 15-minutters tidsopløsning. Efter overgangen til 15-minutters tidsopløsning bliver det lettere at vurdere antallet af frivillige bud.

Disse forudsætninger og data bruges sammen med BID-outputtet i en optimeringsmodel. Modellen udligner ubalancer og distribuerer FRR, der repræsenterer det "sande" behov, altså det behov, som en TSO set i bakspejlet burde have indkøbt.

Hver TSO prognosticerer den næste dags behov og anvender et sikkerhedsniveau og en fremskrivning med et konfidensinterval. Derfor lægges en margin til modellens output ved at evaluere den statistiske adfærd for Energinets prognose og integrere den i datasættet.



NORDISK DIMENSIONERINGSMETODE

De nordiske TSO'er samarbejder om at sikre høj forsyningssikkerhed med lavest mulige omkostninger. For at nå dette mål har de nordiske TSO'er udviklet en optimeringsmodel, der søger at minimere FRR-indkøb, under overholdelse af følgende principper:

- **Ubalanceprincippet:** Hvert område skal kunne dække sin egen resterende ubalance efter udligning af ubalancerne mellem alle zoner.
- **Specialreguleringsprincippet:** Hvert område er ansvarlig for at administrere lokale reguleringsbehov.
- **Begrænsninger i frivillige tilbud:** Maksimalt 80 % af de historiske frivillige bud kan anvendes til at reducere lokale indkøb.
- **Flowbegrænsninger:** Deling via HVDC er begrænset til 600 MW, aggregeret per udlandsforbindelse.
- **Retfærdighedsprincipper for deling:** Fordelene ved deling bør fordeles ligeligt blandt TSO'erne.
- **Deling af RI:** Deling af reserver til håndtering af referencehændelser (RI) er tilladt, men er underlagt følgende regler.
 - Områder må kun dele det, der er tilgængeligt inden for netdriftsområdet (f.eks. DK, SE, NO) under overholdelse af den internt tilgængelige transmissionskapacitet (ATC).
 - Ved deling skal ATC altid respekteres.



STATUS OG FREMSKRIVNING

Dette afsnit giver en status på Energinets nuværende indkøb af systemydelser i DK1 og DK2 og præsenterer fremskrivninger af Energinets behov for forskellige systemydelsesprodukter frem mod 2040.



CENTRALE RESULTATER

OVERORDNET FREMSKRIVNING

Fremskrivningerne af Energinets behov for systemydelser frem mod 2040 indikerer en betydelig stigning på cirka 150 % i Energinets samlede behov for systemydelser. Behovet forventes at stige markant frem mod 2033, efterfulgt af en mere moderat stigning fra 2033 til 2040.

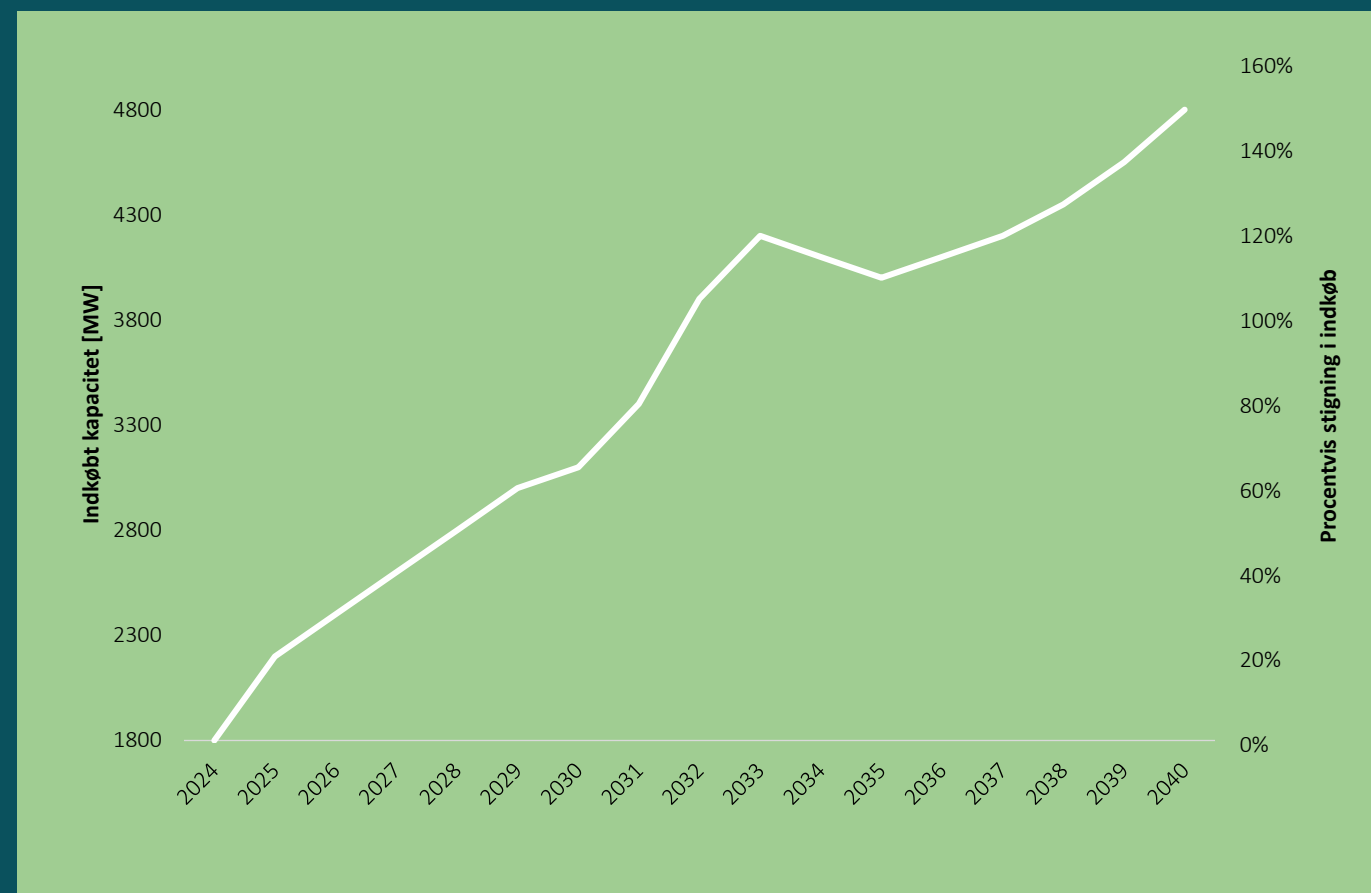
Det er vigtigt at bemærke, at denne overordnede fremskrivning dækker over væsentlige forskelle mellem de forskellige systemydelsesprodukter. De specifikke fremskrivninger for hvert systemydelsesprodukt er beskrevet i de følgende afsnit.

Ændringer i fremskrivningerne af aFRR og mFRR behov

I forhold til sidste års udgave af rapporten er det forventede behov for aFRR opjusteret for både DK1 og DK2, hvilket især skyldes højere forventninger til sol- og vindproduktion og øgede ubalancer som følge heraf.

Sammenlignet med sidste års rapport er forventningerne til behovet for mFRR er nedjusteret for både op- og nedregulering i DK1 og DK2. Den primære årsag er ændringer i metoden bag fremskrivningerne, hvor frivillige bud samt den faktiske TSO-procedure, med en optimeret tilgang til udligning (netting) og deling, er inkluderet. Herudover kan nedjusteringen af det forventede mFRR behov tilskrives de øgede forventninger til aFFR-behovet.

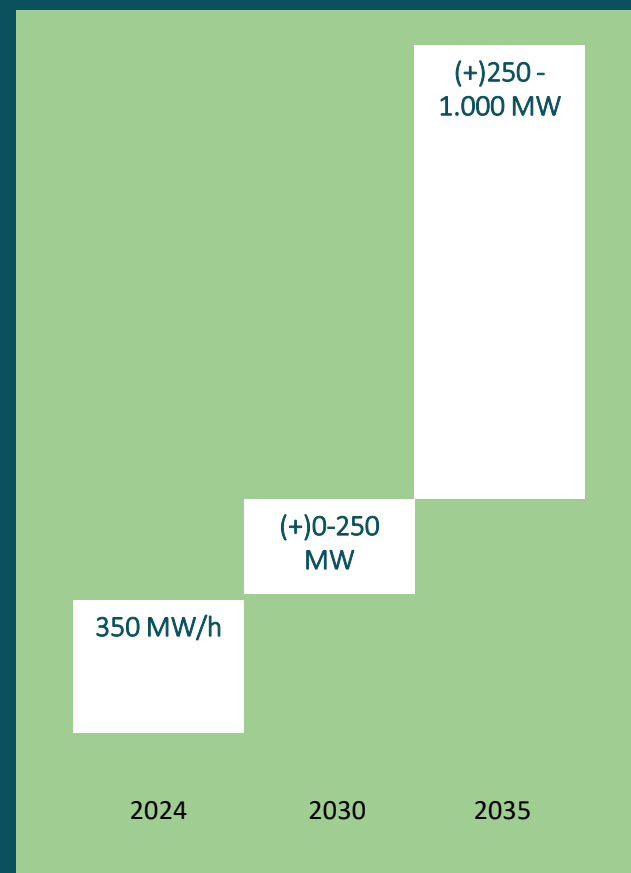
FIGUR 8 SUMMERET GENNEMSNITLIGT BEHOV FOR SYSTEMYDELSER FREM MOD 2040 PÅ TVÆRS AF ALLE SYSTEMYDELSESPRODUKTER



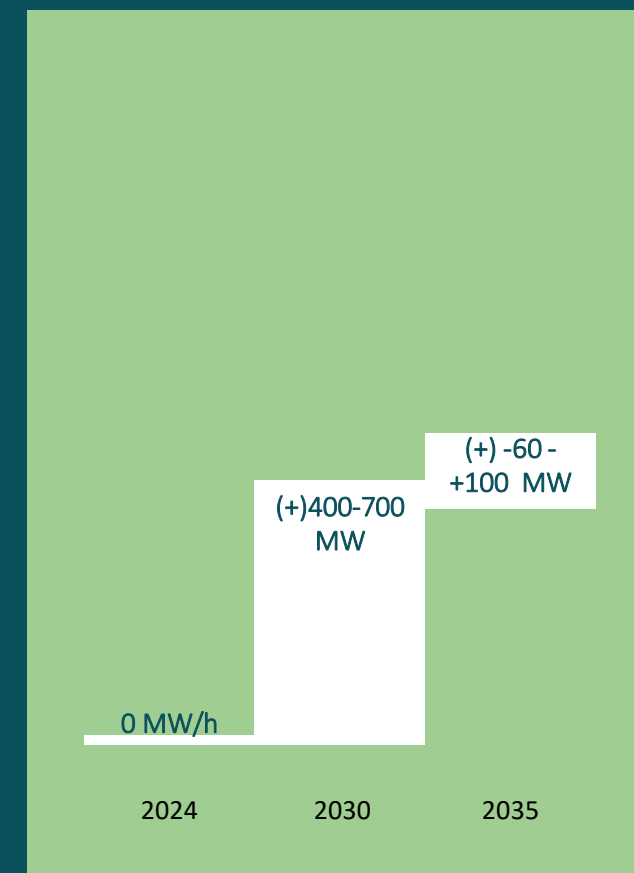
CENTRALE RESULTATER

- Behovet for aFRR og mFRR til opregulering i DK1 og til nedregulering i DK2 forventes at stige markant, med den væsentligste stigning frem mod 2035.
- Den generelle tendens for FCR i DK1 er en næsten lineær stigning frem mod et behov to til fire gange det nuværende. Eksportgrænsen på 100 MW kan justeres, hvis danske markedsaktører begynder at nå eksportloftet.
- Danmarks andel af FCR-N og FCR-D for både opregulering og nedregulering er stigende. Når eksport til Svenska kraftnät medregnes, ser markedet ud til at forblive på sit nuværende niveau.
- Fremskrivningerne perger på, at behovet for FFR vil være i eksponentiel vækst frem mod 2030. Fremskrivningen indikerer et niveau seks gange højere i 2030 sammenlignet med det nuværende behov.

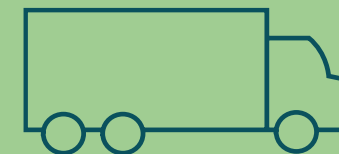
FIGUR 9 FREMSKRIVNING FOR MFRR TIL OPREGULERING I DK1



FIGUR 10 FREMSKRIVNING FOR MFRR TIL NEDREGULERING I DK2:



STATUS OG FREMSKRIVNING FOR mFRR – INTRODUKTION



mFRR er en forkortelse for Manual Frequency Restoration Reserve. mFRR afhjælper større ubalancer og sikrer balance i elsystemet under længere perioder med uforudsete udsving.



mFRR bruges både til opregulering og nedregulering. mFRR er et asymmetrisk produkt, hvilket betyder, at markedsdeltagerne kan nøjes med at levere enten opregulering eller nedregulering.



Energinet indkøber mFRR på forhånd i kapacitetsmarkedet for at sikre, at der er reserveret tilstrækkeligt kapacitet. Hvis et bud bliver valgt i kapacitetsmarkedet, er markedsdeltageren forpligtet til også at afgive et tilsvarende bud i energiaktiveringsmarkedet.



mFRR skal være fuldt aktiveret inden for 15 minutter. Når det automatiserede nordiske mFRR-energiaktiveringsmarked går i drift i begyndelsen af 2025, reduceres den fulde aktiveringstid til 12,5 minutter.



Energinet indkøber mFRR i både DK1 og DK2. Der afholdes en månedlig mFRR-auktion i DK2 og en timebaseret mFRR-kapacitetsauktion, som deles mellem DK1 og DK2.

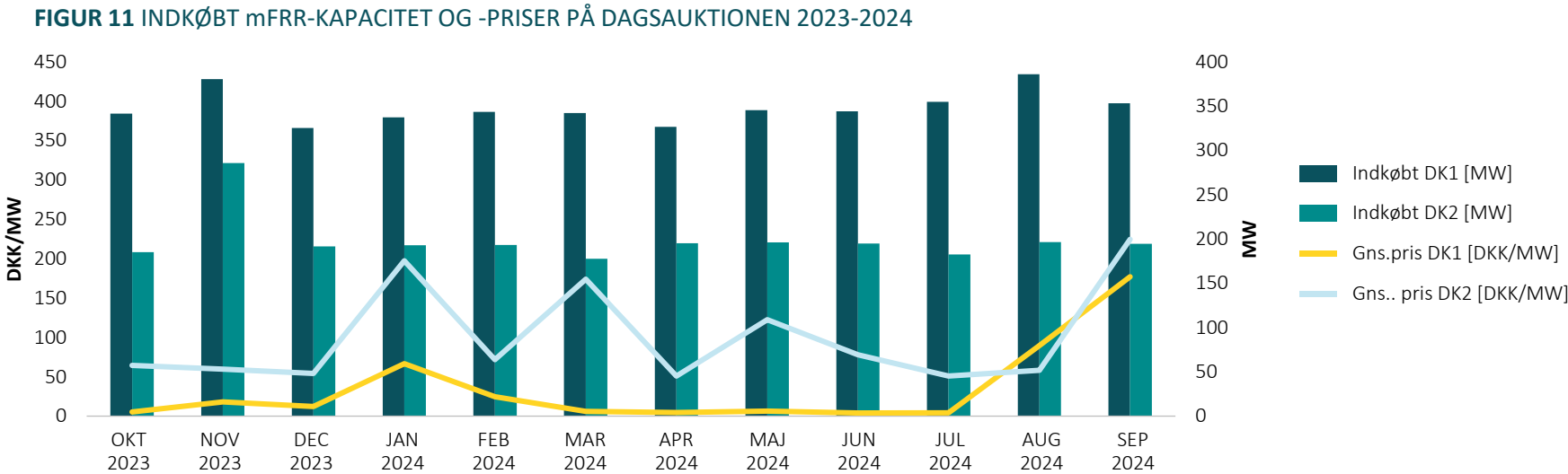
Energinets [balanceunivers](#) giver et overblik over aktuelle og historiske indkøb og priser for mFRR. Her finder du også Energinets Revenue Calculator som giver en indikation på hvilke systemydelsesprodukter et anlæg kan levere samt hvad de mulige indtægter vil være baseret på historiske priser. Vær opmærksom på, at historiske priser ikke er et udtryk for Energinets forventninger til fremtidige priser eller garanti for fremtidig indtjening.

NUVÆRENDE INDKØB AF mFRR PÅ DAGSAUKTIONEN FOR DK1 OG DK2

Figur 11 viser indkøbt mFRR-kapacitet på dagsauktionen fra oktober 2023 til september 2024. Behovet for mFRR er baseret på tabet af den største lokale enhed, også kaldet referencehændelsen. Det resulterende behov for mFRR i DK1 er 300 MW, fordi en delingsaftale mellem DK1 og DK2 reducerer behovet i DK1 med 300 MW. aFRR-indkøb af 100 MW i DK1 reducerer også behovet for mFRR. Behovet i DK2 er 623 MW.

mFRR-kapacitet indkøbes på timebasis ved daglige auktioner på et fælles marked mellem DK1 og DK2. Med det fælles marked er det muligt at udveksle op til 10 % af kapaciteten mellem DK1 og DK2 via Storebæltsforbindelsen. Dette betyder, at efterspørgslen i ét område kan dækkes af udbud i et andet område. Reservationer af transmissionskapacitet sikrer, at energi kan overføres til enhver tid. Den 19. november 2024 vil et trilateralt mFRR-kapacitetsmarked mellem Danmark, Sverige og Finland erstatte det nuværende DK1-DK2 marked.

Figur 12 og 13 viser ny prækvalificeret mFRR-kapacitet i henholdsvis DK1 og DK2 i 2024. Det er vigtigt at påpege, at den anførte kapacitet er en kombination af både nye og eksisterende anlæg.



FIGUR 12 NY PRÆKVALIFICERET mFRR-KAPACITET I DK1 2024

TEKNOLOGI	mFRR op CM (12,5 min. FAT) (MW)	mFRR ned CM (12,5 min. FAT) (MW)
Dampturbine	164	242
Dieselmotor	29,5	29,5
Elkedel	473,3	472,3
Gasmotor	46	42,5
Varmepumpe	0,1	0,1
Vindmøller	245	235

Figur 12: Den anførte prækvalificerede kapacitet dækker både nye og eksisterende anlæg. Tallene er blevet opdateret den 15. November 2024.

FIGUR 13 NY PRÆKVALIFICERET mFRR-KAPACITET I DK2 2024

TEKNOLOGI	mFRR op CM (12,5 min. FAT) (MW)	mFRR ned CM (12,5 min. FAT) (MW)
Dampturbine	41	45
Dieselmotor	1,7	1,7
Elkedel	36	36
Gasmotor	6,7	6,7
Gasturbine	6,2	3,5
Varmelagring	5	5

Figur 13: Den anførte prækvalificerede kapacitet dækker både nye og eksisterende anlæg. Tallene er blevet opdateret den 15. November 2024.

NUVÆRENDE INDKØB AF mFRR PÅ MÅNEDSAUKTIONEN I DK2

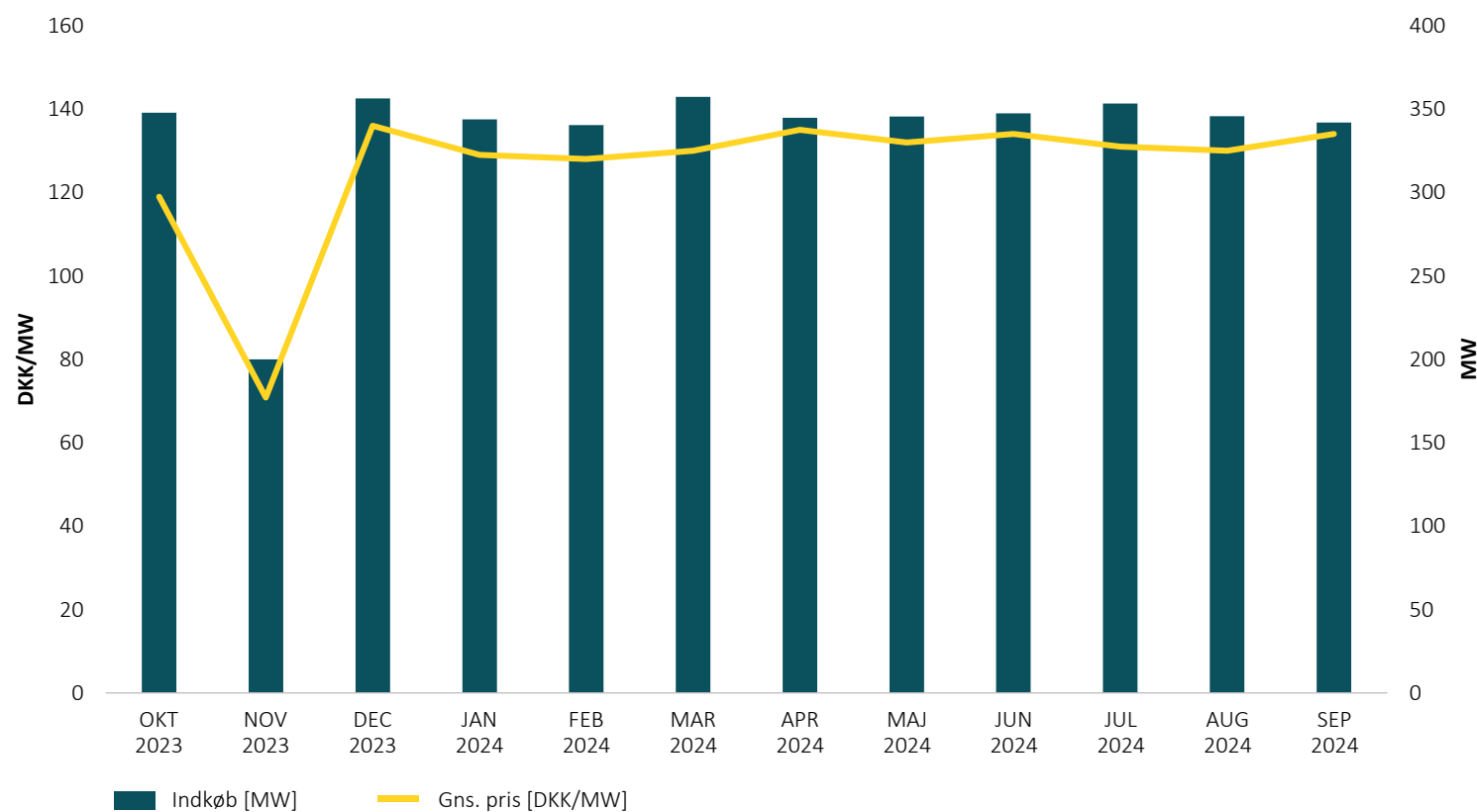
Figur 14 viser den indkøbte mFRR-kapacitet og priser på månedsauktionen fra oktober 2023 til september 2024. Den månedlige mFRR-opreguleringsauktion findes kun i DK2. Historisk set har det månedlige marked kunne dække op til maksimalt 60 % af mFRR-behovet i DK2.

Fra februar 2025 ændres designet af den månedlige auktion. Fremadrettet vil den månedlige auktion kun være for det specifikke produkt, langsomme reserver, som er et mFRR-produkt med en fuld aktiveringstid (FAT) på mellem 12,5 og 90 minutter. Energinet vil udelukkende indkøbe mFRR-standardproduktet på den daglige mFRR-auktion.

Fra februar 2025 vil de indkøbte mængder være baseret på en priselastisk efterspørgsel. I praksis betyder det, at Energinet kun vil indkøbe langsomme reserver på den månedlige auktion, hvis det vurderes, at dette vil være billigere end at indkøbe samme mængde på den daglige auktion. Dermed kan mængden, der indkøbes på den månedlige auktion, variere. Energinet har maksimalt mulighed for at indkøbe den mængde, der er fastsat i delingsaftalen med den svenske TSO, Svenska kraftnät. Læs mere om priselastisk efterspørgsel på side 50.

Som det er tilfældet med standard mFRR-reserver, skal langsomme mFRR-reserver også afgive energibud i de timer, som der er indgået kontrakt for.

FIGUR 14 INDKØBT mFRR-KAPACITET OG -PRISER PÅ MÅNEDSAUKTIONEN 2023-2024



FREMSKRIVNING AF mFRR-BEHOV TIL OPREGULERING I DK1

Fremskrivningen af Energinets behov for mFRR til opregulering i DK1 fremgår af figur 15.

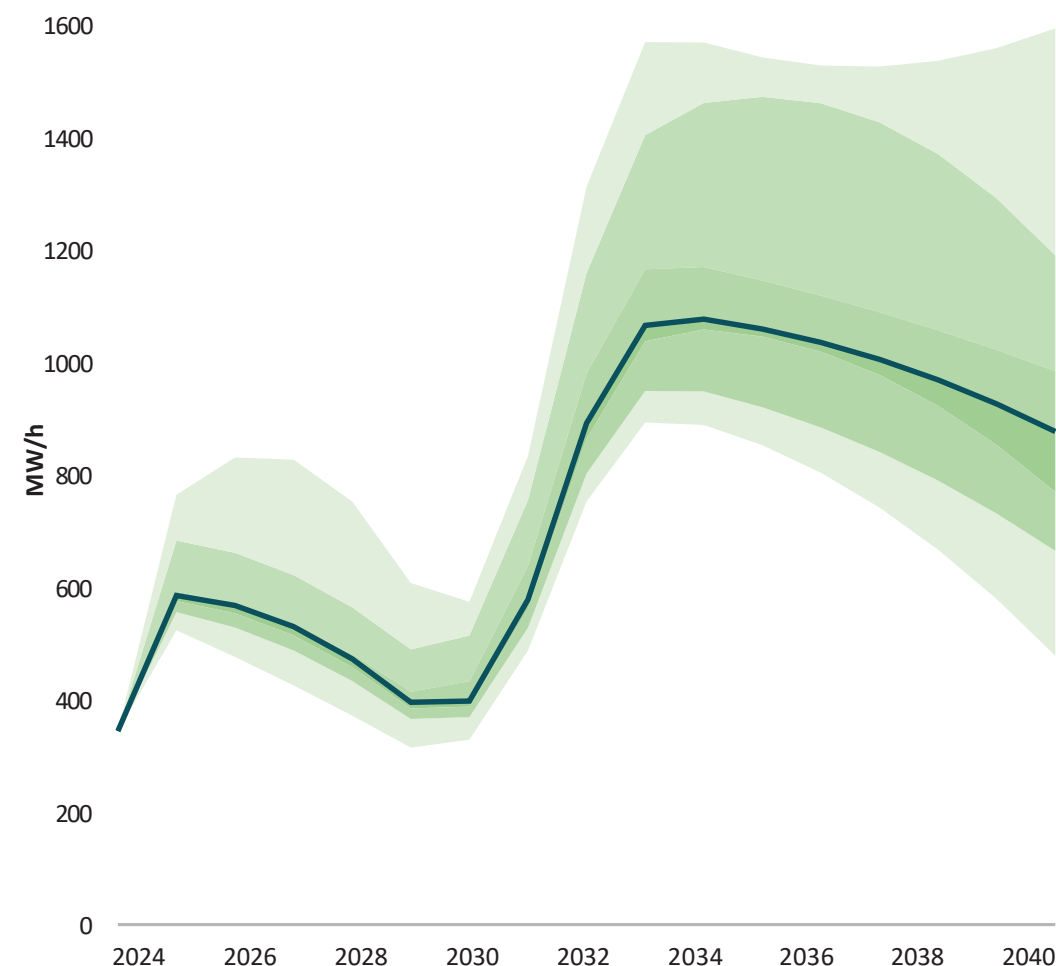
Fremskrivning 2025-2030: Fremskrivningerne indikerer et behov på 600 MW/h i 2025, som falder til 400 MW/h frem mod 2030. Det samlede behov for FRR falder ikke, men den indkøbte aFRR-kapacitet stiger, hvilket påvirker den resterende del, der skal indkøbes som mFRR-kapacitet. Der er en betydelig spredning på 200 MW/h, hvilket indikerer, at nogle klimaår vil medføre øget indkøb.

Fremskrivning 2030-2035: Der ses en stigning i behovet for mFRR-reserver fra 400 MW/h til 1.100 MW/h. Behovet stammer fra idriftsættelsen af Energjø Nordsøen og de forventede ubalancer forbundet med en vindmøllepark med høj kapacitet på et relativt begrænset geografisk område. Spredningen er tæt på 700 MW/h.

Fremskrivning 2035-2040: I denne periode antyder medianværdien et let fald i behovet, som når cirka 900 MW/h i 2040. Spredningen i FRR-opregulering i 2040 varierer fra 1.000 til 2.200 MW/h. Med et aFRR-reservebehov på cirka 600 MW/h i 2040 spænder mFRR-behovet fra 400 til 1.600 MW/h, hvilket er en betydelig spredning.

Sammenlignet med fremskrivningerne fra sidste års rapport er forventningerne til behovet for mFRR til opregulering i DK1 faldet. Fremskrivningerne i 2023-rapporten indikerede et behov på 600-800 MW/h i 2030, 1.500-2.200 MW/h i 2035 og 2.500-3.200 MW/h i 2040. Nogle reserver indkøbes som aFRR, men hovedårsagen til faldet er, at metoden bag prognosen er opdateret, således at den inkluderer frivillige bud samt brugen af den faktiske TSO-procedure, med en optimeret tilgang til nettede ubalancer og deling.

FIGUR 15 FREMSKRIVNING AF BEHOV FOR mFRR TIL OPREGULERING I DK1



Figur 15 Median af det fremskrevne behov med 90 %, 75 % and 10 % konfidensintervaller.

FREMSKRIVNING AF mFRR-BEHOV TIL NEDREGULERING I DK1

Fremskrivningen af Energinets behov for mFRR til nedregulering i DK1 fremgår af figur 16.

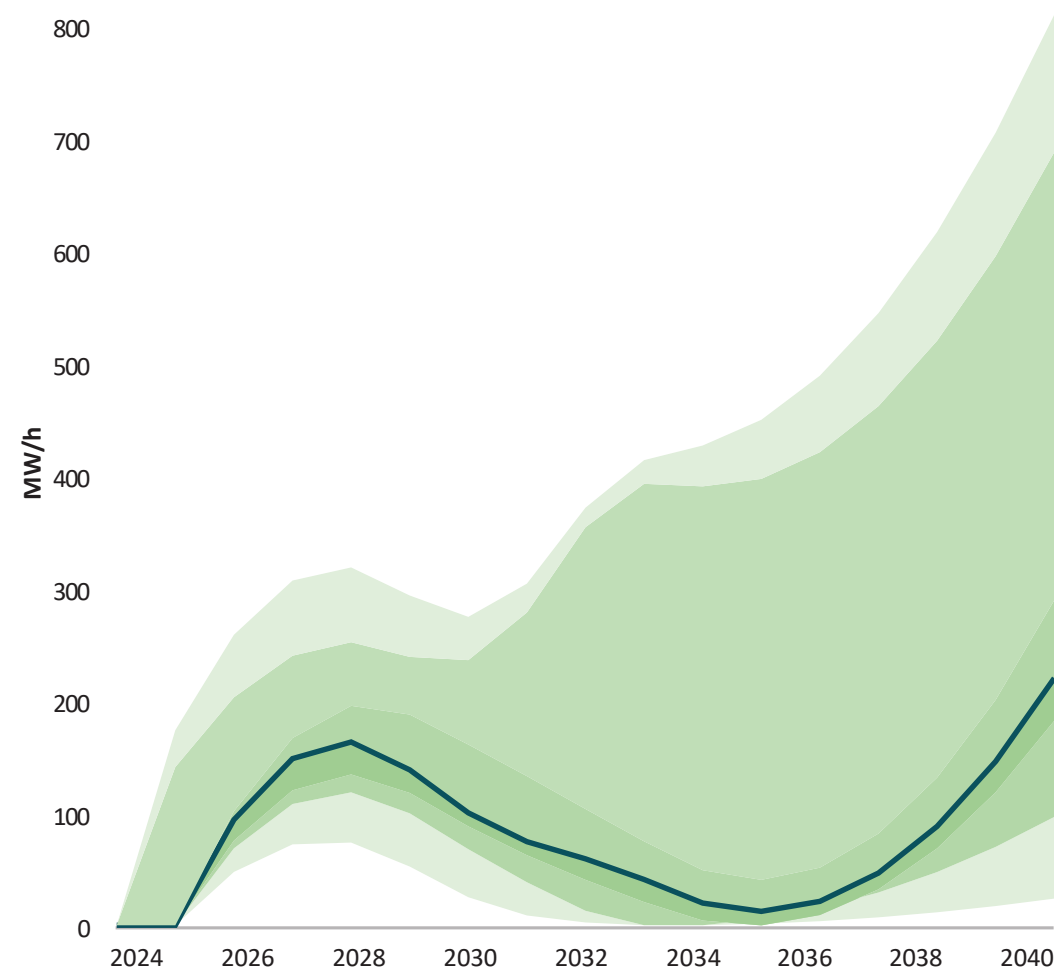
Fremskrivning 2025-2030: Fra næsten ingen indkøb i 2025 til 50-200 MW/h i 2026 ses der en stigende tendens på kort sigt. Lokalt når det et højdepunkt i 2028 efterfulgt af et fald frem mod 2030 grundet øget indkøb af aFRR til håndtering af de ændrede ubalancer.

Fremskrivning 2030-2035: Mens det samlede behov for FRR stiger, stiger indkøbet af aFRR også frem mod 2035, hvilket reducerer den rest, der skal indkøbes som mFRR-nedreguleringsreserve. Der er dog en stor spredning i resultaterne, hvilket indikerer variationer med forskellige klimaår.

Fremskrivning 2035-2040: I denne periode indikerer medianværdien en stigning i reservebehovet, der når ca. 325 MW/h. Spændet i FRR ned i 2040 ligger i intervallet 600-1.400 MW/h. Med en aFRR-reserve på ca. 600 MW/h i 2040 er det resterende spænd for mFRR 20-800 MW/h, hvilket er et betydeligt spænd.

Sammenlignet med fremskrivningerne fra sidste års rapport er forventningerne til mFRR-behovet til nedregulering i DK1 reduceret betydeligt. Fremskrivningerne fra 2023 indikerede et behov på 600-800 MW/h i 2030, 1.300-2.000 MW/h i 2035 og 2.300-3.000 MW/h i 2040. Nogle reserver indkøbes som aFRR, men hovedårsagen til faldet er at frivillige bud medregnes, hvilket er væsentlig for DK1 pga. brug af den historiske brug af specialregulering.

FIGUR 16 FREMSKRIVNING AF BEHOV FOR mFRR TIL NEDREGULERING I DK1



Figur 16 Median af det fremskrevne behov med 90 %, 75 % and 10 % konfidensintervaller.

FREMSKRIVNING AF mFRR-BEHOV TIL OPREGULERING I DK2

Fremskrivningen af Energinets behov for mFRR til opregulering i DK2 fremgår af figur 17.

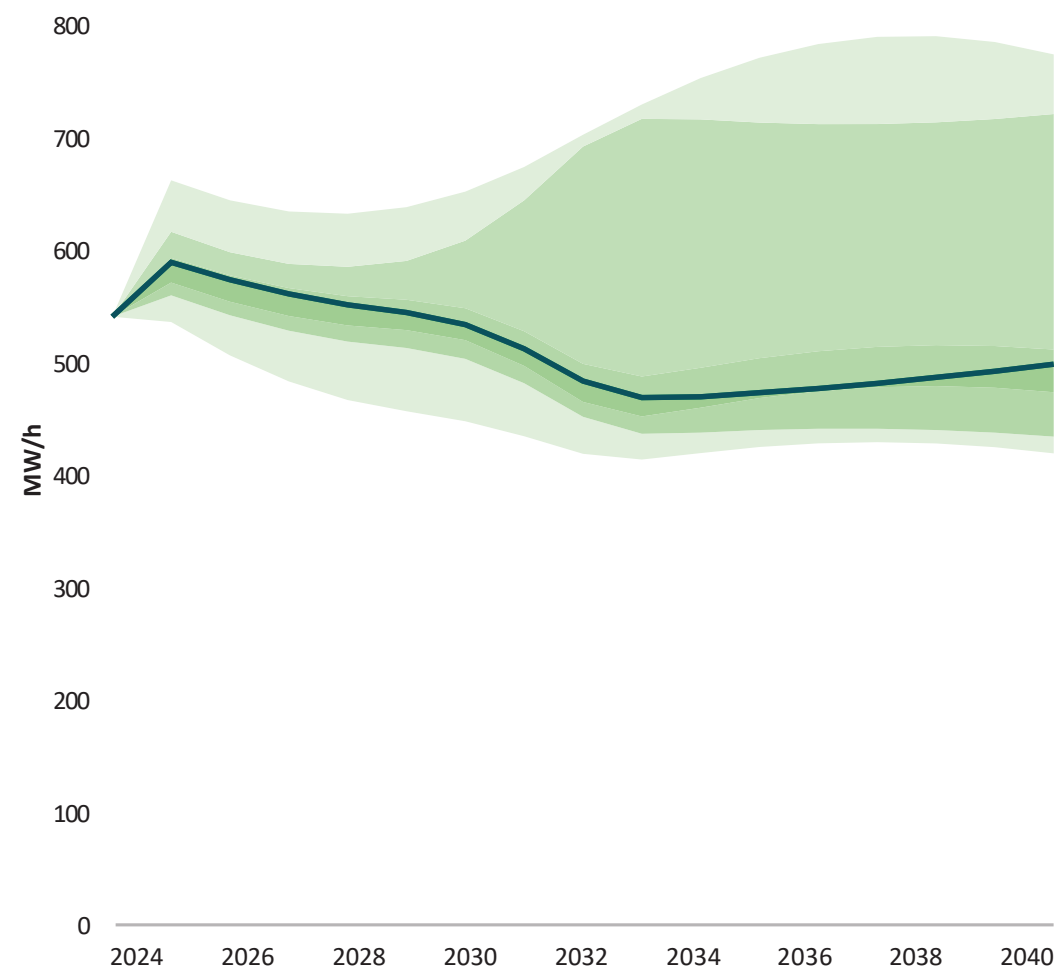
Fremskrivning 2025-2030: Fremskrivningen indikerer et behov i 2025 på 600 MW/h, som falder til 530 MW/h frem mod 2030. FRR-behovet falder ikke, men de indkøbte mængder aFRR stiger, hvilket påvirker restmængden, der skal indkøbes i mFRR-opreguleringsmarkedet. Spændet er på ca. 200 MW/h mellem de høje og lave fremskrivninger, hvilket tyder på, at nogle klimaår vil medføre øgede mFRR-reserver.

Fremskrivning 2030-2035: Tendensen med faldende behov for mFRR-reserver fortsætter frem mod 2035 og går fra 530 MW/h til 480 MW/h. Spændet stiger dog betydeligt med en øvre værdi på 770 MW/h og en nedre værdi på 420 MW/h. Spændet skyldes idriftsættelsen af Energiø Bornholm, Hesselø og Kriegers Flak 2 og de medfølgende ubalancer.

Fremskrivning 2035-2040: I denne periode indikerer medianværdien en svag stigning mod 500 MW/h, men fremskrivningen indikerer primært en stagnering i reservebehovet.

Sammenlignet med fremskrivningerne fra sidste års rapport er forventningerne til mFRR-behovet til opregulering i DK2 reduceret betydeligt: Sidste års fremskrivning indikerede 800-1.100 MW/h i 2030, 900-1.400 MW/h i 2035 og 1.000-1.600 MW/h i 2040. Nogle reserver indkøbes som aFRR, men hovedårsagen til faldet er ændringer i metoden bag fremskrivningen, som nu inkluderer frivillige bud og TSO-proceduren med en optimeret tilgang til nettede ubalancer og deling.

FIGUR 17 FREMSKRIVNING AF BEHOVET FOR mFRR TIL OPREGULERING I DK2



Figur 17 Median af det fremskrevne behov med 90 %, 75 % and 10 % konfidensintervaller.

FREMSKRIVNING AF mFRR-BEHOV TIL NEDREGULERING I DK2

Fremskrivningen af Energinets behov for mFRR til nedregulering i DK2 fremgår af figur 18.

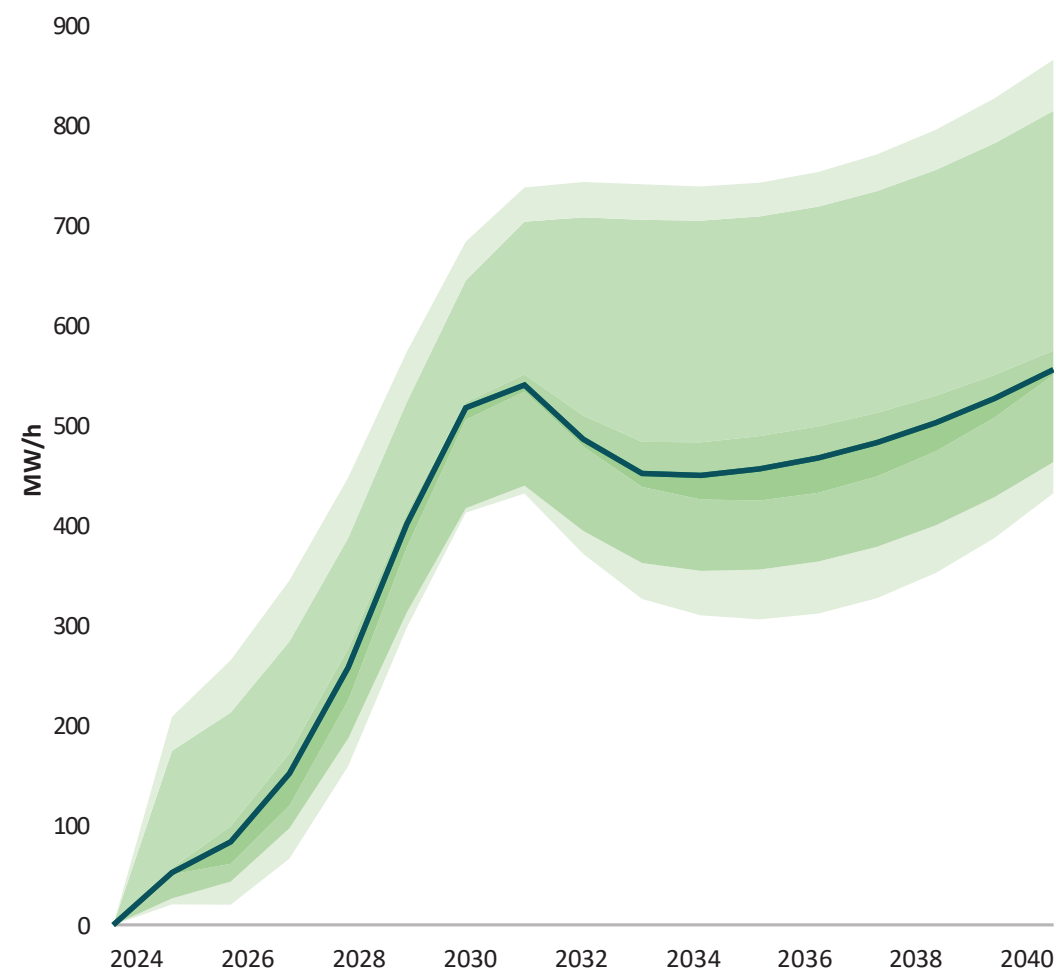
Fremskrivning 2025-2030: Et reservebehov på 0-200 MW/h i 2025 til et behov på 400-600 MW/h i 2030 indikerer et stigende reservebehov frem mod 2030. Spændet er 200 MW/h i perioden, hvilket indikerer, at reservebehovet kan variere en del, afhængigt af klimaåret.

Fremskrivning 2030-2035: Selvom det samlede behov for FRR er stabilt, stiger indkøbet af aFRR frem mod 2035, hvilket reducerer den restmængde, der skal indkøbes som mFRR-nedreguleringsreserve. Spredningen i resultaterne ser ud til at stige, dog med et forholdsvis fast øvre niveau på 700 MW/h.

Fremskrivning 2035-2040: I denne periode indikerer resultaterne en stigning i reservebehovet, der når ca. 550 MW/h. Spændet i FRR ned i 2040 ligger i intervallet 620-1.100 MW/h. Med en aFRR-reserve på ca. 220 MW/h i 2040 er det resterende spænd for mFRR 400-900 MW/h, hvilket er et ganske betydeligt spænd.

Sammenlignet med fremskrivningerne i sidste års rapport er forventningerne til mFRR-behovet for nedregulering i DK2 reduceret betydeligt. Fremskrivningerne fra 2023 indikerede 750-1.000 MW/h i 2030, 900-1.300 MW/h i 2035 og 1.000-1.300 MW/h i 2040. Nogle reserver indkøbes som aFRR, men hovedårsagen til faldet er indregning af frivillige bud og den optimerede tilgang til nettede ubalancer og deling.

FIGUR 18 FREMSKRIVNING AF BEHOV FOR mFRR TIL NEDREGULERING I DK2



Figur 18 Median af det fremskrevne behov med 90 %, 75 % and 10 % konfidensintervaller.

STATUS OG FREMSKRIVNING FOR aFRR – INTRODUKTION



aFRR er en forkortelse for Automatic Frequency Restoration Reserve. aFRR hjælper med at håndtere store og hurtige ubalancer og regulerer ubalancen i budzonen mod nul.



aFRR bruges både til opregulering og nedregulering. aFRR er et asymmetrisk produkt, hvilket betyder, at markedsdeltagere kan nøjes med at levere enten opregulering eller nedregulering.



Energinet indkøber aFRR på forhånd i kapacitetsmarkedet for at sikre, at der er reserveret nok kapacitet. Hvis et bud bliver valgt i kapacitetsmarkedet, er markedsdeltageren forpligtet til også at afgive et tilsvarende bud i energiaktiveringsmarkedet.



aFRR skal være fuldt aktiveret inden for 5 minutter.



Energinet indkøber aFRR i både DK1 og DK2. DK2 er en del af det nordiske aFRR-kapacitetsmarked, mens DK1 har et separat aFRR-kapacitetsmarked.

Energinets [balanceunivers](#) giver et overblik over aktuelle og historiske indkøb og priser for aFRR. Her finder du også Energinets Revenue Calculator som giver en indikation på hvilke systemydelsesprodukter et anlæg kan levere samt hvad de mulige indtægter vil være baseret på historiske priser. Vær opmærksom på, at historiske priser ikke er et udtryk for Energinets forventninger til fremtidige priser eller garanti for fremtidig indtjening.

NUVÆRENDE INDKØB AF aFRR I DK1

Den 2. oktober gik Energinet fra at indkøbe aFRR-kapacitet med energiforpligtelse i ugentlige auktioner til et nyt aFRR-marked, identisk med det i DK2, men udelukkende for leverandører i DK1. Overgangen fandt sted i forbindelse med, at DK1 blev koblet på den europæiske platform for energiaktivering, PICASSO.

Ændringen betyder, at aFRR-kapacitet nu indkøbes i daglige auktioner for hver time den følgende dag. Markedet er asymmetrisk, og kapacitetsforpligtelsen indebærer afgivelse af bud på energiaktiveringsmarkedet. Behovet for aFRR i DK1 har været stabilt på 100 MW i mange år. Energinet har oplevet mangel på konkurrence på aFRR-markedet i DK1, men det nye markedsdesign kan tiltrække flere markedsdeltagere.

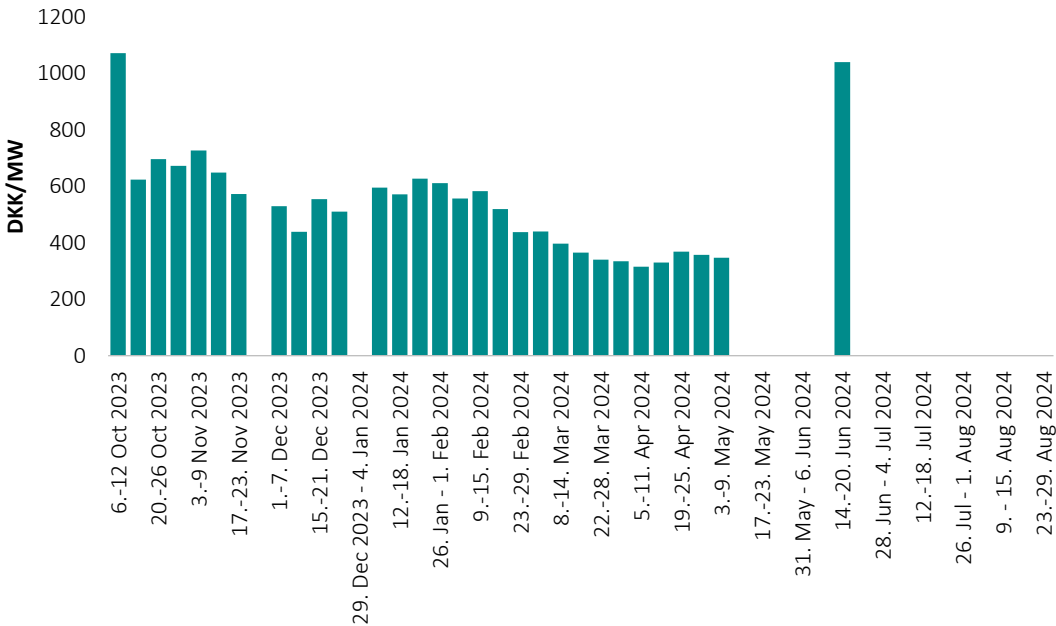
Ved en enkelt budgiver afregnes til den regulerede pris, og budgivere har ret til at anmode om afregning efter Cost Plus-modellen. Perioder uden konkurrencedygtige bud er markeret i figuren som perioder uden angivet markedspris.

Med tilslutningen til PICASSO stoppede Energinet indkøb af kapacitet i de ugentlige auktioner, og det kombinerede marked for kapacitet og energiaktivering blev afskaffet. Fra dette tidspunkt har der været henholdsvis et kapacitetsmarked og et energiaktiveringsmarked.

Figur 19 viser Energinets indkøb af aFRR-kapacitet og priser i DK1 i perioden oktober 2023 til august 2024. På tidspunktet for udarbejdelsen af denne rapport var det ikke muligt at inkludere data fra tiden efter overgangen til PICASSO, og det skal derfor bemærkes, at priser angivet i denne rapport stammer fra den tidligere markedsstruktur.

Figur 20 og 21 viser ny prækvalificeret aFRR-kapacitet i DK1 i 2024. Det er vigtigt at påpege, at den anførte kapacitet er en kombination af både nye og eksisterende anlæg. Den største andel kommer fra eksisterende anlæg, som har skullet prækvalificeres igen i henhold til de nye krav i forbindelse med overgangen til PICASSO.

FIGUR 19 INDKØBT aFRR-KAPACITET OG PRISER I DK1 2023-2024



FIGUR 20 NY PRÆKVALIFICERET aFRR-KAPACITET I DK1 2024

TEKNOLOGI	Kapacitet (MW) opregulering	Kapacitet (MW) nedregulering
Damp turbine	51,9	51,9
Dieselmotor	28,9	18,8
Elkedel	343,7	298
Vindmøller	245	235

Figur 20: Den anførte prækvalificerede kapacitet dækker både nye og eksisterende anlæg. Tallene er blevet opdateret den 15. November 2024.

FREMSKRIVNING AF aFRR-BEHOV I DK1

Fremskrivningen af Energinets behov for aFRR i DK1 fremgår af figur 21. Analyserne viser, at behovet for aFRR til opregulering og nedregulering næsten er ens. Derfor vises fremskrivningerne i en enkelt figur.

En del af FRR-behovet dækkes af aFRR for hurtigt at modvirke ubalancer. Fra og med 2024 er indkøbet 100 MW/h for både opregulering og nedregulering, men flere analyser indikerer, at behovet for aFRR er større, som det fremgår af fremskrivningerne. Læs mere om metoden for beregning af FRR-behov på side 17.

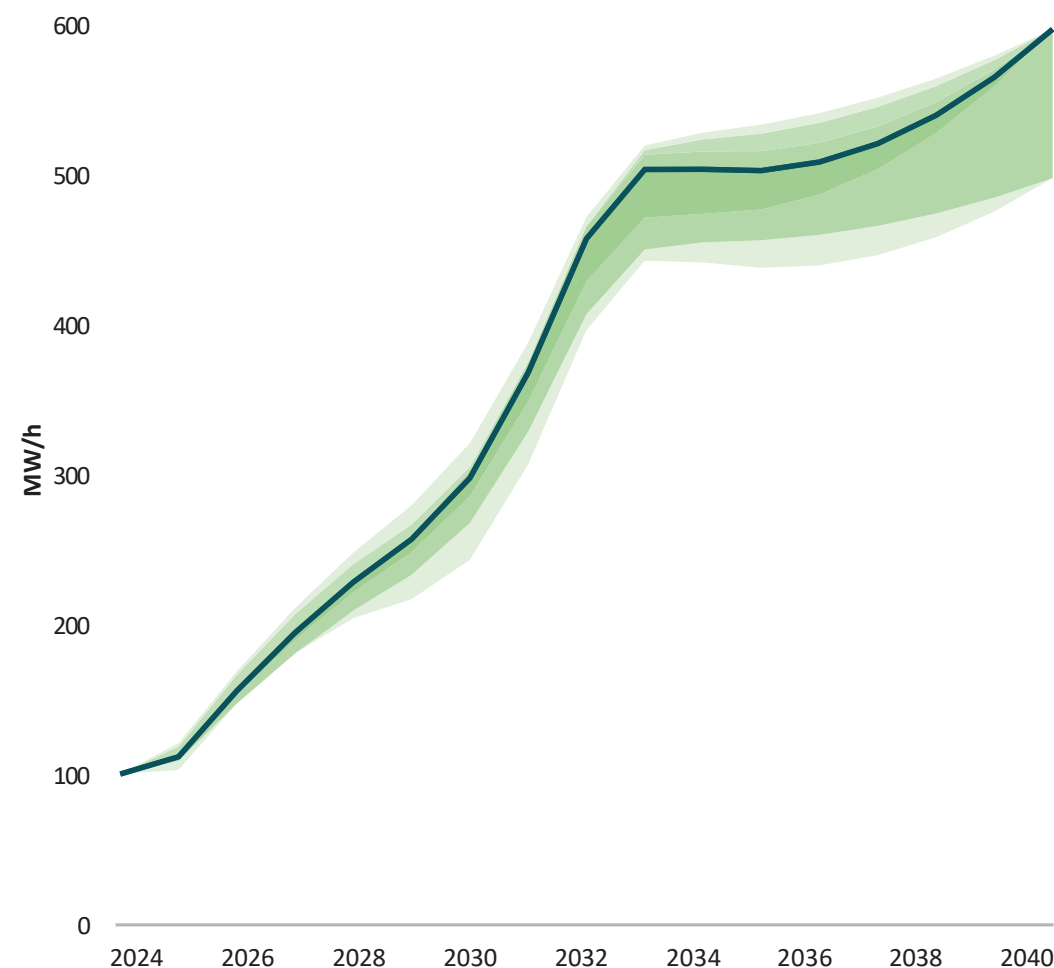
Fremskrivning 2025-2030: Behovet stiger lineært frem mod 2030 med kun mindre variationer i resultaterne. Fremskrivninger antyder et aFRR-behov i 2030 på mellem 250-320 MW/h for både opregulering og nedregulering. Medianværdien indikerer et samlet behov for aFRR-kapacitet (opregulering og nedregulering) tæt på 600 MW/h i 2030.

Fremskrivning 2030-2035: aFRR-behovet eskalerer fra 300 MW/h til 500 MW/h, tæt relateret til udviklingen i ubalancer, der hovedsageligt stammer fra idriftsættelsen af Energiø Nordsøen på grund af dens store kapacitet. Spredningen øges, hvilket indikerer øget usikkerhed, men forbliver inden for et interval på 75 MW/h.

Fremskrivning 2035-2040: I denne periode ses en langsom stigning mod et maksimum på 600 MW/h og et lavere interval på 500 MW/h. Bemærk, at der ikke er simuleringsår mellem 2035 og 2040.

Sammenlignet med fremskrivningerne i sidste års rapport er forventningerne til behovet for aFRR-kapacitet til op- og nedregulering i DK1 øget markant. I stedet for en langsom progression til omkring 300 MW/h i 2040, viser dette års prognoser en fordobling. Denne stigning skyldes delvist højere forventninger til sol- og vindkraftproduktion i AF23, hvilket skaber flere ubalancer.

FIGUR 21 FREMSKRIVNING AF BEHOVET FOR aFRR TIL OP- OG NEDREGULERING I DK1



Figur 21 Median af det fremskrevne behov med 90 %, 75 % and 10 % konfidensintervaller.

NUVÆRENDE INDKØB AF aFRR I DK2

Energinet indkøber aFRR-kapacitet i DK2 baseret på det aktuelle behov, som vurderes løbende af alle nordiske TSO'er. Siden 1. juli 2024 har de nordiske TSO'er indkøbt aFRR-volumener på 300 MW i de fleste timer og 400 MW i morgentimerne på hverdage. I de sene aftentimer indkøbes også 400 MW til nedregulering.

Det nuværende danske aFRR-behov er 0/38/52 MW for både opregulering og nedregulering på forskellige tidspunkter af døgnet. aFRR indkøbes hver time på et fælles nordisk marked med separate auktioner for opregulering og nedregulering.

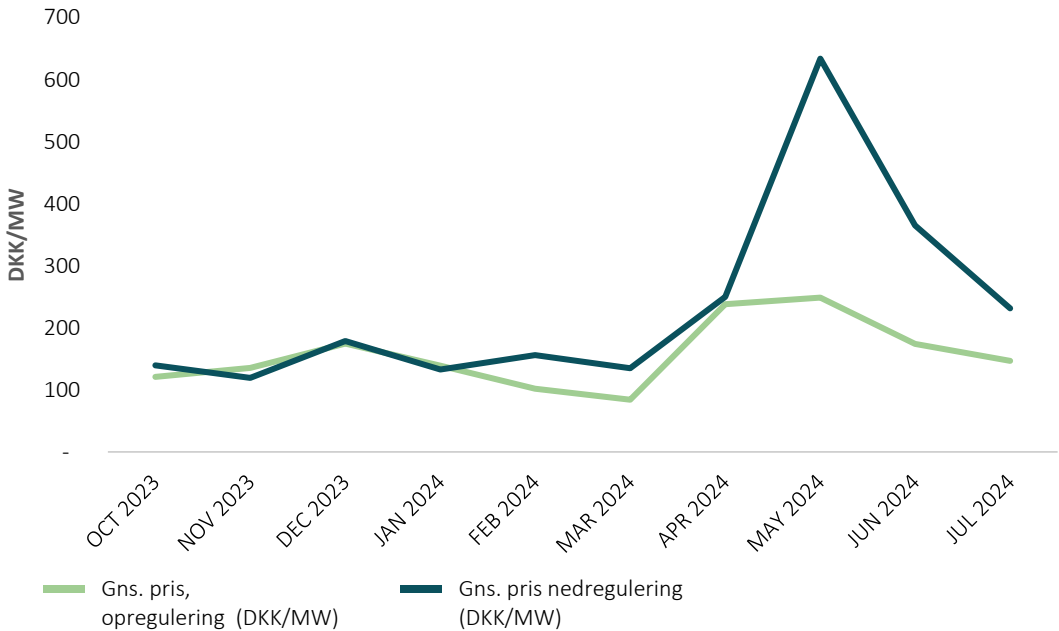
I oktober 2024 blev Energinet forbundet til PICASSO, den fælles europæiske platform for aFRR-energiaktivering. Dette betyder, at aFRR indkøbes på et energiaktiveringsmarked adskilt fra kapacitetsmarkedet. I den forbindelse skal den indkøbte kapacitet indsendes som energibud i PICASSO. Prisen på aFRR fastsættes

via marginalprissætning på PICASSO.

Figur 22 viser den indkøbte aFRR-kapacitet per time og den gennemsnitlige timepris per MW i 2024. Figuren indikerer, at danske markedsdeltagere har leveret en relativt lille andel af den nordiske efterspørgsel. Samtidig er det tydeligt, at prisen har været forholdsvis stabil i perioden.

Figur 23 og 24 viser ny prækvalificerede aFRR-kapacitet i DK2 i 2024. Det er vigtigt at påpege, at den anførte kapacitet er en kombination af både nye og eksisterende anlæg.

FIGUR 22 INDKØBT aFRR-KAPACITET OG -PRISER I DK2 2023-2024



FIGUR 23 NY PRÆKVALIFICERET aFRR-KAPACITET I DK2 2024

TEKNOLOGI	Kapacitet (MW) opregulering	Kapacitet (MW) nedregulering
Dampturbine	41	45
Elkedler	32,2	34,2
Gasmotor	0,3	-
Termisk lager	5	5

Figur 23: Den anførte prækvalificerede kapacitet dækker både nye og eksisterende anlæg. Tallene er blevet opdateret den 15. November 2024.

FREMSKRIVNING AF aFRR-BEHOV I DK2

En del af FRR-behovet dækkes af aFRR for hurtigt at modvirke ændringer i ubalancer. Fra 2024 varierer indkøbet mellem 40-50 MW/h for både opregulering og nedregulering, baseret på kvaliteten af den nordiske frekvens. Når aFRR overgår til at blive aktiveret af Area Control Error (ACE), indikerer Energinets analyser en mindre stigning i aFRR-behovet. Analyserne viser også, at det estimerede fremtidige behov for aFRR til opregulering og nedregulering næsten er ens, og fremskrivningerne vises samlet i figur 24. Læs mere om metoden for beregning af FRR-behov på side 17.

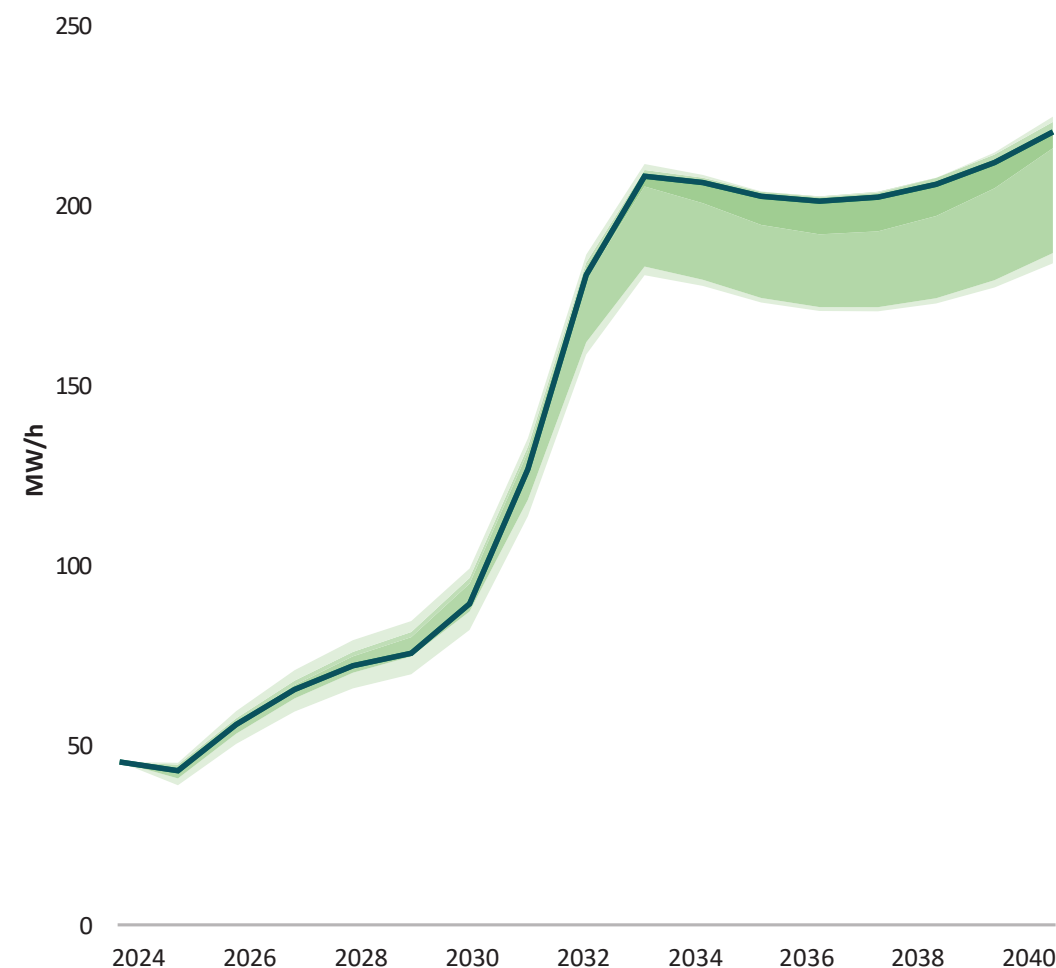
Fremskrivning 2025-2030: Behovet stiger moderat frem mod 2030 med en lille spredning i resultaterne. Fremskrivningerne indikerer et behov for aFRR i 2030 på mellem 80-100 MW/h for både op- og nedregulering. Medianværdien indikerer et samlet aFRR-behov til både op- og nedregulering tæt på 180 MW/h i 2030.

Fremskrivning 2030-2035: aFRR-behovet eskalerer yderligere fra en median på 90 MW/h til 200 MW/h i 2035. Stigningen er tæt relateret til udviklingen i ubalancer, som påvirkes af Energiø Bornholm, Hesselø og Kriegers Flak 2. Spredningen øges også, hvilket indikerer større usikkerhed, men forbliver inden for et interval på 25 MW/h.

Fremskrivning 2035-2040: I denne periode sker en langsom stigning mod et maksimum på 220 MW/h og et lavpunkt på 180 MW/h. Bemærk, at der ikke er simuleringsår mellem 2035 og 2040.

Sammenlignet med fremskrivningerne i sidste års rapport er behovet for aFRR-kapacitet i DK2 steget markant. I stedet for en langsom progression til cirka 100 MW/h for opreguleringsbehov og 150 MW/h for nedreguleringsbehov i 2040, er behovene nu større og ses tidligere. Denne stigning skyldes delvist højere forventninger til sol- og vindproduktion i Energistyrelsens analyseforudsætninger for 2023 (AF23), hvilket skaber flere ubalancer.

FIGUR 24 FREMSKRIVNING AF BEHOVET FOR aFRR TIL OP- OG NEDREGULERING I DK2



Figur 24 Median af det fremskrevne behov med 90 %, 75 % and 10 % konfidensintervaller.

STATUS OG FREMSKRIVNING FOR FCR – INTRODUKTION



FCR er en forkortelse for Frequency Containment Reserve. FCR reagerer hurtigt og automatisk på frekvensafvigelser i elsystemet.



FCR bruges både til opregulering og nedregulering. FCR er et symmetrisk produkt, hvilket betyder, at markedsdeltagerne skal være i stand til at levere både opregulering og nedregulering.



Energinet indkøber FCR på forhånd i kapacitetsmarkedet for at sikre, at der er tilstrækkelig energi til rådighed til automatisk aktivering.



FCR skal være fuldt aktiveret inden for 30 sekunder.



Energinet indkøber kun FCR i DK1 på et fælles centraleuropæisk marked.

Energinets [balanceunivers](#) giver et overblik over aktuelle og historiske indkøb og priser for FCR. Her finder du også Energinets Revenue Calculator som giver en indikation på hvilke systemydelsesprodukter et anlæg kan levere samt hvad de mulige indtægter vil være baseret på historiske priser. Vær opmærksom på, at historiske priser ikke er et udtryk for Energinets forventninger til fremtidige priser eller garanti for fremtidig indtjening.

NUVÆRENDE INDKØB AF FCR I DK1

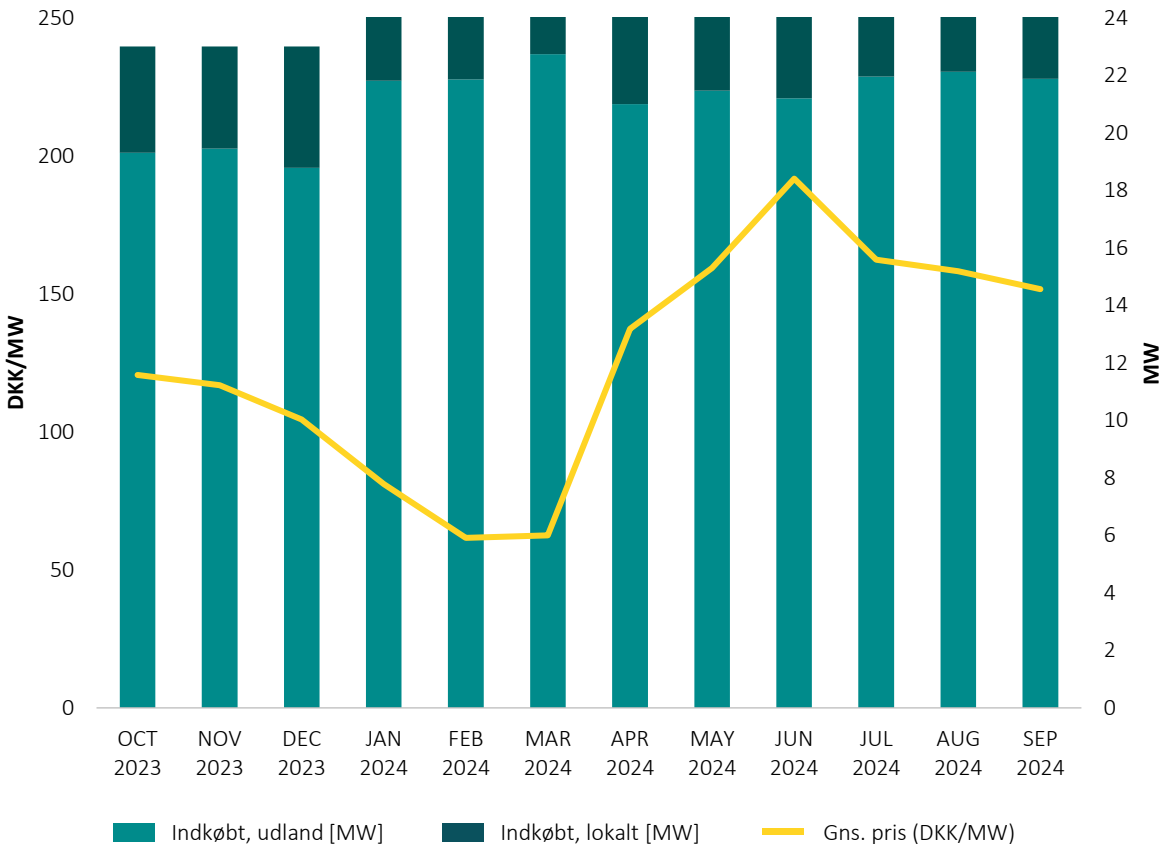
I 2024 har Energinet indkøbt 25 MW FCR per time på årsbasis. Energinet indkøber kun FCR i DK1 på et fælles centraleuropæisk marked. Den danske andel bestemmes på baggrund af summen af forbrug og produktion i forhold til den samlede produktion og forbrug i det europæiske synkronområde. I øjeblikket er andelen for DK1 cirka 0,83 %, svarende til 25 MW. Derudover må Danmark dele op til 100 MW med medlemmerne af FCR-samarbejdet, hvilket bringer det totale FCR-marked op på 125 MW/h i 2025 for en dansk markedsdeltager. Eksporten på 100 MW til Tyskland kan øges, hvis danske markedsdeltagere begynder at mætte markedet.

Der har ikke været større ændringer på FCR-markedet i 2024. Markedet er kendetegnet ved stabilitet, men også ved en mangel på danske markedsdeltagere. Energinet forventer ingen ændringer på FCR-markedet i den nærmeste fremtid.

Figur 25 viser Energinets indkøb af FCR-kapacitet og priser fra oktober 2023 til september 2024.

Figur 26 viser ny prækvalificeret FCR-kapacitet i 2024. Det er vigtigt at påpege, at den anførte kapacitet er en kombination af både nye og eksisterende anlæg.

FIGUR 25 INDKØBT FCR-KAPACITET OG -PRISER 2023-2024



FIGUR 26 NY PRÆKVALIFICERET FCR-KAPACITET I DK1 2024

TEKNOLOGI	Kapacitet (MW)
Batteri	1
Elkedel	75

Figur 26: Den anførte prækvalificerede kapacitet dækker både nye og eksisterende anlæg

FREMSKRIVNING AF FCR-BEHOV I DK1

Fremskrivningen af FCR-behovet frem mod 2040 er vist i figur 27.

Fremskrivning 2025-2030: Med en stigende grad af elektrificering og den fortsatte udvikling af vedvarende energikilder forventes det, at Danmark vil øge sin FCR-andel, og som resultat vil der være behov for yderligere FCR-kapacitet i DK1. Scenarierne antyder en stigning på yderligere 25 MW/h inden 2030, hvilket vil bringe den samlede markedskapacitet op på 150 MW/h, hvoraf 50 MW/h udgør den danske andel.

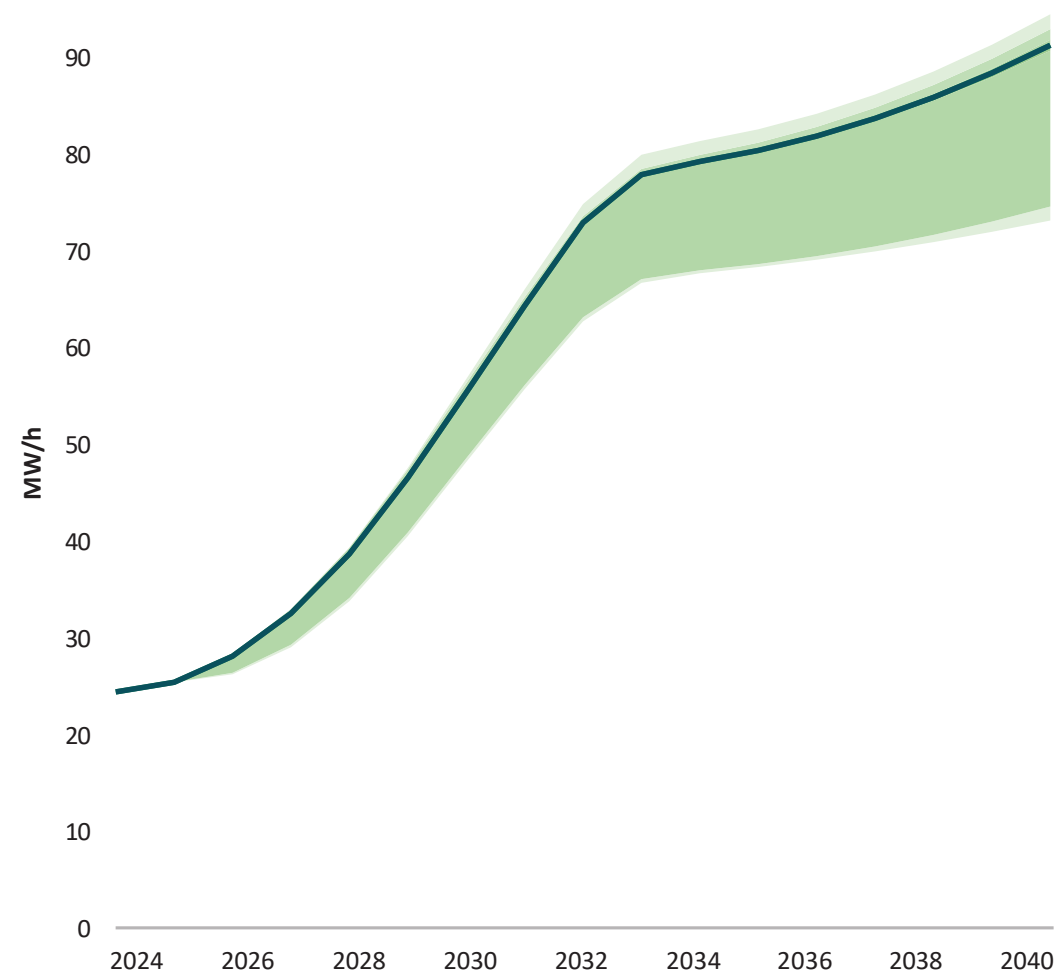
Fremskrivning 2030-2035: Der forventes yderligere vækst med en stigning på cirka 20-30 MW/h, hvilket vil udvide markedet til omkring 160-170 MW/h, hvoraf 60-70 MW/h udgør den danske andel.

Fremskrivning 2035-2040: Den samme opadgående tendens forventes for 2035-2040, hvor FCR-reservekapaciteten forventes at nå mellem 170-195 MW/h, med en danske andel på 70-95 MW/h.

Sammenlignet med fremskrivningerne i sidste års rapport viser fremskrivningerne kun små afvigelser, hvilket indikerer stabile forventninger til energiproduktion og -forbrug på tværs af Europa.

FCR-behovet for Kontinentaleuropa er fastsat i EU's System Operation Guideline (SO GL) til 3 GW for både opregulering og nedregulering. I begyndelsen af 2024 indsendte alle TSO'er i Kontinentaleuropa enstemmigt den nye metode for probabilistisk dimensionering af FCR i Kontinentaleuropa til de nationale myndigheder. Hvis metoden som forventet godkendes, vil den blive implementeret fra starten af 2026 og sandsynligvis øge det samlede FCR-indkøb en smule. Ser man længere frem, vil en øget indfasning af limited energy reservoirs (LER) i FCR-markederne føre til en mere markant stigning i indkøbet. Læs mere om dimensionering af FCR på side 14.

FIGUR 27 FREMSKRIVNING AF BEHOVET FOR FCR I DK1



Figur 27 Median af det fremskrevne behov med 90 %, 75 % and 10 % konfidensintervaller.

STATUS OG FREMSKRIVNING FOR FCR-D – INTRODUKTION



FCR-D er en forkortelse for Frequency Containment Reserve – Disturbance. FCR-D er designet til at stabilisere frekvensen i elnettet i DK2 og Norden i tilfælde af frekvensfald eller afvigelser.



FCR-D bruges både til opregulering og nedregulering. FCR-D er et asymmetrisk produkt, hvilket betyder, at markedsdeltagerne kan nøjes med at levere enten opregulering eller nedregulering.



Energinet indkøber FCR-D på forhånd på kapacitetsmarkedet for at sikre, at der er tilstrækkelig kapacitet til rådighed til automatisk aktivering.



86 % af FCR-D kapaciteten skal være aktiveret inden for 7,5 sekunder.



Energinet indkøber kun FCR-D i DK2 på et fælles dansk-svensk marked.

Energinets [balanceunivers](#) giver et overblik over aktuelle og historiske indkøb og priser for FCR-D. Her finder du også Energinets Revenue Calculator som giver en indikation på hvilke systemydelsesprodukter et anlæg kan levere samt hvad de mulige indtægter vil være baseret på historiske priser. Vær opmærksom på, at historiske priser ikke er et udtryk for Energinets forventninger til fremtidige priser eller garanti for fremtidig indtjening.

NUVÆRENDE INDKØB AF FCR-D I DK2

Energinet indkøber både FCR-D til opregulering og FCR-D til nedregulering på et fælles dansk-svensk marked. Der indkøbes på timebasis og det samlede dansk-svenske behov er på cirka 610 MW til FCR-D opregulering, hvoraf den danske andel udgør 43 MW, og cirka 512 MW til FCR-D nedregulering, hvoraf den danske andel i 2024 udgør 42 MW.

Den maksimale danske dækning af den svenske andel er 1/3. Det betyder, at det potentielle marked for danske markedsdeltagere er henholdsvis 232 MW FCR-D opregulering og 199 MW FCR-D nedregulering.

FCR-D aktiveres hyppigere end FFR, og leveringen er proportional med frekvensafvigelsen. Da store frekvensafvigelser er sjældne, ses fuld aktivering af FCR-D kun i ekstreme situationer.

FCR-D-markedet fungerer effektivt, og Energinet ser positivt på, at danske markedsdeltager leverer stigende volumener.

Figur 28 viser Energinets indkøb af FCR-D kapacitet og priser fra oktober 2023 til september 2024. Prisfaldet for FCR-D i Sverige-Øst og DK2 i maj 2024 fortsatte ind i september. Priserne var ekstremt lave for sæsonen.

FIGUR 28 INDKØBT FCR-D-KAPACITET OG -PRISER I DK2 2023-2024



En medvirkende faktor til de lave priser er en markant stigning i antallet af prækvalificerede faciliteter i Sverige. Mængden af batterier/energilagringssystemer i Sverige, der kan levere FCR-D, er steget med mere end 250 MW i første halvdel af 2024.

Figur 29 viser ny prækvalificeret statisk FCR-D-kapacitet i 2024, og figur 30 viser ny prækvalificeret dynamisk FCR-D-kapacitet. Det er vigtigt at påpege, at den anførte kapacitet er en kombination af både nye og eksisterende anlæg, som Energinet har godkendt i 2024 til at levere FCR-D.

FCR-D til nedregulering er stadig et produkt i implementeringsfasen. I september blev det svenske behov for FCR-D nedregulering sat til 410 MW, og denne værdi blev hævet med 60 MW per 1. oktober 2024. Det fulde svenske behov er 547 MW. Den svenske TSO Svenska kraftnät vil i december 2024 offentliggøre, hvor meget behovet for FCR-D nedregulering vil blive øget med fra 1. januar 2025.

FIGUR 29 NY PRÆKVALIFICERET STATISK FCR-D-KAPACITET TIL OP- OG -NEDREGULERING I DK2, 2024

TEKNOLOGI	FCR-D-opreguleringskapacitet (MW)	FCR-D-nedreguleringskapacitet (MW)
Elbiler	25,5	
Fleksibelt forbrug	0,31	8,2
Elkedel		1,4
Varmeblæser		6,1
Lastbank		5,8
Solcelleanlæg		29

Figur 29: Den anførte prækvalificerede kapacitet dækker både nye og eksisterende anlæg

FIGUR 30 NY PRÆKVALIFICERET DYNAMISK FCR-D-KAPACITET TIL OP- OG NEDREGULERING I DK2, 2024

TEKNOLOGI	FCR-D-opreguleringskapacitet (MW)	FCR-D-nedreguleringskapacitet (MW)
Batteri	21,9	21,4
Elkedel		2,5
Lastbank	1,2	1,3
Varmeblæser		7,1

Figur 30: Den anførte prækvalificerede kapacitet dækker både nye og eksisterende anlæg

FREMSKRIVNING AF FCR-D-BEHOV I DK2

Figur 31 illustrerer fremskrivningen for Energinets behov for FCR-D i DK2 frem mod 2040. Forventningerne til behovene for FCR-D til opregulering og nedregulering er meget ens, og fremskrivningerne vises derfor i én graf. FCR-D indkøbes på et fælles dansk-svensk marked. Læs mere om FCR-D markedet og den danske markedsandel på side 37-38.

FCR-D-behovet er baseret på den største hændelse (referencehændelse, RI) på nordisk niveau for både op- og nedregulering. Dimensioneringen af den største enhed opdateres løbende, hvilket medfører nogle variationer i FCR-D-behovet hen over året. På sigt, med større enheder og mere svingende produktion, kan FCR-D-behovet ændre sig hyppigere.

FCR-D ned er stadig en relativ ny systemydelse, og derfor har Svenska Kraftnät gradvist øget indkøbsbehovet i løbet af de sidste par år. Svenska Kraftnät har i "[Behov av reserver idag och i framtiden](#)" meddelt, at de fra 2025 og frem vil indkøbe den fulde mængde FCR-reserver.

Fremskrivning 2025-2030: Frem mod 2030 ser den danske andel ud til at stige stødt og i slutningen af 2030 indikerer fremskrivningen et spænd på 38-51 MW. Sverige oplever i denne

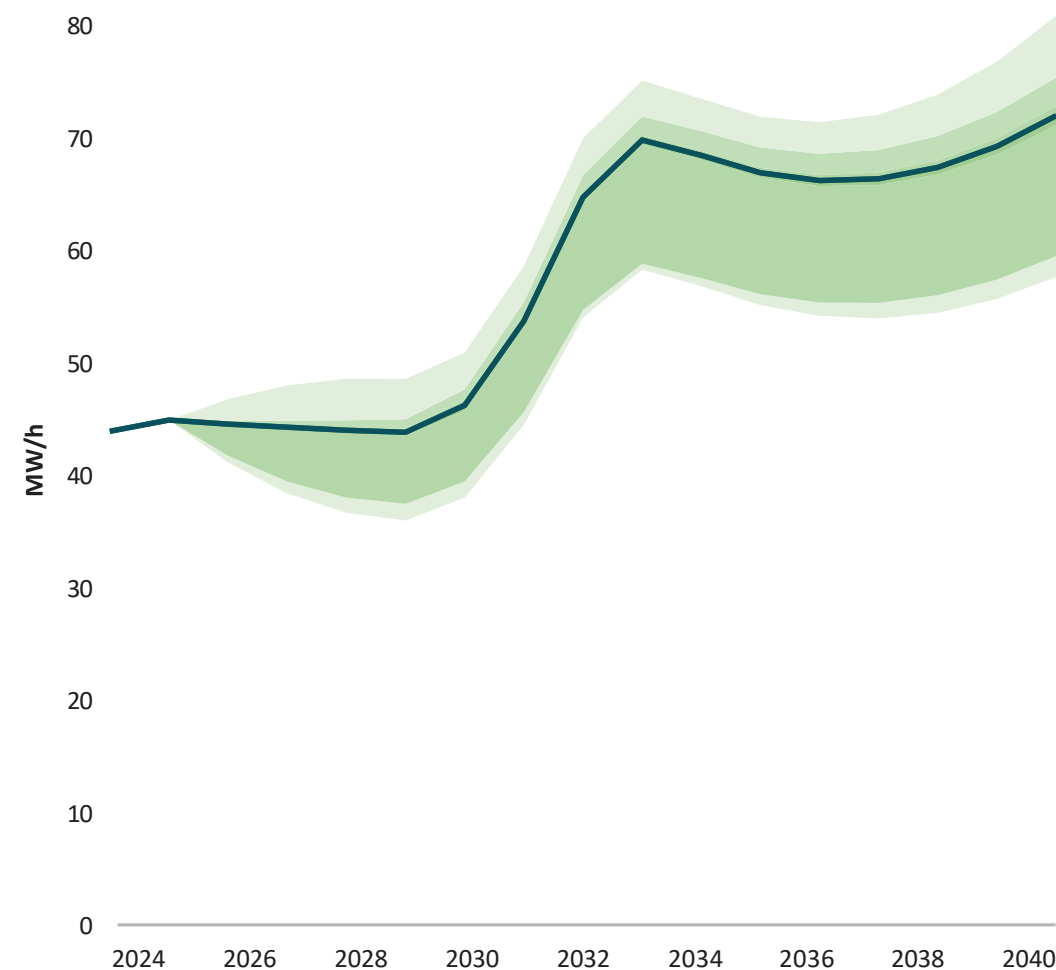
periode et fald, hvilket medfører et samlet fald i det dansk-svenske behov for FCR-D i denne periode.

Fremskrivning 2030-2035: Det danske behov stiger markant frem mod 2033, da Energiø Bornholm gradvist begynder produktionen. I 2035 viser fremskrivningerne af det danske behov et spænd mellem 55-72 MW/h. Set i et dansk-svensk perspektiv indikerer resultaterne en fortsat svag nedgang.

Fremskrivning 2035-2040: Fra 2035 til 2040 indikerer fremskrivningerne en svag stigning i indkøbet af FCR-D med et behov på mellem 58-81 MW/h. Det samme gælder for det dansk-svenske marked, hvor indkøbet vender tilbage til niveauet fra 2030.

Resultaterne er stort set i overensstemmelse med værdierne og tendenserne fra den tidligere rapport. Den primære forskel findes i de øvre fremskrivninger fra 2030. Sidste års fremskrivninger indikerede tæt på 240 MW, mens dette års beregninger viser 230 MW, som er det nuværende indkøbsniveau.

FIGUR 31 FREMSKRIVNING AF BEHOVET FOR FCR-D I DK2



Figur 31 Median af det fremskrevne behov med 90 %, 75 % and 10 % konfidensintervaller.

STATUS OG FREMSKRIVNING FOR FCR-N – INTRODUKTION



FCR-N er en forkortelse for Frequency Containment Reserve – Normal. FCR-N er designet til løbende at stabilisere frekvensen i elnettet i DK2 og resten af Norden.



FCR-N bruges både til opregulering og nedregulering. FCR-N er et symmetrisk produkt, hvilket betyder, at markedsdeltagerne skal være i stand til at levere både opregulering og nedregulering.



Energinet indkøber FCR-N på forhånd på kapacitetsmarkedet for at sikre, at der er tilstrækkelig kapacitet til rådighed til automatisk aktivering.



63 % af FCR-N kapaciteten skal være aktiveret inden for 60 sekunder, og 95 % af kapaciteten skal være aktiveret inden for 3 sekunder.



Energinet indkøber kun FCR-N i DK2 på et fælles dansk-svensk marked.

Energinets [balanceunivers](#) giver et overblik over aktuelle og historiske indkøb og priser for FCR-N. Her finder du også Energinets Revenue Calculator som giver en indikation på hvilke systemydelsesprodukter et anlæg kan levere samt hvad de mulige indtægter vil være baseret på historiske priser. Vær opmærksom på, at historiske priser ikke er et udtryk for Energinets forventninger til fremtidige priser eller garanti for fremtidig indtjening.

NUVÆRENDE INDKØB AF FCR-N DK2

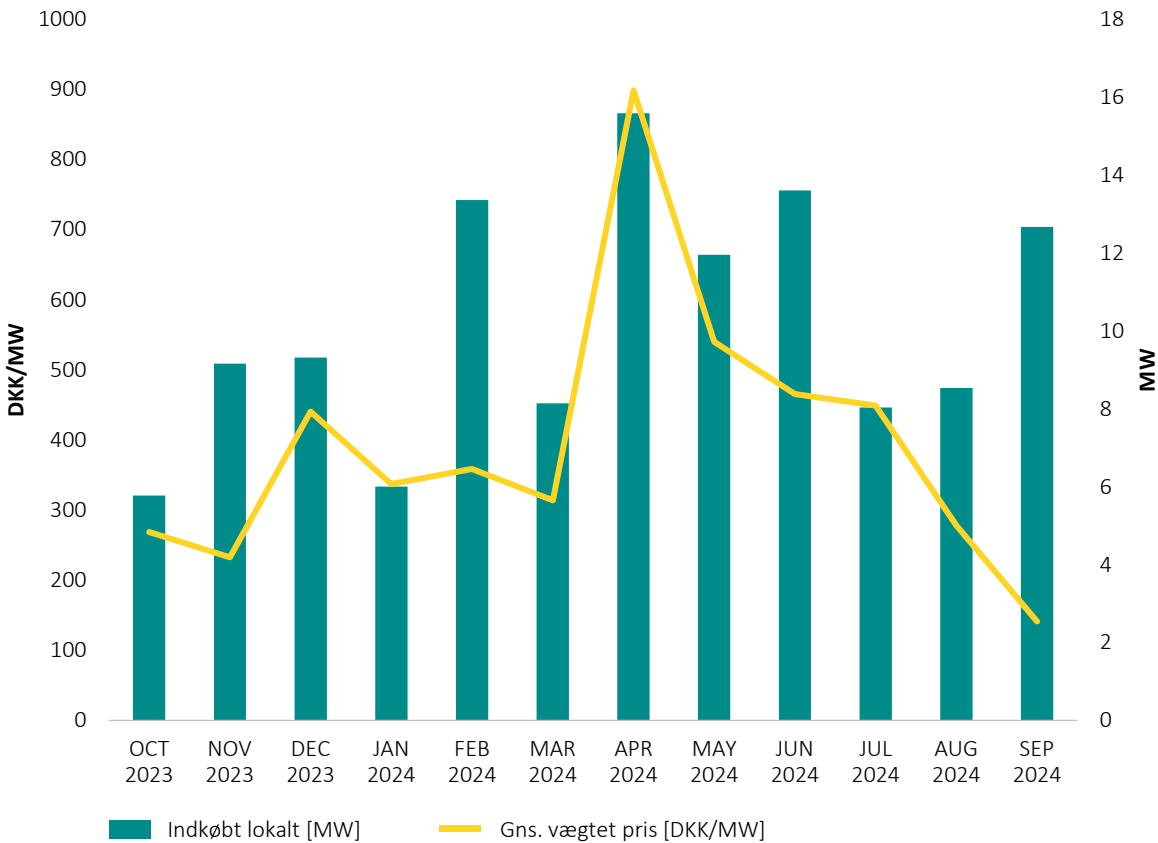
Energinet indkøber FCR-N på et fælles dansk-svensk marked. Der indkøbes på timebasis, og det sankede dansk-svensk behov er på cirka 252 MW.

Den nuværende fordelingsnøgle for DK2 er cirka 3 %, hvilket resulterer i et behov på 18 MW. Den svenske andel og behov er væsentligt højere, nemlig 231 MW. Den maksimalt tilladte danske dækning er 1/3 af det svenske behov. For en dansk markedsdeltager er FCR-N markedet således i alt 95 MW. Figur 32 viser Energinets indkøb af FCR-N-kapacitet og priser i DK2 i perioden oktober 2023 til september 2024.

FCR-N har en høj aktiveringsrate, da det aktiveres inden for frekvensområdet 49,9 Hz til 50,1 Hz. Dette betyder, at FCR-N leverancer involverer betydelig energiaktivering, hvilket resulterer i energibetalinger baseret på den højeste regulerkraftpris og spotprisen. Da FCR-N er et symmetrisk produkt, reduceres den samlede energi fra en FCR-leverance typisk, idet opreguleringer og nedreguleringer over tid har tendens til at udligne hinanden.

Figur 33 viser ny prækvalificeret FCR-N-kapacitet i 2024. Det er vigtigt at påpege, at de angivne mængder er en kombination af både nye og eksisterende anlæg.

FIGUR 32 INDKØBT FCR-N-KAPACITET OG -PRISER I DK2 2023-2024



FIGUR 33 PRÆKVALIFICERET FCR-N-KAPACITET I DK2 2024

TEKNOLOGI	Kapacitet (MW)
Batteri	6.2
Elkedel	9.2
Elbiler	0.4

Figur 33: Den anførte prækvalificerede kapacitet dækker både nye og eksisterende anlæg

FREMSKRIVNING AF FCR-N-BEHOV I DK2

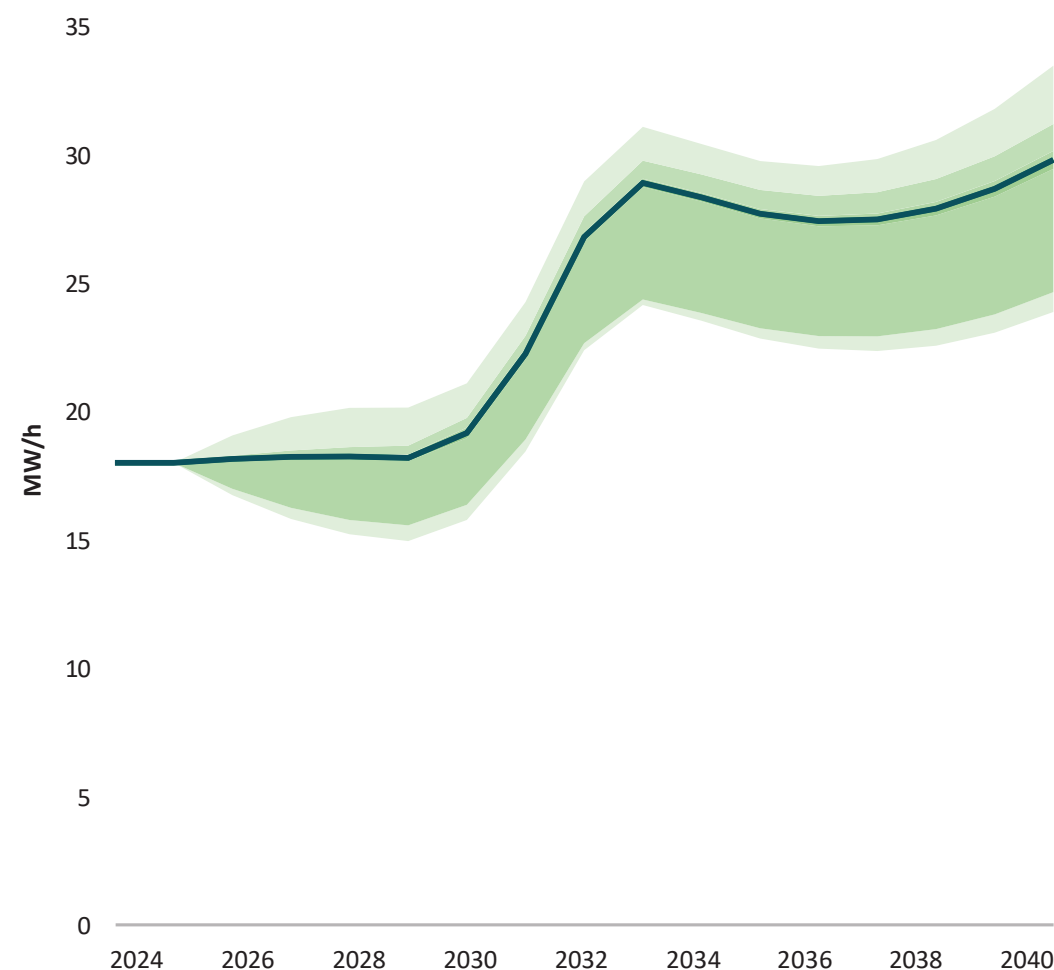
FCR-N dimensioneres i dag ud fra en historisk forudsætning om, at forbruget kan variere relativt hurtigt med ca. 1 % af 60 GW, hvilket resulterer i et nordisk minimumsbehov på 600 MW. I fremskrivningen er denne forudsætning ikke ændret, og det er således alene den dansk-svenske fordelingsnøgle der ændres, baseret på forbrug og produktion. Læs mere om det dansk-svenske FCR-N marked på forrige side.

Fremskrivning 2025-2030: Frem mod 2030 ser fremskrivningen for den danske fordelingsnøgle ud til at være stigende, og i 2030 forventes den danske andel at ligge mellem 16-21 MW. På det dansk-svenske marked ser vi en top i 2027. Sverige oplever dog et fald, hvilket medfører en samlet nedgang i det dansk-svenske FCR-N-marked i 2030 sammenlignet med det nuværende niveau.

Fremskrivning 2030-2035: Med den gradvist øgede produktion fra Energiø Bornholm og større forbrug stiger den danske andel markant. Fremskrivningerne indikerer et behov mellem 22-30 MW/h. På det dansk-svenske marked viser prognoserne en svag nedgang på grund af en fortsat faldende svensk andel.

Fremskrivning 2035-2040: Fra 2035 til 2040 er der en svag stigning, hvilket indikerer, at den danske andel vil ligge mellem 24-34 MW/h. På det dansk-svenske marked vender niveauet tilbage til niveauet for 2030. Denne stigning kan blive endnu højere, hvis Sverige beslutter at bygge de foreslåede atomkraftværker, og forudsat at de er i drift inden 2040.

FIGUR 34 FREMSKRIVNING AF BEHOVET FOR FCR-N I DK2



Figur 34 Median af det fremskrevne behov med 90 %, 75 % and 10 % konfidensintervaller.

STATUS OG FREMSKRIVNING FOR FFR – INTRODUKTION



FFR står for Fast Frequency Reserve. FFR afbøder store frekvensfald ved hurtigt at levere mere strøm til elsystemet.



FFR anvendes kun til opregulering.



Energinet indkøber FFR på forhånd på kapacitetsmarkedet for at sikre, at der er tilstrækkelig kapacitet til rådighed til automatisk aktivering.



FFR skal være fuldt aktiveret inden for 0,7-1,3 sekunder.



Energinet indkøber kun FFR i DK2.

Energinets [balanceunivers](#) giver et overblik over aktuelle og historiske indkøb og priser for FFR. Her finder du også Energinets Revenue Calculator som giver en indikation på hvilke systemydelsesprodukter et anlæg kan levere samt hvad de mulige indtægter vil være baseret på historiske priser. Vær opmærksom på, at historiske priser ikke er et udtryk for Energinets forventninger til fremtidige priser eller garanti for fremtidig indtjening.

NUVÆRENDE INDKØB AF FFR I DK2

Energinet har indkøbt FFR siden 2020. FFR indkøbes på timebasis, og FFR-behovet vurderes løbende af Energinet og de øvrige nordiske TSO’er.

FFR-markedet i DK2 har i tidligere år været præget af få budgivere og et øget behov for FFR om vinteren. Derfor opfordrede Energinet markedsaktørerne til at indrapportere deres tilgængelige kapacitet, så markedet kunne fungere optimalt. I 2023 kom der flere budgivere ind på markedet, som deltager aktivt, og i 2024 har Energinet oplevet en god markedsdeltagelse.

I 2024 er ca. 17,4 MW ny kapacitet blevet prækvalificeret til at levere FFR i DK2, som det fremgår af figur 36. Det er vigtigt at bemærke, at de prækvalificerede mængder viser en kombination af både nye og eksisterende anlæg.

FIGUR 35 INDKØBT FFR-KAPACITET OG -PRISER I DK1, 2023-2024



FIGUR 36 NY PRÆKVALIFICERET FFR-KAPACITET I DK2 2024

TEKNOLOGI	Kapacitet (MW)
Batteri	17.4

Figur 36: Den anførte prækvalificerede kapacitet dækker både nye og eksisterende anlæg

FREMSKRIVNING AF FFR-BEHOV I DK2

Figur 37 viser fremskrivningerne af Energinets behov for FFR i DK2 frem mod 2040. Bemærk, at FFR har en høj grad af sæsonudsving og at fremskrivningerne illustreres med gennemsnitligt behov hen over året.

Indkøbet af FFR afhænger direkte af inertien i det nordiske elsystem, med betydelige bidrag fra atomkraftværker, kraftvarmeværker og vandkraft. I modsætning hertil leverer sol- og vindkraft hverken mekanisk eller syntetisk inert og reducerer dermed inertiniveauet ved at erstatte atomkraftværker og varmeværker.

Den øgede brug af vedvarende energi øger både antallet af timer, hvor FFR er påkrævet, og de nødvendige FFR-mængder. FFR-prognosen er derfor i høj grad afhængig af forudsætninger om produktion fra forskellige teknologier, som varierer i forskellige klimaår.

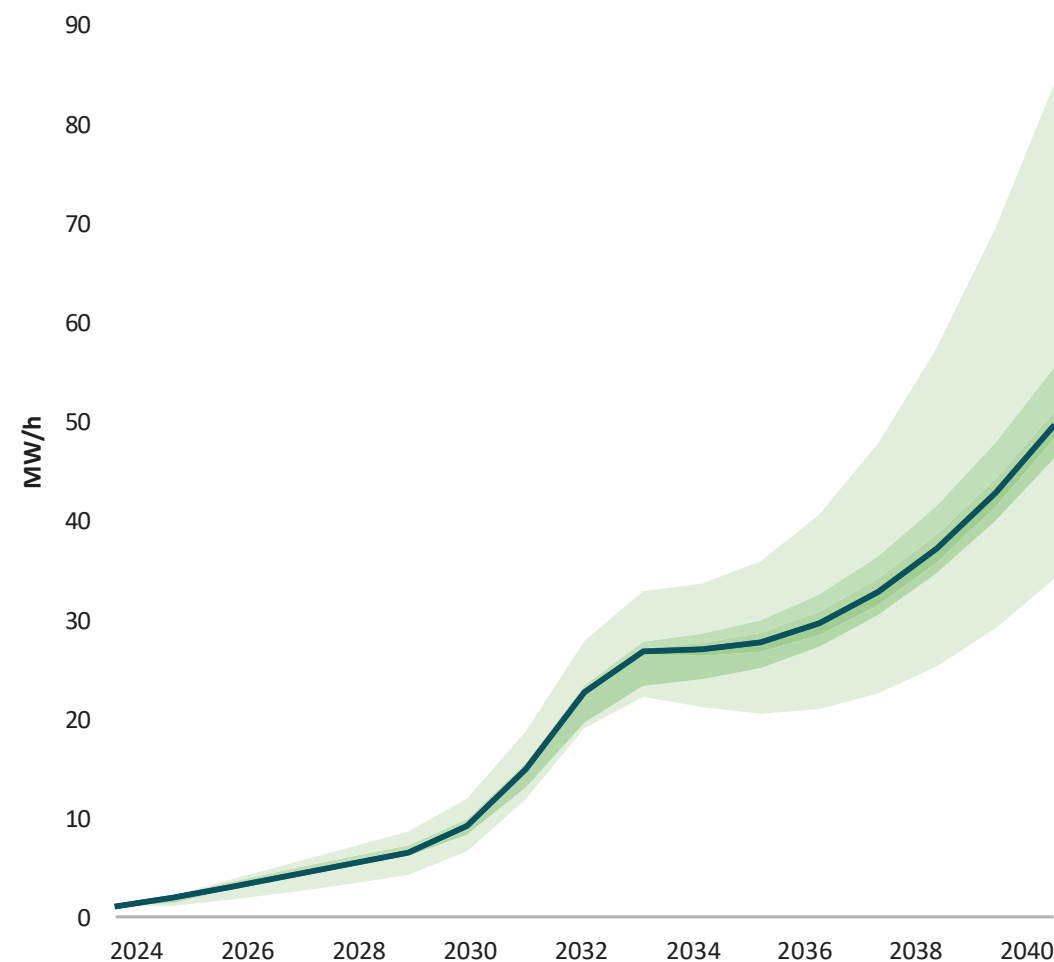
Fremskrivningen omfatter ikke en eventuel lancering af *dynamisk FFR*, som er et potentielt nyt og mere dynamisk stabilt produkt. Lanceringen af et sådant produkt er stadig behæftet med usikkerhed, og designet er fortsat under udvikling. Lanceringen af dette produkt kan føre til en reduktion i indkøbet af traditionel FFR.

Fremskrivning 2025-2030: Tendensen i denne periode er relativt stabil, så FFR-markedet forventes at forblive på et niveau svarende til de seneste år. Fra 2025 viser fremskrivningerne et gennemsnitligt indkøb på mellem 4 MW og 10 MW årligt. Det maksimale indkøb per time på tværs af TSO'er er 70 MW. I 2030 øges intervallet til gennemsnitligt 6-12 MW/h med en maksimal værdi på 80 MW/h.

Fremskrivning 2030-2035: Det store antal vindmølleparker øger FFR-behovet. Det gennemsnitlige FFR-behov stiger til 20-35 MW/h med maksimale timeværdier på op til 120 MW.

Fremskrivning 2035-2040: Frem mod 2040 er der et stort spænd på grund af fremgang i produktion fra vedvarende energikilder, hvor forskellige klimaår i høj grad påvirker resultaterne. Fremskrivningen viser et øget FFR-behov, men svenske atomkraftværker og nye inverterteknologier med inertitjenester kan dog påvirke FFR-indkøbsbehovet.

FIGUR 37 FREMSKRIVNING AF BEHOVET FOR FFR I DK2



Figur 37 Median af det fremskrevne behov med 90 %, 75 % and 10 % konfidensintervaller.



MARKEDSUDVIKLING

Dette afsnit giver et overblik over større markedsændringer indført i 2024, samt kommende markedsændringer på kort og langt sigt.



MILEPÆLE I 2024

Den måde elsystemet balanceres er i forandring og fører blandt andet til højere grad af nordisk og europæisk harmonisering og automatisering. I 2024 gennemføres flere store markedsændringer.

1. OKTOBER: NYT LOKALT aFRR-KAPACITETSMARKED I DK1

I DK1 blev der lanceret et aFRR-kapacitetsmarked på samme vilkår som det nordiske aFRR-kapacitetsmarked i DK2. Ændringerne i aFRR-kapacitetsmarkedet muliggør tilslutning til den europæiske aFRR energiaktiveringsplatform, PICASSO og giver markedsaktørerne mulighed for at byde ind på to separate markeder

2. OKTOBER: DANSK TILSLUTNING TIL PICASSO

Tilslutningen til den europæiske aFRR-energiaktiveringsplatform, PICASSO, giver danske markedsaktører i DK1 og DK2 adgang et europæisk marked for aFRR-energiaktivering. PICASSO gør det muligt for TSO'er at aktivere aFRR i Europa og øger dermed fleksibiliteten i det europæiske aFRR-marked.

29. OKTOBER: FLOW-BASED: NY NORDISK KAPACITETSBeregning

Flow-based er en ny nordisk metode til kapacitetsberegning på det nordiske day-ahead-marked. Flow-based giver markedsaktørerne mere præcis information om kapaciteten i nettet. Flow-based ændrer flowet og muliggør en bedre udnyttelse af nettet.

19. NOVEMBER: TRILATERALT mFRR-KAPACITETSMARKED

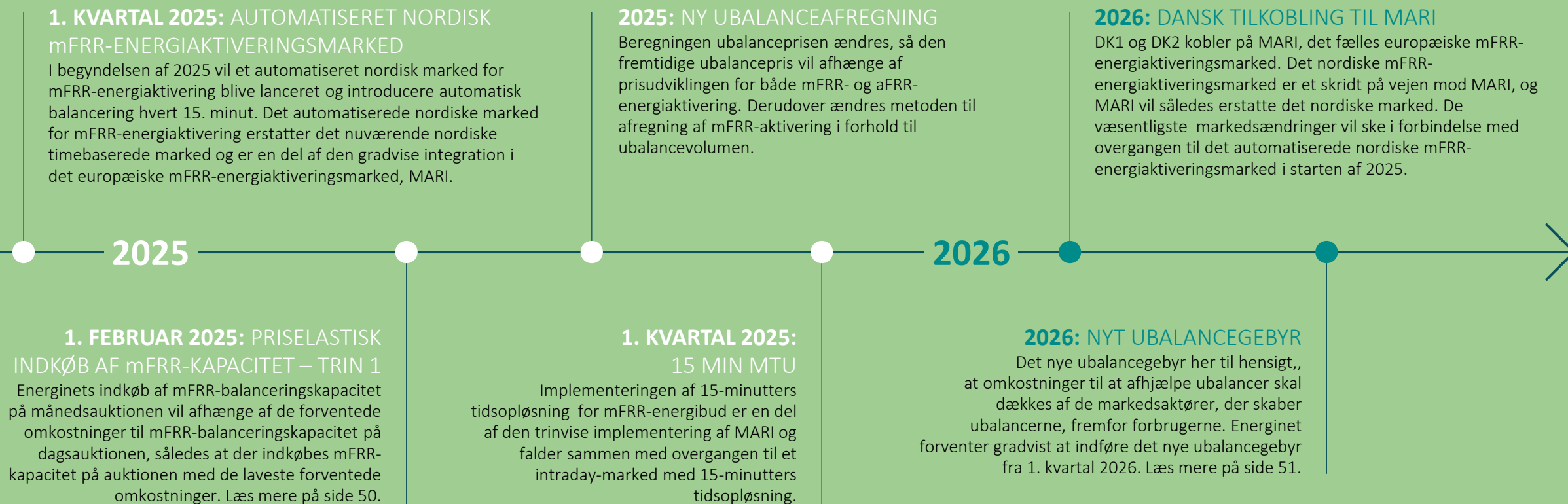
Den 19. November 2024 indføres der et fælles mFRR-kapacitetsmarked for Danmark (DK1 og DK2), Sverige og Finland. Det trilaterale mFRR-kapacitetsmarked vil gøre det muligt for danske markedsdeltagere i både DK1 og DK2 at sælge mFRR-kapacitet til Sverige, hvor der i øjeblikket indkøbes både op- og nedreguleringskapacitet for mFRR.

1. DECEMBER: NORDISK OG DYNAMISK DIMENSIONERING

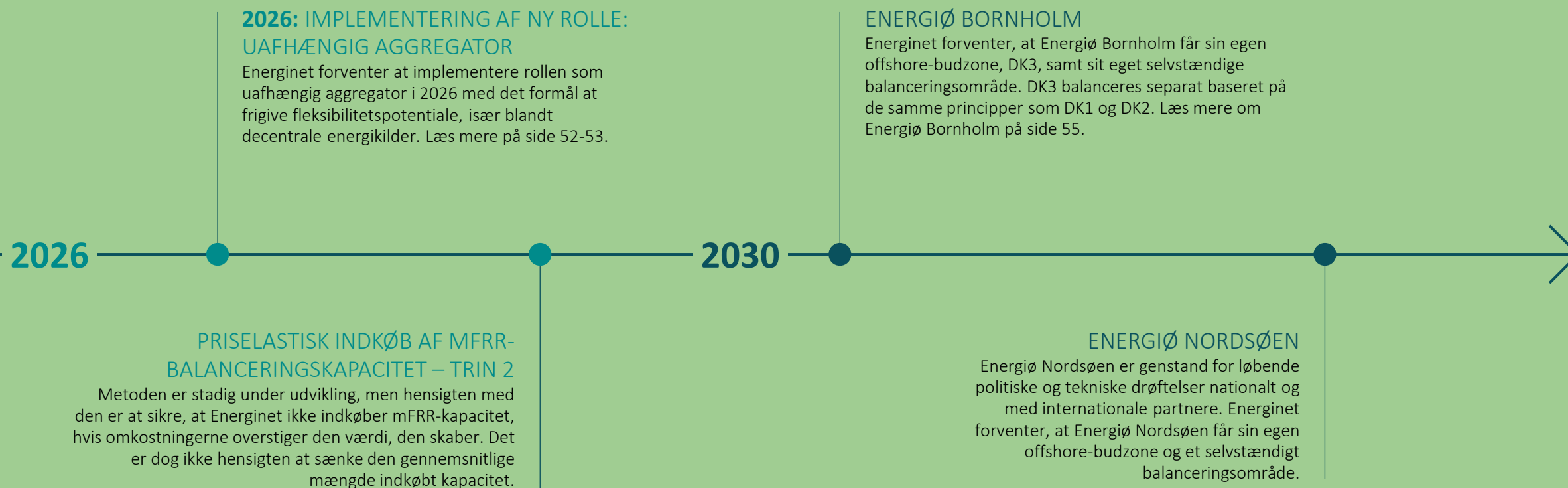
Nordisk og dynamisk dimensionering vil blive implementeret for mFRR-opregulering som led i overgangen til det automatiserede nordiske mFRR-energiaktiveringsmarked. Nordisk og dynamisk dimensionering muliggør at den indkøbte kapacitetsmængde varierer time for time baseret på forventede ubalancer.

MILEPÆLE I 2025-2030 OG FREM

Denne tidslinje giver et overblik over de kommende markedsændringer på kort og langt sigt.



MILEPÆLE I 2025-2030 OG FREM – FORTSAT



PRISELASTISK INDKØB AF mFRR-KAPACITET

Fra 1. februar 2025 afhænger Energinets indkøb af mFRR-kapacitet på månedsauktionen af de forventede omkostninger til mFRR-kapacitet på dagsauktionen.

Pr. 1. februar 2025 afhænger Energinets indkøb af mFRR-kapacitet på månedsauktionen af de forventede omkostninger til mFRR-kapacitet på dagsauktionen.

At gøre indkøbet af mFRR-kapacitet på månedsauktionen afhængig af de forventede omkostninger til mFRR-kapacitet på dagsauktionen er første skridt i retning af at indføre en priselastisk efterspørgsel i indkøbet af mFRR-kapacitet.

Med denne metode kan Energinet optimere indkøbet af mFRR-kapacitet, så der indkøbes mFRR-kapacitet på den auktion, hvor kapaciteten forventes at have de laveste omkostninger.

”mFRR-forsikringen” kan blive for dyr

Energinet vil gerne gå et skridt videre med indførelsen af en priselastisk efterspørgsel, således at mFRR-kapaciteten ikke indkøbes, hvis den anses for at være for dyr en forsikring. Hvis omkostningerne til mFRR-kapacitet overstiger f.eks. ”value of lost load” (VoLL) ganget med sandsynligheden for at få brug for kapaciteten,

bør der således ikke indkøbes mFRR-kapacitet. Metoden er endnu ikke færdigudviklet, og implementeringsdatoen er endnu ikke fastlagt.

Det er dog vigtigt at bemærke, at det ikke er hensigten at sænke den gennemsnitlige indkøbte mængde mFRR-kapacitet. Det er alene hensigten at sikre, at der ikke indkøbes mFRR-kapacitet, hvis omkostningerne hertil overstiger værdien af dens tiltænkte funktion.

De første idéer peger i retning af en metode, hvor MW mFRR-kapacitet holdes op mod VoLL. De indledende overvejelser omfatter også introduktionen af et minimumsindkøb, så den indkøbte mængde mFRR-kapacitet aldrig kan være lavere end f.eks. 90 % af det beregnede behov for mFRR-kapacitet.



Med denne metode kan Energinet optimere indkøbet af mFRR-kapacitet, således at der indkøbes mFRR-kapacitet på den auktion, hvor den forventes at have de laveste omkostninger.



NYT UBALANCEGEBYR

Energinet arbejder i øjeblikket på en ændring af ubalancegebyret. Det nye ubalancegebyr skal sikre, at de reelle omkostninger til at afhjælpe ubalancer dækkes af de markedsaktører, der skaber ubalancerne.

Energinet forventer et øget behov for indkøb af mFRR- og aFRR-reserver i perioder, hvor det forventede forbrug og produktion afviger fra de faktiske værdier, de såkaldte normale ubalancer.

Det øgede behov skyldes, at indførelsen af en ny nordisk og dynamisk dimensionering af mFRR- og aFRR-reserver medregner ubalancer, hvilket ikke var inkluderet i den tidligere metode. Derudover forventes normale ubalancer at stige yderligere i takt med introduktionen af flere vedvarende energikilder samt på grund af decentraliseret, fleksibelt forbrug. Et nyt ubalancegebyr skal sikre, at omkostninger relateret til det øgede reservebehov dækkes af de markedsaktører, der skaber ubalancerne.

Med input fra aktørerne færdiggør Energinet metoden til justering af ubalancegebyret med henblik på at sikre en rimelig fordeling af omkostningerne, som ellers ville blive pålagt forbrugerne gennem systemtariffen.

Et *polluters pay*-princip

Energinet er fortalere for et ubalancegebyr, som reflekterer de reelle omkostninger ved ubalancer, og som giver et stærkere incitament for markedsaktørerne til at opretholde balancen.

Energinet arbejder på en metode baseret på konceptet *full cost balancing*, der følger et polluters pay-princip. *Full cost balancing* vil sige, at Energinets reelle omkostninger forbundet med at afhjælpe ubalancer, bliver afspejlet i det samlede niveau på ubalancegebyret. Polluters pay-princippet betyder, at det individuelle ubalancegebyr, som en markedsaktør betaler, vil afspejle markedsaktørens egne ubalancer. Det skal indføre en stabil mekanisme, der skal motivere markedsaktører til at forbedre deres prognoser og balanceringsindsats.

Konceptet *full cost balancing* har således til formål at afspejle de faktiske omkostninger ved Energinets yderligere kapacitets indkøb som følge af ubalancer.



Energinet forventer, at det nye ubalancegebyr vil føre til et mere stabilt og effektivt net, og bidrage til en mere retfærdig fordeling af omkostningerne til balancering. Det nye ubalancegebyr skal godkendes af Forsyningstilsynet, før det kan træde i kraft.

Energinet forventer en gradvis implementering af det nye ubalancegebyr fra første kvartal 2026.

Læs mere om det nye ubalancegebyr på [Energinets hjemmeside](#).

NY ROLLE: UAFHÆNGIG AGGREGATOR

Med denne nye rolle ønsker Energinet at især decentrale anlæg får bedre mulighed for at frigøre deres fleksibilitetspotentiale. Rollen som uafhængig aggregator blev godkendt af Forsyningstilsynet i oktober 2024.

I dag må en klassisk aggregator (BSP) kun levere energifattige systemydelser. Denne nye rolle som uafhængig aggregator kan levere alle typer systemydelser, men uden at påtage sig balanceringsansvaret, som kendetegner den balanceringsansvarlige aktør (BRP).

Energinet arbejder på at udvikle en kompensations- og korrektionsmodel for uafhængige aggregatorer, så den økonomiske påvirkning af BRP'er minimeres.

Mål om at frigøre mere fleksibilitetspotentiale

Formålet med at introducere den nye rolle som uafhængig aggregator er at frigøre mere fleksibilitetspotentiale og derved sænke omkostningerne til systemydelser. Særligt forventes det, at rollen som uafhængig aggregator kan frigøre fleksibilitetspotentiale blandt decentrale anlæg.

Potentialet for nye forretningsmodeller og diversificering af energimarkedet er stort og vil gøre det muligt for flere at deltage med

fleksibilitet. Derfor forventer Energinet en stor ændring i leverandørerne af systemydelser med implementeringen af rollen som uafhængig aggregator.

En af flere nye roller

Rollen som uafhængig aggregator er kun én af de nye roller, der vil blive introduceret på detailmarkedet. Også serielle elleverandører og energidelingsmuligheder er på vej. Alle disse nye roller og muligheder vil understøtte fleksibilitetsdagsordenen.

Rollerne er i øjeblikket under udvikling sammen med aktørerne. Uafhængig aggregator er den første nye rolle, der forventes implementeret i 2026. Udviklingen af rollen som serieleverandør og muligheden for energideling starter i 2024, og de forventede datoer for implementering er endnu ikke planlagt.

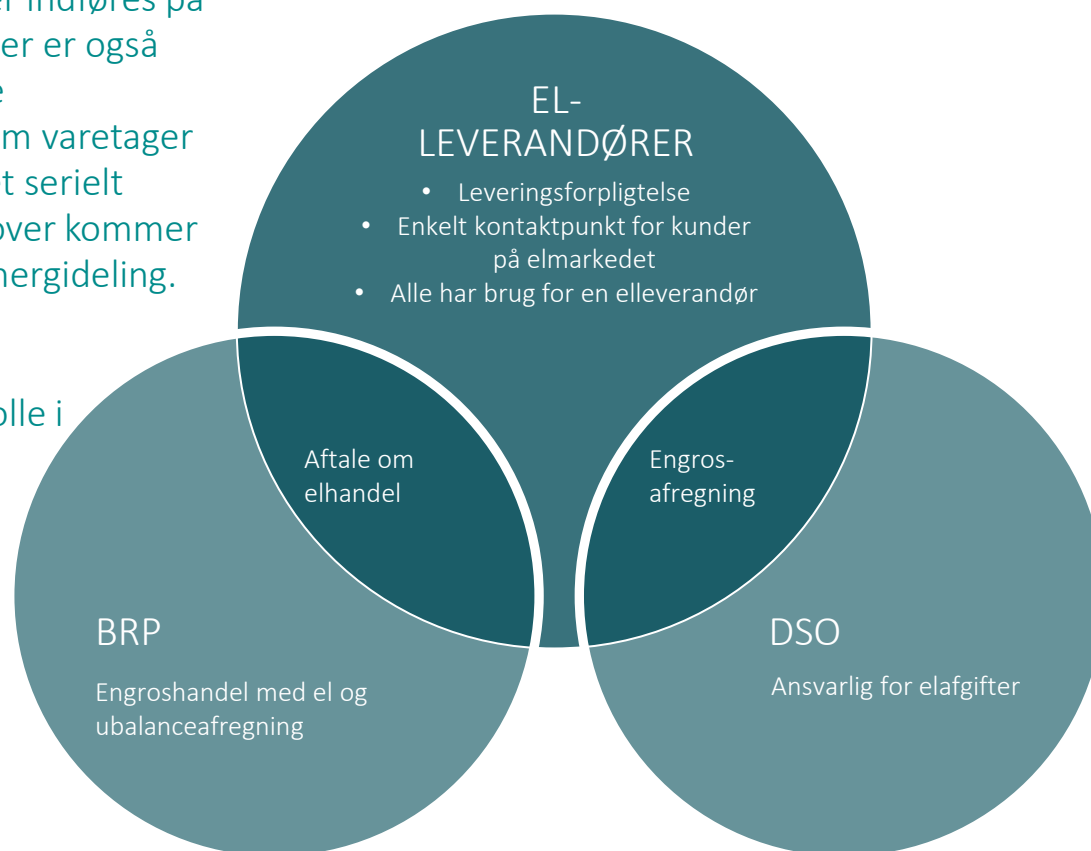
Læs mere om den nye rolle som uafhængig aggregator på [Energinets hjemmeside](#).



NY ROLLE: UAFHÆNGIG AGGREGATOR

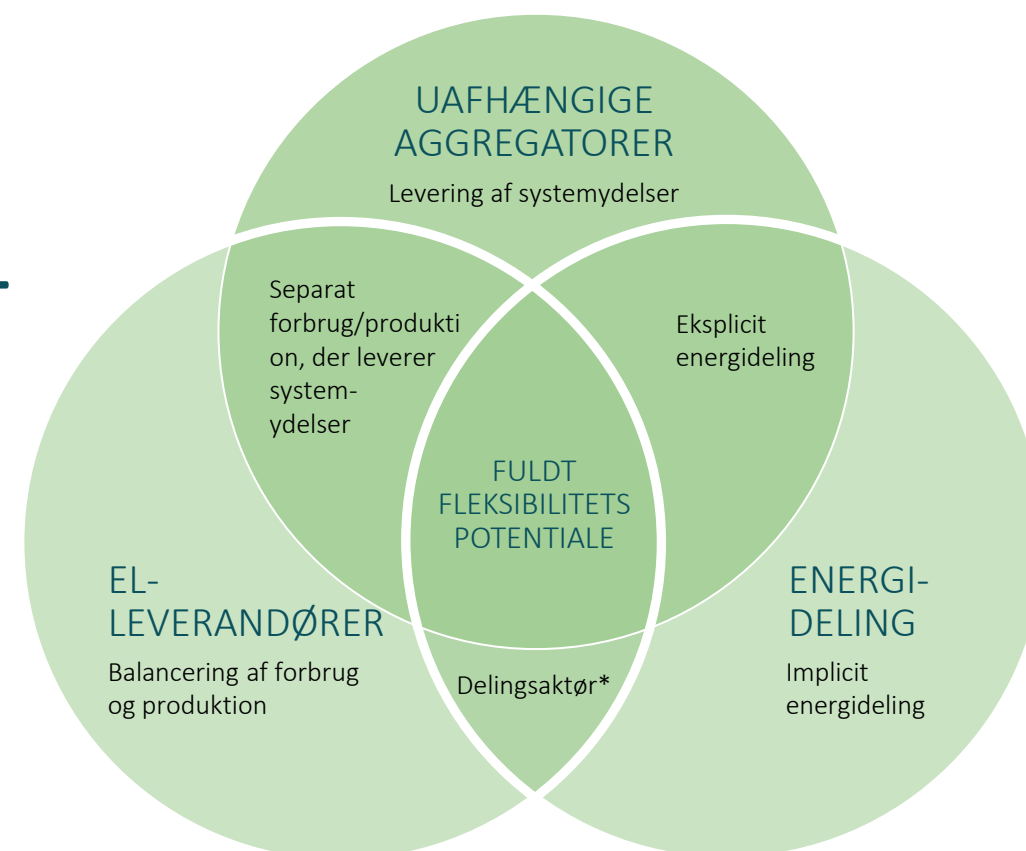
Uafhængig aggregator er en af flere nye roller, der indføres på detailmarkedet. Der er også planer om særlige elleverandører, som varetager elleverancen for et serielt målepunkt. Derudover kommer muligheden for energideling. Disse roller og muligheder vil spille en central rolle i at fremme fleksibilitetsdagsordenen.

ENGROSMODEL 2016



+

NYE MULIGHEDER



*En normal elleverandør kan også være en delingsaktør

INTERNE FLASKEHALSE

Elnettet gennemgår hurtige forandringer som følge af den grønne omstilling, hvilket øger kravene til nettet for at håndtere større energimængder og spidsbelastninger. Samtidig med planlægning af tilstrækkelig netudvidelse er der også behov for alternative tiltag til at håndtere flaskehalse og lokal overbelastning.

Elnettet udvikler sig og skal kunne håndtere større energimængder og spidsbelastninger. Derudover skal energien transporteres over længere afstande, da produktionen fra vedvarende energikilder og det øgede forbrug er ujævnt fordelt på tværs af regioner.

Tiltag til at håndtere flaskehalse

Indtil tilstrækkelig netudbygning er på plads, er der behov for forskellige tiltag til at håndtere flaskehalse og lokal overbelastning. Disse tiltag omfatter blandt andet midlertidig begrænset adgang til nettet, geografiske tariffer og brug af geotaggede balanceringsprodukter (mFRR og aFRR).

Da mFRR-energiaktivering udelukkende bruges til balanceringsformål, håndteres lokale flaskehalse med et nationalt supplement til mFRR-energiaktiveringsmarkedet. Siden december 2023 har Energinet krævet geografiske tags (geotags) på alle mFRR-energibud. Da Energinet i oktober 2024

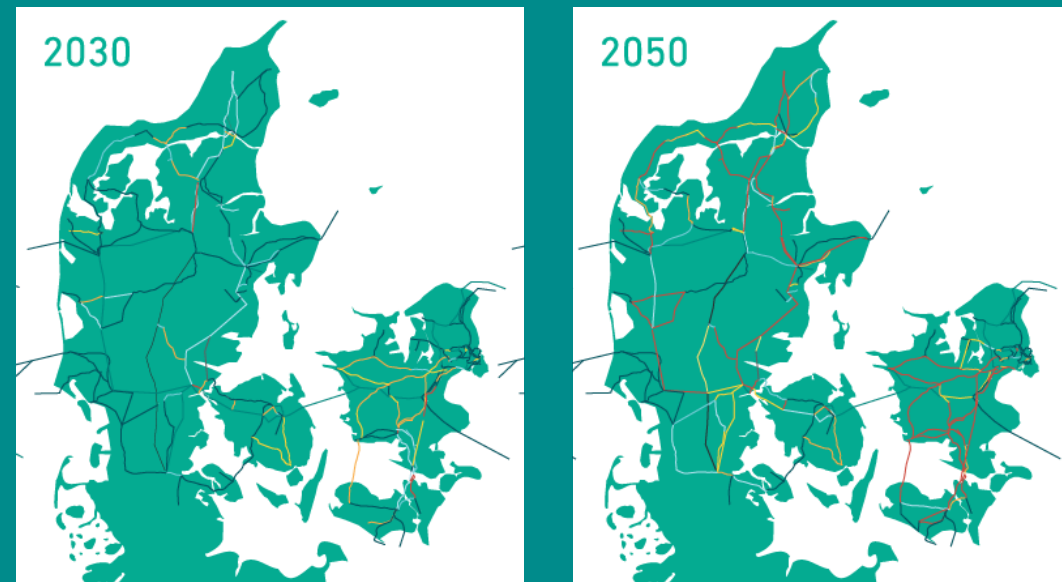
tilsluttede sig den europæiske energiaktiveringsplatform for aFRR, PICASSO, blev det samme geotag-krav indført for aFRR-energiaktiveringsmarkedet. Dette skal sikre, at aFRR-aktiveringer ikke forværrer eventuelle flaskehalse.

Geotags sikrer, at tilgængelige anlæg udnyttes effektivt

Energinet forventer en stigning i flaskehalse i nettet, hvilket betyder, at flere anlæg ikke vil være tilgængelige til at levere systemydelser. Energinet skal derfor sikre, at de tilgængelige anlæg udnyttes effektivt. Energinet forventer derfor, at det i de kommende år også vil blive nødvendigt at indføre geotags for mFRR- og aFRR-kapacitetsmarkederne.

Energinet arbejder løbende på at udvikle nye tiltag til at udnytte fleksibilitet og håndtere interne flaskehalse i samarbejde med DSO'er og andre relevante pa

INTERNE FLASKEHALSE, AKKUMULERET



Signatur (MWh)

- 0 (400 kV)
- 0 (132/150/220 kV)
- < 500
- 500 - 5.000
- 5.000 - 20.000
- 20.000 - 100.000
- > 100.000

INTERNE FLASKEHALSE

Energinet forventer, at flere eksisterende linjer i det nuværende transmissionsnet vil blive overbelastet både på kort og lang sigt. Figuren viser prognoser for overbelastede linjer baseret på data fra Forsyningstilsynet (AF2022), hvor N-1 og det eksisterende net er taget i betragtning. Overbelastningerne er vist som akkumulerede pr. år.

ENERGIØ BORNHOLM BLIVER EN SEPARAT BUDZONE, DER ER FORBUNDET MED NORDEN OG KONTINENTALEUROPA



BALANCERING AF ENERGIØER

Energinet forventer, at de kommende danske energiøer i Nordsøen og på Bornholm vil være selvstændige offshore-budzoner, der også balanceres separat. Energinet forventer at balancere offshore-budzoner på samme måde som de eksisterende budzoner DK1 og DK2, og at reserver til offshore-budzonerne indkøbes via de fælles nordiske reservemarkeder. Det vil dog ikke være muligt at levere FCR til eller fra energiøer.

ENERGIØ BORNHOLM

Når Energiø Bornholm går i drift får den sin egen budzone, DK3. Energinet forventer at balancere DK3 ud fra de samme principper som DK1 og DK2.

I 2023 fik Energinet godkendelse til at etablere en ny budzone, DK3, i forbindelse med Energiø Bornholm. Energinet forventer, at DK3 vil blive balanceret uafhængigt baseret på de samme principper, som anvendes i dag for de to eksisterende budzoner, DK1 og DK2.

Forbundet til europæiske og nordiske balanceringsmarkeder

Når Energiø Bornholm idriftsættes, vil Energinet være tilsluttet de europæiske markeder for mFRR- og aFRR-energiaktivering, MARI og PICASSO. Det betyder, at ubalancer fra DK3 vil blive håndteret ved hjælp af europæiske energiaktiveringssbud, ligesom det sker for DK1 og DK2.

Energinet har pligt til at sikre tilgængelighed af reserver til sine balanceringsområder, inklusive DK3. Energinet forventer, at reserverne for DK3 vil blive indkøbt i de fælles nordiske kapacitetsmarkeder, hvor reserverne til DK1 og DK2 fremover også vil blive indkøbt.

Ingen FCR-markeder på Energiø Bornholm

På grund af et relativt lille elsystem på Energiø Bornholm skal frekvensen opretholdes ved hjælp af jævnstrømsomformere. Almindelige frekvensreserver (FCR) vil være alt for langsomme til at opretholde en stabil frekvens på energiøen. I stedet vil responsen blive leveret lynhurtigt (<1 sekund) af jævnstrømsomformerne og derefter håndteret af frekvensreserver på fastlandet, inden den normale balanceringsprocedure håndterer den faktiske ubalance.

Derfor vil der ikke være nogen markeder for FCR på Energiø Bornholm, og anlæg på energiøen vil hverken kunne deltage i de nordiske FFR-, FCR-D- eller FCR-N-markeder eller i FCR-markederne i Kontinentaleuropa.



APPENDIKS



APPENDIKS (MEDIAN FORECAST VALUES)

Year	DK2-FFR_MW	DK2-Down mFRR_MW	DK2-Down aFRR_MW	DK2-Up mFRR_MW	DK2-Up aFRR_MW	DK2-FCRN_MW	DK2-FCRD Down_MW	DK2-FCRD Up_MW	DK2-Down FRR_MW	DK2-Up FRR_MW	DK1-Down mFRR_MW	DK1-Up mFRR_MW	DK1-Down aFRR_MW	DK1-Up aFRR_MW	DK1-FCR_MW	DK1-Down FRR_MW	DK1-Up FRR_MW
2024	1	2	46	540	47	92	182	223	48	587	-	348	100	100	124	100	448
2025	2	54	45	589	45	95	226	231	100	635	-	592	112	112	125	95	710
2026	3	85	57	573	57	97	234	236	142	633	95	574	156	156	137	238	734
2027	4	153	67	560	67	98	237	238	219	631	151	536	195	195	146	335	735
2028	5	259	74	551	74	97	236	236	332	629	166	478	229	229	151	389	711
2029	6	402	77	544	77	95	230	230	480	626	141	400	258	258	153	397	663
2030	9	517	91	533	91	93	224	224	611	629	102	402	299	299	155	403	707
2031	15	540	128	511	128	92	222	222	672	643	76	585	369	369	162	449	961
2032	22	486	182	482	182	92	221	221	671	665	60	902	459	459	172	523	1,370
2033	27	452	209	467	209	91	220	220	664	677	41	1,078	506	506	178	553	1,597
2034	27	450	207	468	207	90	217	217	660	677	20	1,089	506	506	179	534	1,616
2035	27	456	203	471	203	89	215	215	662	677	13	1,071	505	505	180	525	1,600
2036	29	467	202	475	202	88	214	214	671	680	22	1,047	511	511	182	538	1,579
2037	33	482	203	480	203	89	214	214	687	686	47	1,017	523	523	183	571	1,552
2038	37	502	207	485	207	90	216	216	710	694	89	980	542	542	186	626	1,519
2039	42	526	213	491	213	91	220	220	741	704	148	937	568	568	188	700	1,481
2040	49	555	221	497	221	93	224	224	779	718	224	887	600	600	191	796	1,437